

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

VICTOR KYOCHI BERNARDES

METODOLOGIA PARA VALORAÇÃO DAS EXTERNALIDADES DA GERAÇÃO  
DE ENERGIA E SUA INCORPORAÇÃO NO ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO DOS  
LEILÕES DE ENERGIA

CURITIBA

2020

VICTOR KYOCHI BERNARDES

METODOLOGIA PARA VALORAÇÃO DAS EXTERNALIDADES DA GERAÇÃO  
DE ENERGIA E SUA INCORPORAÇÃO NO ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO DOS  
LEILÕES DE ENERGIA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Área de concentração em Engenharia de Recursos Hídricos, Departamento de Hidráulica e Saneamento, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.

Daniel Henrique Marco Detzel

CURITIBA

2020

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR  
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

B522m Bernardes, Victor Kyochi  
Metodologia para valoração das externalidades da geração de energia e sua incorporação no índice custo benefício dos leilões de energia [recurso eletrônico] Victor Kyochi Bernardes. – Curitiba, 2020.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, 2020.

Orientador: Daniel Henrique Marco Detzel.

1. Usinas hidrelétricas. 2. Energia hidrelétrica. 3. Usinas elétricas.  
4. Externalidades (Economia). 5. Leilões. 6. Energia elétrica - Transmissão. I. Universidade Federal do Paraná. II. Detzel, Daniel Henrique Marco. III. Título.

CDD: 621.319

Bibliotecária: Vanusa Maciel CRB- 9/1928



## TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **VICTOR KYOCHI BERNARDES** intitulada: **Metodologia para Valoração das Externalidades da Geração de Energia e sua Incorporação no Índice Custo Benefício dos Leilões de Energia**, sob orientação do Prof. Dr. DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 25 de Junho de 2020.

Assinatura Eletrônica

26/06/2020 11:12:07.0

DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

26/06/2020 13:11:52.0

MARCELO RODRIGUES BESSA

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

26/06/2020 15:38:17.0

MAURICIO PEREIRA CANTÃO

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ )

Assinatura Eletrônica

29/06/2020 17:09:01.0

LUCIO DE MEDEIROS

Avaliador Externo (INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO)

## RESUMO

A expansão da matriz elétrica brasileira nos últimos anos se deu principalmente por meio de usinas hidrelétricas a fio d'água, usinas eólicas e termelétricas (UTES) a combustíveis fósseis. Por outro lado, foram poucas as usinas hidrelétricas (UHEs) com reservatórios com capacidade de regularização, que são essenciais para garantir a confiabilidade do fornecimento de formas mais econômica e ambientalmente sustentável, contratadas pelo governo. Por 13 anos, de 2000 a 2012, em média 91% da geração foi de origem hidrelétrica, o restante complementado pelas usinas termelétricas e outras fontes. Atualmente, a geração de origem hidrelétrica corresponde a 70% e termelétricas a 17%. As UTES agora representam 27,45% da capacidade instalada nacional, duas vezes maior do que em 2000. Ocorre que o aumento da geração por fontes intermitentes (hídrica a fio d'água, eólica e solar) ocasiona uma necessidade de geração de base que, caso não seja atendida por usinas de regularização, será suprida por mais usinas termelétricas. A consequência é um aumento da emissão de gases de efeito estufa e de material particulado inalável, além da elevação do custo de geração de energia. Esse maior custo, por sua vez, será inevitavelmente repassado às tarifas pagas pelo consumidor final, impactando assim a competitividade do país. Com isso em mente, o objetivo principal desse trabalho é estabelecer critérios, parâmetros, variáveis e equações para valoração das externalidades atualmente desconsideradas na composição dos índices custo benefícios (ICBs) de fontes geradoras de energia, visando analisar seus impactos nas negociações em leilões de energia elétrica. Para tanto, o trabalho tece uma análise crítica sobre as externalidades da geração de energia que atualmente não são consideradas nas disputas que ocorrem nos leilões de energia do ambiente de contratação regulada e desenvolve metodologias para valoração e incorporação no ICB dos mencionados certames das seguintes externalidades: o benefício dos reservatórios de acumulação das UHEs para o Sistema Interligado Nacional; o benefício das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) para o sistema; o impacto à saúde humana ocasionado pela emissão de material particulado inalável; o impacto da emissão de gases de efeito estufa; e o benefício da compensação ambiental. O método proposto foi aplicado a um estudo de caso com quatro usinas, que venderam sua energia nos leilões do governo: uma UHE com capacidade de regularização (garantia física de 197,7 MW-méd.), uma PCH a fio d'água (garantia física de 16,64 MW-méd.), uma UTE a gás natural (garantia física de 194,1 MW-méd.) e uma UTE a óleo diesel (garantia física de 121,5 MW-méd.). Como resultados, a UHE, a PCH, a UTE a gás natural e a a UTE a óleo diesel tiveram seus ICBs reduzidos em R\$ 4,86/MWh, R\$ 0,65/MWh e , R\$ 0,22/MWh e R\$ 0,23/MWh, respectivamente. Assim sendo, identifica-se que o benefício dos reservatórios de regularização e o benefício das PCHs apresentaram as maiores alterações no preço final de energia de cada usina.

Palavras-chave: Leilões de energia. Externalidades. ICB. Hidrelétrica. Termelétrica.

## ABSTRACT

The expansion of the Brazilian electric matrix in the last few years has occurred mainly by means of run-of-the-river hydroelectric plants, wind and thermoelectric power plants (TPPs) powered by fossil fuels. On the other hand, there were few hydroelectric power plants (HPPs) with reservoirs with regularization capacity, which are essential to guarantee the reliability of supply in more economical and environmentally sustainable ways, contracted by the government. For 13 years, from 2000 to 2012, on average 91% of generation was hydroelectric origin, the remainder complemented by thermoelectric plants and other sources. Currently, hydroelectric generation corresponds to 70% and thermoelectric plants to 17%. The TPPs now represent 27.45% of the national installed capacity, twice higher than in 2000. It happens that the increase in generation by intermittent sources (water, wind and solar water) causes a need for base generation that, if not served by plants regularization, will be supplied by more thermoelectric plants. The consequence is an increase in the emission of greenhouse gases and inhalable particulate matter, in addition to an increase in the cost of energy generation. This higher cost, in turn, will inevitably be passed on to the tariffs paid by the final consumer, thereby impacting the country's competitiveness. With this in mind, the main objective of this work is to establish criteria, parameters, variables and equations for valuing externalities that are currently disregarded in the composition of the cost-benefit indices (ICBs) of energy-generating sources, aiming to analyze their impacts on negotiations in electricity auctions. To this end, the work weaves a critical analysis of the externalities of energy generation that are currently not considered in the disputes that occur in the energy auctions of the regulated contracting environment and develops methodologies for valuing and incorporating in ICB the mentioned events of the following externalities: benefit of the reservoirs of accumulation of the UHEs for the National Interconnected System; the benefit of Small Hydroelectric Plants (SHPs) for the system; the impact on human health caused by the emission of inhalable particulate matter; the impact of greenhouse gas emissions; and the benefit of environmental compensation. The proposed method was applied to a case study with four plants, which sold their energy at government auctions: an HPP with regularization capacity (physical guarantee of 197.7 MW-average), a run-of-river SHP (guarantee 16.64 MW average), a TPP powered by natural gas (physical guarantee of 194.1 MW average) and a TPP powered by diesel oil (physical guarantee of 121.5 MW average). As a result, the HPP, the SHP, the TPP powered by natural gas and the TPP powered by diesel oil had their ICBs reduced by R\$ 4.85 / MWh, R \$ 0.65 / MWh, R\$ 0.22 / MWh and R\$ 0.23 / MWh, respectively. Therefore, it is identified that the benefit of the regularization reservoirs and the benefit of the SHP presented the biggest changes in the final energy price of each plant.

Keywords: Energy auctions. Externalities. ICB. Hydroelectric. Thermoelectric.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – SIN, representando o sistema de transmissão interligado (ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020b). . . . .	13
Figura 2 – Instituições que compõem a governança do setor elétrico de brasileiro (CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2017). . . . .	14
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada de geração elétrica por fonte (EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2017b). . . . .	20
Figura 4 – Geração média mensal no SIN de janeiro de 2000 até março de 2015 (ZAMBON, 2015). . . . .	21
Figura 5 – Resultados dos leilões de energia no Brasil de 2005 a 2014 (RIBEIRO, 2015). . . . .	23
Figura 6 – Evolução da Capacidade de Regularização do SIN (FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2013). . . . .	24
Figura 7 – Bandeira tarifária praticada de janeiro de 2015 a outubro de 2017 (GLOBO, 2017). . . . .	26
Figura 8 – Participação na geração total anual por fonte (FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2017). . . . .	26
Figura 9 – Custo médio da energia elétrica para a indústria no Brasil (FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2017). . . . .	27
Figura 10 – Custo médio da energia elétrica para a indústria em países selecionados por FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (2017). . . . .	28
Figura 11 – Projeção da geração de energia elétrica até 2030 (GUERRA et al., 2015). . . . .	29
Figura 12 – Participação das fontes de energia elétrica até 2026 (EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2017a). . . . .	30
Figura 13 – Energia gerada mensalmente no período crítico pela UHE Mauá "a fio d'água"(EG) e sua Garantia Física (GF). . . . .	52
Figura 14 – Curva de ordem de mérito das termelétricas do SIN. . . . .	53
Figura 15 – Energia média mensal gerada pela PCH Bela Vista . . . . .	55

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Empreendimentos selecionados para estudo de caso . . . . .	50
Tabela 2 – Concentração de material particulado da UTE Viana por distância $s$ .	57
Tabela 3 – Riscos individuais para a UTE Viana (casos de doenças respiratórias/100.000 habitantes por kWh) . . . . .	58
Tabela 4 – Dados para o cálculo do valor estatístico da vida para o Brasil . . . . .	61
Tabela 5 – Dados para o cálculo do custo de doença - dados mensais de 2019 . . .	61
Tabela 6 – Valores obtidos pelo método do Custo de Doença (CD) . . . . .	62
Tabela 7 – Emissões de CO <sub>2</sub> equivalentes de termelétricas a gás natural e óleo combustível em gCO <sub>2</sub> eq/kWh . . . . .	63
Tabela 8 – Emissões totais de CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> e CO <sub>2</sub> equivalentes da UHE Mauá e PCH Bela Vista . . . . .	64
Tabela 9 – Emissões de CO <sub>2</sub> equivalente e valoração do impacto ambiental dos empreendimentos em estudo . . . . .	65
Tabela 10 – Resultados obtidos da Valoração do benefício da Compensação Ambiental	66
Tabela 11 – Resultados obtidos da Valoração dos impactos e benefícios das usinas estudadas em R\$/MWh . . . . .	66
Tabela 12 – Comparação dos impactos e benefícios valorados com os preços corrigidos dos leilões de energia . . . . .	66



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
APP	Área de Preservação Permanente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	Gases de Efeito Estufa
ICB	Índice de Custo Benefício
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PM10	Material particulado inalável de diâmetro inferior a 10 $\mu m$
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SUS	Sistema Único de Saúde
VSL	Valor da vida estatística
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	<b>11</b>
<b>1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: CONTEXTUALIZAÇÃO, PLANEJAMENTO, EXPANSÃO E TENDÊNCIAS</b> . . . . .	<b>13</b>
1.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB . . . . .	13
1.1.1 Histórico do SEB . . . . .	15
1.1.2 Ambientes de contratação de energia . . . . .	16
1.1.3 Planejamento da expansão do SEB . . . . .	18
1.2 EVOLUÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA . . . . .	20
1.2.1 Evolução da capacidade instalada e da geração . . . . .	20
1.2.2 Redução da capacidade relativa de regularização do SIN . . . . .	24
1.2.3 Aumento do custo da energia elétrica . . . . .	25
1.2.4 Tendências . . . . .	28
1.2.5 Potencial energético hidrelétrico brasileiro . . . . .	30
1.2.5.1 Usinas Hidrelétricas de Regularização . . . . .	30
1.2.5.2 Usinas Hidrelétricas Reversíveis . . . . .	31
1.2.5.3 Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas . . . . .	32
1.3 ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO E LEILÕES DE ENERGIA: EXTERNALIDADES DESCONSIDERADAS . . . . .	33
1.3.1 Modicidade Tarifária, Confiabilidade de Fornecimento e Desenvolvimento Sustentável . . . . .	35
1.3.2 Custos socioambientais no planejamento de expansão do SEB . . . . .	36
<b>2 VALORAÇÃO DAS EXTERNALIDADES DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E TERMELÉTRICA</b> . . . . .	<b>38</b>
2.1 CONFIABILIDADE DE FORNECIMENTO . . . . .	40
2.1.1 Capacidade de armazenamento das UHEs . . . . .	40
2.1.2 Capacidade de atendimento da demanda pelas PCHs . . . . .	40
2.2 MODICIDADE TARIFÁRIA . . . . .	41
2.2.1 Operação e manutenção da rede de transmissão de interesse restrito . . . . .	41
2.2.2 Investimentos adicionais em rede de transmissão . . . . .	42
2.3 DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL . . . . .	42

2.3.1	Impacto à saúde humana pela emissão de material particulado . . . . .	45
2.3.2	Impactos das emissões de gases de efeito estufa sobre a mudança do clima .	45
2.3.3	Recuperação/supressão de vegetação . . . . .	46
2.3.4	Compensação Ambiental . . . . .	47
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO . . . . .</b>	<b>49</b>
3.1	VALORAÇÃO DO BENEFÍCIO DOS RESERVATÓRIOS PARA O SIN .	51
3.2	VALORAÇÃO DO BENEFÍCIO DAS PCHS PARA O SIN . . . . .	54
3.3	VALORAÇÃO DO IMPACTO À SAÚDE HUMANA OCASIONADO PELA EMIÇÃO DE MATERIAL PARTICULADO . . . . .	55
3.4	VALORAÇÃO DO IMPACTO PELA EMISSÃO DE GASES DO EFEITO ESTUFA . . . . .	62
3.5	VALORAÇÃO DO BENEFÍCIO DA COMPENSAÇÃO AMBIENTAL . .	65
3.6	RESULTADOS E DISCUSSÃO . . . . .	66
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>68</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>70</b>

## INTRODUÇÃO

O aumento da capacidade instalada de geração de energia no Brasil nos últimos anos se deu principalmente através de usinas hidrelétricas a fio d'água, usinas eólicas e termelétricas a combustíveis fósseis. O grande aumento da geração por fonte de origem fóssil e a contratação abundante dessa fonte foi justificada pela crise hídrica que o Brasil passou e pela redução da capacidade relativa de regularização, com seus reservatórios chegando em seus níveis mínimos. Ocorre que o aumento da geração por fontes intermitentes (hídrica a fio d'água, eólica e solar) ocasiona uma necessidade de geração de base que, caso não seja atendida por usinas de regularização, será suprida por mais usinas termelétricas, o que provoca um aumento da emissão de gases de efeito estufa (GEE) e elevação do custo de geração de energia. Esse maior custo, por sua vez, será inevitavelmente repassado às tarifas pagas pelo consumidor final, impactando assim a competitividade do país.

Desde 2005 a expansão do parque gerador do Sistema Interligado Nacional (SIN) vem sendo realizada basicamente através de leilões de energia realizados pelo governo. A seleção nesses leilões é feita com base no Índice de Custo Benefício (ICB), em R\$/MWh, de cada empreendimento de geração, definido como a razão entre o seu custo total e o seu benefício energético, onde: o benefício energético de um novo empreendimento de geração corresponde legalmente à sua Garantia Física, que é calculada à época do seu leilão aplicando-se a metodologia da Portaria MME nº 303, de 18/11/2004; e o custo global de um empreendimento de geração compreende o custo de investimento, incluindo os custos socioambientais para aplicação das medidas mitigadoras e programas ambientais definidos no processo de licenciamento, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M), somado ao valor esperado do custo variável de O&M e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Uma vez calculados os valores de ICB para cada projeto, o critério de decisão consiste em investir nos projetos por ordem de mérito crescente, ou seja, do menor para o maior valor de ICB. Dessa forma, os empreendimentos com menor custo esperado por MW de garantia física são considerados melhores e são favorecidos nos leilões.

Ocorre que, ao considerar somente o fator preço, a atual metodologia de composição do ICB acaba por desconsiderar outras variáveis, diretamente dependentes do parque gerador, que também introduzem custos no Sistema, como: a garantia da segurança do Sistema e os custos de transmissão e distribuição da energia elétrica gerada. Além disso, a expansão do sistema não obedece de forma alguma ao princípio de desenvolvimento sustentável, pois os impactos e benefícios socioambientais das diferentes fontes de energia não são considerados na definição dos vencedores, mas apenas o fator preço.

Como a produção de energia elétrica utiliza os recursos naturais como insumos e provoca impactos sobre o meio ambiente e a sociedade, a melhoria das condições de vida da geração atual evitando o comprometimento dos recursos a serem disponibilizados para gerações futuras exige a implementação de estratégias sustentáveis. Nesse contexto, onde há uma crescente preocupação com os impactos socioambientais relativos à exploração dos recursos naturais, vários pesquisadores buscam maneiras de incorporar à dimensão socioambiental nos estudos da expansão do setor elétrico (v. item 1.3.2) e vários estudos valorando às externalidades ambientais das diferentes fontes de geração de energia foram desenvolvidos recentemente (v. item 2), inclusive uma simulação de leilões mul-

tiprodutos considerando os atributos das fontes de expansão (MEDEIROS et al., 2015). Porém, lacunas ficaram pendentes para outras externalidades da geração de energia aplicada ao cálculo do ICB para trazer transparência ao certame e permitir uma expansão ótima que atenda aos princípios de modicidade tarifária, confiabilidade de fornecimento e desenvolvimento sustentável. Esse é o objetivo principal deste trabalho.

As políticas baseadas no desenvolvimento sustentável para o setor elétrico deveriam promover um maior uso de fontes de energia limpas e renováveis, sob o ponto de vista da oferta, e sistemas mais eficientes, sob o ponto de vista da demanda.

Portanto, a proposta desse trabalho é que a composição do ICB passe a considerar os benefícios das diferentes fontes de geração de energia para o sistema, a sociedade e o meio ambiente, como também a assumir todos os custos adicionais que gerarem para o sistema, custos de geração para o investidor, custos de transmissão, custos das fontes necessárias para a confiabilidade e as externalidades ambientais. Esta opção permite selecionar os projetos que otimizam o sistema como um todo (face à otimização apenas do preço de geração no modelo atual) e expandir a oferta de acordo com uma combinação ótima para a matriz elétrica.

Note-se que em função do tipo de fonte, da capacidade instalada, da sazonalidade, do fator de capacidade e da localização geográfica cada projeto específico terá diferentes necessidades de investimento em transmissão e arcará com diferentes encargos para o sistema.

Assim, o objetivo geral do trabalho é estabelecer critérios, parâmetros, variáveis e equações para valoração das externalidades atualmente desconsideradas na composição dos índices custo benefícios de fontes geradoras de energia. Como objetivos específicos, foram considerados os seguintes:

- Tecer uma análise crítica sobre métodos de valoração de externalidades atualmente desconsideradas e que são relevantes do ponto de vista da geração de energia no Brasil;
- Aplicar o método proposto a um estudo de caso a ser montado considerando resultados reais dos leilões de geração de energia.

Esta dissertação está organizada em quatro capítulos. O capítulo 1 contextualiza o setor elétrico brasileiro, seu histórico, governança, a evolução da matriz energética e a problemática da redução da capacidade de regularização do sistema e aumento do custo da energia. Também contextualiza o potencial hidrelétrico brasileiro remanescente e o sistema de contratação de energia atual, tecendo uma análise sobre o ICB e o planejamento energético. O capítulo 2 tece as bases para a valoração das externalidades da geração hidrelétrica e termelétrica, descrevendo os estudos da literatura sobre o tema e discutindo as externalidades consideradas nesse trabalho que alteram o valor do ICB final de cada empreendimento nos leilões de energia de modo a estimular que a expansão da matriz energética brasileira garanta a confiabilidade de fornecimento, modicidade tarifária e desenvolvimento sustentável. O capítulo 3 apresenta as metodologias para valoração das externalidade da geração de energia consideradas e sua incorporação ICB dos leilões de energia, com a sua aplicação em um estudo de caso com empreendimentos que venderam sua energia em leilões passados, discutindo os resultados obtidos. Por fim, o capítulo 4 apresenta as conclusões do trabalho e discute o atendimento aos objetivos propostos.

# 1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: CONTEXTUALIZAÇÃO, PLANEJAMENTO, EXPANSÃO E TENDÊNCIAS

## 1.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB

O sistema de produção e transmissão de eletricidade no Brasil é hidrotérmico de grande porte, com predominância da hidroeletricidade, que representou 70,45 % da energia elétrica gerada em 2019 (ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020a). A maior parte do sistema é interligado, formando uma rede composta de, basicamente, usinas de geração e centros de consumo ligados por linhas de transmissão. Essa rede, que está esquematizada na figura 1 é denominada de Sistema Interligado Nacional (SIN). Menos de 1% da eletricidade requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região Norte (ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019b).



Figura 1: SIN, representando o sistema de transmissão interligado (ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020b).

O SIN, que em Maio/2020 possuía uma capacidade instalada de 174.584 MW (ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020), está dividido em quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. O subsistema SE/CO é o maior

mercado de energia elétrica do país, com consumo médio em 2019 de 37.881 MW médios, representando 55,9% da carga brasileira (ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2020a).

A grande extensão de área na qual as usinas hidrelétricas estão inseridas, abarcando 12 bacias hidrográficas com regimes hidrológicos distintos, garante uma maior confiabilidade de suprimento de energia para o SIN. Isso se deve ao fato de que o período de estiagem de uma bacia pode ser compensado pelo intercâmbio da produção de alguma outra região onde choveu mais. Esta troca somente é possível devido à interligação do sistema.

Tais características tornam o SIN propício para ser operado de modo centralizado, o que é realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Assim, as gerações hidrelétrica e termelétrica podem ser despachadas da maneira mais econômica possível, tendo em vista as consequências para as opções futuras de operação e os riscos associados. Essas orientações estão de acordo com as diretrizes da Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, uma vez que tenta promover a modicidade tarifária e garantir a segurança de suprimento.

A estrutura de governança do SEB é formada por diferentes agentes, conforme mostra a Figura 2.



Figura 2: Instituições que compõem a governança do setor elétrico de brasileiro (CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2017).

O CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, define a política energética do país, com o objetivo de assegurar a estabilidade do suprimento energético. O MME - Ministério de Minas e Energia, é responsável pelo planejamento, gestão e desenvolvimento da legislação do setor, bem como pela supervisão e controle da execução das políticas direcionadas ao desenvolvimento energético do país. A EPE - Empresa de Pesquisa Energética, realiza o planejamento da expansão da geração e transmissão, a serviço do MME, e dá suporte técnico para a realização de leilões. O CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, supervisiona a continuidade e a confiabilidade do suprimento elétrico. A ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, regula e fiscaliza a geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade, define as tarifas de transporte e consumo e assegura o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. O ONS - Operador Nacio-

nal do Sistema Elétrico, controla a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) de modo a otimizar os recursos energéticos. Por fim, a CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica administra as transações do mercado de energia e realiza os leilões oficiais.

### 1.1.1 Histórico do SEB

Guerra et al. (2015) revisaram a história da eletricidade no Brasil. Segundo eles, o modelo tradicional de geração de energia no Brasil, estabelecido entre 1940 e 1960, colocou empresas que foram responsáveis por uma grande parte da produção e distribuição de eletricidade, petróleo e gás nas mãos do governo. Petrobrás, Eletrobras e várias empresas estatais, além de uma entidade de planejamento de energia<sup>1</sup>, foram criadas para esse fim, destacam os autores que concluem que a experiência brasileira com o monopólio público da indústria de energia, apoiada pela regulamentação pelos custos do serviço, funcionou bastante bem por um longo tempo, permitindo a expansão da capacidade de fornecimento de energia do país.

No entanto, de acordo com Oliveira e Araújo (1996) apud Correia et al. (2006), como conseqüência da crise da dívida do país no final da década de 1970, precipitada pelas mudanças nas taxas de juros dos EUA, a capitalização do governo brasileiro foi drasticamente reduzida. A alternativa de ter o capital das empresas estatais que apoiam a expansão do fornecimento de energia se esvaiu durante a década de 1980, com a política anti-inflacionista para redução de tarifas (GUERRA et al., 2015). Além disso, houve uma perda gradual de eficiência das empresas devido a um mecanismo de compensação intras-setorial de resultados comerciais que desencorajou a busca de ganhos de produtividade, uma vez que um superavit teria que ser repercutido em outras empresas do setor (PIRES; GOLDSTEIN, 2001).

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES) entre os anos 70 e 80 já era o agente financeiro que participava do processo de geração de energia, resgatam Gomes et al. (2002). Segundo esses autores, entre 1990 e 1994, foi restrito ao crédito pelo Estado e, a partir de 1995, o BNDES tornou-se a maior agência de financiamento de longo prazo da geração de energia, servindo tanto aos geradores privados quanto ao Estado. Isso permitiu o progresso do sistema gerador de energia.

No entanto, mudanças significativas ocorreram desde a década de 1990. A primeira mudança foi a reformulação do setor de energia, que começou com a Lei de Concessão de Serviços Públicos nº 8987 de 14 de fevereiro de 1995 e a Lei nº 9074, de 19 de maio de 1995, que lançou as bases para um novo modelo institucional para o setor de energia. Ao mesmo tempo, a reestruturação organizacional e imobiliária do setor foi consolidada através da privatização de empresas e a atração de investimentos privados para assegurar sua expansão (GUERRA et al., 2015).

Em 1997 e 1998, os novos regulamentos, especialmente a Lei nº 9648/98, que instituiu o Mercado Atacadista de Energia - MAE e o ONS, autorizaram o Poder Executivo a promover a reestruturação da Eletrobras e suas afiliadas, e estabelecer a transição

<sup>1</sup> Essa entidade era, na verdade um aglomerado de instituições formados pelos Grupos Coordenadores de Operação Interligada (GCOIs), Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e pelo consórcio CAMANBRA (MERCEDES; RICO; POZZO, 2015).



de modelos com novos contratos. Esta lei promoveu a segmentação do setor e definiu a abertura gradual à concorrência no mercado (ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2012).

O decreto nº 2003 promulgado em 1996 regulamentou a ação dos produtores independentes e dos autoprodutores. Simultaneamente, a Lei nº 9427 criou a ANEEL, com o objetivo de regular e controlar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade.

Em 1998, foi criado o CNPE, cujos objetivos eram: promover o uso racional da energia; proteger o consumidor em termos de preço, qualidade e fornecimento; proteger o meio ambiente; aumentar o uso de gás natural; usar fontes renováveis de energia; promover a livre concorrência; aumentar a competitividade e atrair capital para a produção de energia.

Guerra et al. (2015) destacam que as privatizações consolidaram a política macroeconômica do Plano Real, tentando estabilizar a balança de pagamentos, manter a taxa de câmbio, manter baixa a inflação e diminuir a interferência política nas empresas. Conforme seu trabalho, a estratégia inicial era privatizar as empresas de distribuição, depois os geradores e, finalmente, os transmissores. Para tanto, foram concedidos investimentos para ampliar a iniciativa privada, principalmente para a expansão da oferta, para permitir a criação de um mercado de energia por atacado que se fortaleça com as reformas do setor.

A segunda estratégia, que veio em 2014 com a mudança de governo com a entrada do presidente Lula na presidência do país, foi a introdução de um novo modelo para o setor elétrico que visava assegurar o fornecimento. Uma das principais alterações realizadas em 2004 foi a substituição das condições para que as empresas de nova geração operassem. O investidor que ofereceu o menor preço de venda da energia produzida em suas futuras usinas de energia ganharia o leilão. Além disso, o novo modelo instituiu dois locais básicos ou "ambientes" para compra e venda de contratos de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), apenas para geradores e distribuidores, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), para geradores, empresários, importadores, exportadores e, mais recentemente, consumidores livres.

### 1.1.2 Ambientes de contratação de energia

Os dois ambientes de contratação de energia elétrica atualmente vigentes foram criados pela lei 10.848/2004 que instituiu o novo modelo do setor elétrico brasileiro. O novo marco regulatório, que estipulou novas diretrizes para o setor, teve como principal objetivo propiciar a correta sinalização para a expansão do sistema, atraindo capital privado ao menor custo e com a antecedência necessária (PEREIRA; BARROSO; ROSENBLATT, 2004). Uma das principais motivações para essas mudanças foi a crise de abastecimento de energia que ocorreu no início dos anos 2000. Para evitar o risco de uma nova crise, o governo brasileiro promoveu uma série de importantes mudanças no modelo institucional do setor elétrico de modo a tornar o suprimento de energia no país mais seguro e também fomentar a modicidade tarifária.

Para que o aumento da demanda energética fosse suprido por nova capacidade de

geração com a antecedência adequada, novos investimentos em parques geradores foram estimulados através da realização de leilões no ACR, nos quais são licitados contratos de longo prazo (30 para hidrelétricas, 20 para eólicas e 15 anos para termelétricas) com 5 e 3 anos de antecedência - A-5 e A-3, respectivamente.

Os leilões de energia desempenham papel central na promoção da expansão do parque gerador do sistema elétrica brasileiro. É por meio dos Leilões de Energia Nova que se enseja a instalação de novos empreendimentos de geração para atender o crescimento da carga projetada.

Nesse contexto, a figura dos contratos de longo prazo aparece como principal responsável pela expansão segura da oferta, proporcionando um sinal de preço mais adequado para os investidores (STREET, 2004). Os contratos licitados nesses leilões são de longo prazo e baixo risco, que geram um fluxo de caixa estável e, portanto, proporcionam uma garantia para o financiamento de grande parte desses projetos (STREET et al., 2013a). Ou seja, fechar contrato em tais leilões significa obter uma remuneração mínima de longo prazo a preços definidos, o que permite aos órgãos financiadores se sentir mais seguros em aportar recursos a taxas de juros mais baixas do que o habitual, atraindo, assim, investidores privados para participar na expansão do parque gerador (MME, Ministério de Minas e Energia, 2003).

Um segundo ambiente de contratação criado durante a reforma do setor elétrico é o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Nesse ambiente, vendedores de energia (geradores e comercializadoras) e consumidores podem firmar contratos livremente entre si com cláusulas e prazos determinados por ambas as partes, com ou sem a realização de leilões privados. Em sua maioria, os contratos negociados no ACL são por quantidade, modalidade na qual o consumidor fica protegido contra as variações de energia produzida e, conseqüentemente, ao preço de curto prazo da energia. Desta forma, o vendedor (gerador/comercializadora) assume todo o risco de entrega da energia contratada, risco esse que está associado ao perfil de geração sazonal e/ou intermitente, típico das fontes renováveis. A materialização desse risco ocorre em momentos em que o gerador apresenta um déficit na produção com relação ao montante contratado e o preço de curto prazo se encontra superior ao preço do seu contrato.

Em comparação ao ACR, o ACL se caracteriza como um ambiente de contratação de risco elevado para as renováveis, em virtude da baixa previsibilidade da produção dessas fontes, dos prazos de vigência dos contratos que são mais curtos e da incerteza no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Nessa modalidade contratual, a incerteza na geração somada à incerteza do PLD ocasiona o conhecido risco de preço e quantidade. Isso ocorre porque, nos contratos por quantidade, o déficit ou excedente de energia produzido pela fonte em relação ao montante de energia contratado deve ser liquidado ao PLD, que é uma variável altamente volátil e sistêmica (STREET et al., 2013b).

Analisando-se o histórico mensal do PLD verifica-se que longos períodos de PLD baixo são interrompidos por picos elevados. Essa característica tem explicação no processo de formação desse preço. O PLD reflete o custo marginal de operação do SEB (truncado em um piso e um teto), que é predominantemente hidrelétrico. O sistema é projetado com uma sobreoferta estrutural para suportar a ocorrência de condições adversas de aflúncias e garantir uma operação segura. Assim, o sistema é operado com folga na maior parte do tempo e, portanto, o custo marginal de produção da energia é nulo (valor da água sem perspectiva de déficits futuros). Porém, em condições de desequilíbrio, as termelétricas são acionadas para prevenir déficits e esse custo marginal passa a depender do valor dos

combustíveis utilizados, que podem chegar a 1000 R\$/MWh, segundo [Street et al. \(2013b\)](#).

Uma característica já conhecida e estudada no SEB é a complementaridade entre o perfil de geração hídrico da região Sudeste e o perfil de geração eólico da região Nordeste (onde encontram-se os maiores potenciais de ventos do Brasil e onde está concentrada a maioria dos parques eólicos existentes e projetados) ([CANTÃO et al., 2017](#)). Baseado nisso, é possível formar um portfólio de venda conjunto dessas fontes que proviria um fluxo de caixa menos arriscado e com menor exposição ao PLD, quando comparado ao fluxo de caixa das fontes negociadas isoladamente no mercado ([STREET et al., 2013b](#)).

No que diz respeito ao ACR, a partir de 2004, os leilões de energia promovidos nesse ambiente tiveram como resultado um grande impulso no setor elétrico em sua totalidade. Também em 2004, foi instituído o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA) através do Decreto nº 5.025, que criou leilões exclusivos para as principais fontes alternativas de energia no Brasil (PCHs, eólica e termelétrica movida a biomassa) competirem. Inicialmente, o preço médio observado da energia foi de 298,00 R\$/MWh. Porém, a partir de 2009, houve uma queda significativa nos preços e as eólicas, por exemplo, chegaram a patamares inferiores a 90,00 R\$/MWh no Leilão A-5 de 2012. Esse preço baixo ocorreu devido à reduzida contratação naquele ano que culminou com uma competição muito acirrada ([MELO, 2012](#)). Nesse cenário, se por um lado o ACR oferece a segurança e garantia de contratos de longo prazo, que facilitam a viabilização de novos investimentos em geração, por outro lado, tal ambiente tem exibido um alto grau de competitividade.

Com a queda no preço da energia nos últimos leilões, os investidores tanto de eólicas como de outras renováveis, PCHs e biomassas, começaram a procurar alternativas de contratação mais interessantes e rentáveis. As Pequenas Centrais Hidrelétricas outorgadas pela ANEEL que não conseguiram vencer os últimos leilões de energia encontraram dificuldade em financiar suas construções já que, por exemplo, o BNDES, principal financiador para esse tipo de obra, exige 10 anos de contrato de venda de energia. Isso apenas é possível acontecer nos leilões da EPE, pois os contratos no Mercado Livre são em média de 3 anos.

### 1.1.3 Planejamento da expansão do SEB

Um dos objetivos básicos do planejamento da expansão elétrica é a elaboração de um plano, ou estratégia, de ações que garantam o suprimento da demanda e seja econômico. Entre essas ações, destacam-se a construção de usinas de geração e linhas de transmissão.

O planejamento do setor energético é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), sendo subsidiado pelos estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O CEPEL contribui nessa atividade por meio do desenvolvimento de uma cadeia de metodologias e programas computacionais que auxiliam os tomadores de decisão. Alguns aspectos importantes, tais como os socioambientais e o uso múltiplo da água, já passaram a ser considerados, por exemplo, na elaboração de inventários de bacias hidrográficas.

O Estudo de Inventário Hidrelétrico é a etapa em que se objetiva determinar a forma mais eficiente de aproveitamento do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográ-

fica. Ou seja, estabelecer a divisão de queda que propicie um máximo de energia produzida ao menor custo. A partir de 1997, este critério passou a ser associado a um mínimo de efeitos negativos sobre o meio ambiente, considerando ainda o uso múltiplo da água (SANTOS, 2017).

Os Estudos de Inventário podem ser desenvolvidos por qualquer pessoa física ou jurídica. Para que os resultados de estudos de inventário de diversas bacias sejam homogêneos e comparáveis entre si, mesmo que desenvolvidos por autores diversos ou distantes no tempo, elaborou-se o Manual de Inventário (ELETROBRAS, 2007) que disponibiliza um conjunto de critérios, procedimentos e instruções com esse objetivo.

O Sistema de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas (SINV), que reúne um conjunto de modelos, tem como objetivo automatizar os métodos para execução dos estudos energéticos e ambientais e para a comparação e seleção de alternativas de divisão de queda. Para tal, o SINV incorpora o enfoque multi-objetivo, adotando como critério básico a maximização da eficiência econômica-energética em conjunto com a minimização dos impactos ambientais.

Dentre os vários estudos elaborados pela EPE, destaca-se o Plano Nacional de Energia (PNE), no qual são elaboradas as estimativas para os parâmetros de comportamento de longo prazo do setor energético brasileiro e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que analisa as perspectivas desse setor para os próximos 10 anos, publicado anualmente. Um dos principais objetivos desses estudos é determinar um plano de expansão que garanta um suprimento econômico e confiável para a crescente demanda de energia.

O modelo computacional utilizado nos estudos de planejamento de expansão de geração de longo prazo do sistema elétrico brasileiro é denominado MELP - Modelo de Expansão de Longo Prazo. O MELP, desenvolvido pelo CEPEL a partir de Machado Jr. (2000), trata somente do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica. De forma simplificada, esse modelo gera uma estratégia de ações quanto a quais usinas e linhas de transmissão deverão ser construídas de modo que a soma dos custos de investimento e operação destas, necessários para o atendimento da demanda, seja o menor possível (SANTOS, 2017).

Conforme o Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030 (EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2007), o modelo matemático de otimização adotado no planejamento energético nacional se caracteriza como um modelo mono-objetivo, isto é, avalia apenas a dimensão econômica (via custos marginais de operação). No PNE 2030 os aspectos socioambientais são considerados de forma exógena e indireta como uma condicionante para a expansão da rede, que prevê o atraso de certos projetos em função da dificuldade de obtenção das licenças ambientais. Nesta abordagem ainda não há a incorporação de forma explícita dos critérios socioambientais na formulação do planejamento da expansão, sendo o critério econômico o fator mais relevante.

Apesar dos esforços que vêm sendo empreendidos em estudos nacionais sobre do assunto (v. item 1.3.2), a incorporação da dimensão socioambiental de modo sistemático e formal no modelo de otimização do planejamento da expansão da geração de longo prazo ainda não foi concretizada (GINAID, 2017).

## 1.2 EVOLUÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

### 1.2.1 Evolução da capacidade instalada e da geração

O fornecimento de eletricidade no Brasil é mais resiliente do que em 2001, quando todo o país foi forçado a racionar a eletricidade. Desde então, a participação de usinas termelétricas na matriz brasileira vem crescendo. Estas usinas agora representam 27,45% da capacidade instalada nacional, duas vezes maior do que em 2000 (Fig. 3).

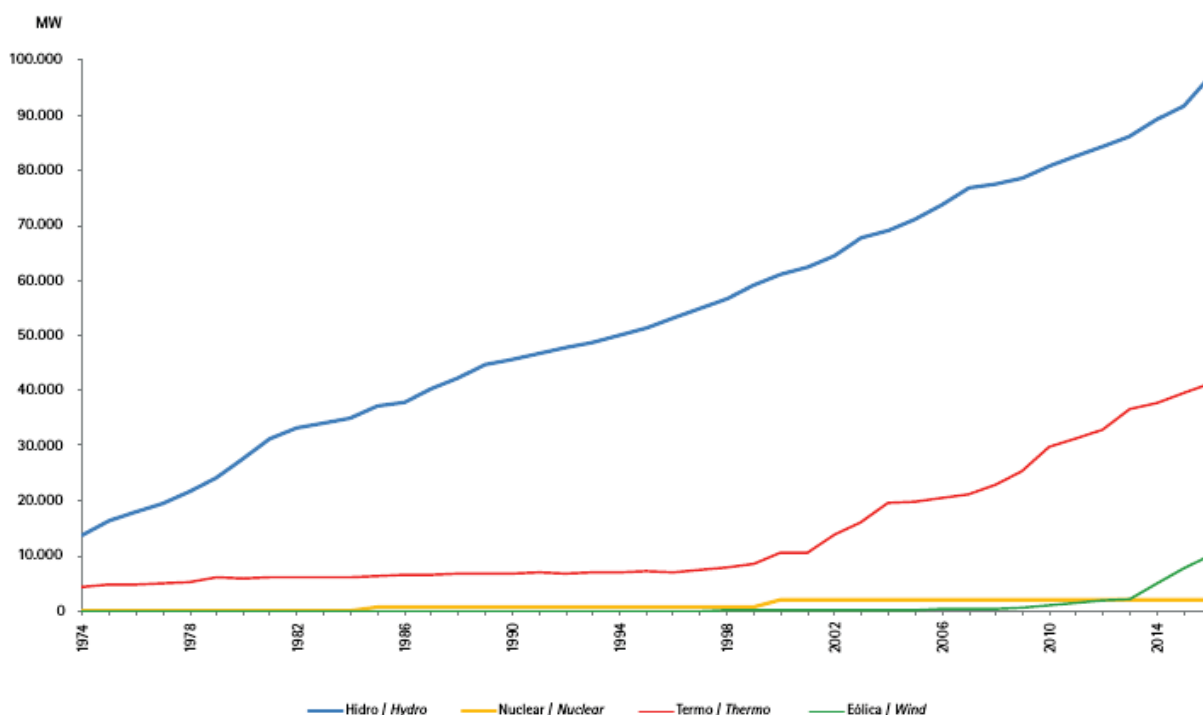


Figura 3: Evolução da capacidade instalada de geração elétrica por fonte (EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2017b).

A geração média mensal no SIN é apresentada na Figura 4, que inclui os indicadores percentuais de energia armazenada no sistema (% EAR) e da produção hidrelétrica (% Hidr.). Por 13 anos, de 2000 a 2012, em média 91% da geração foi de origem hidrelétrica, o restante complementado pelas usinas termelétricas e outras fontes.

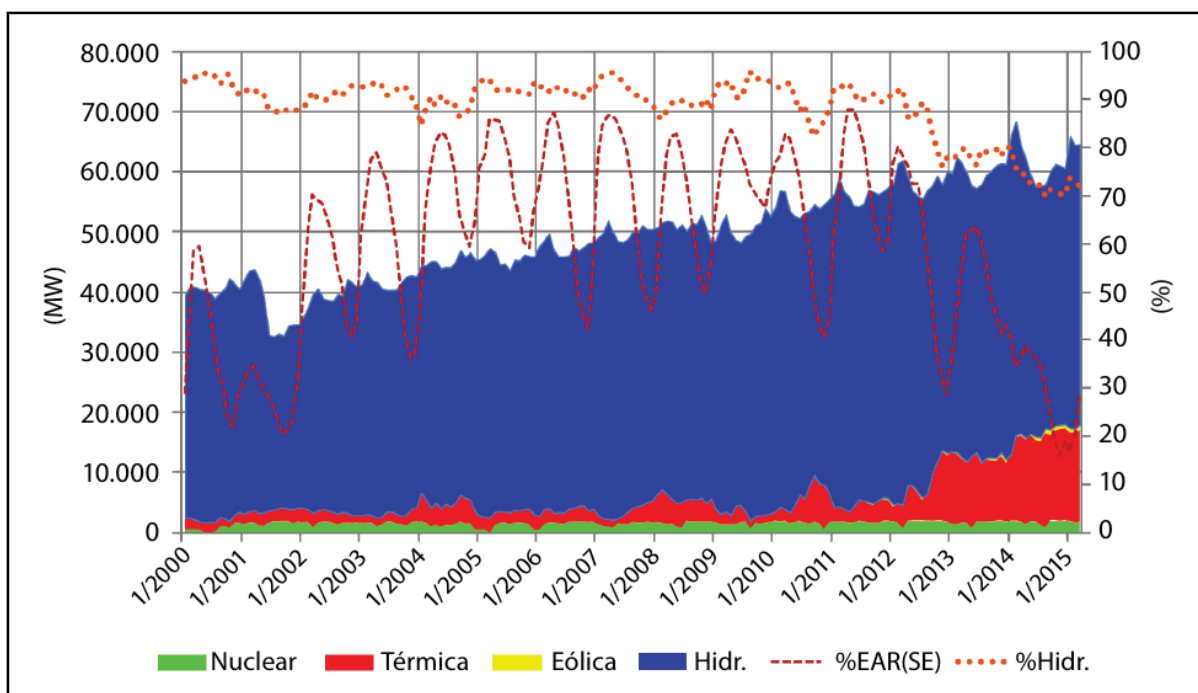


Figura 4: Geração média mensal no SIN de janeiro de 2000 até março de 2015 (ZAMBON, 2015).

No final de 2012 e início de 2013, o armazenamento médio no sistema ficou muito baixo, equivalente àquele que resultou no racionamento de 2001. Entretanto, com capacidade térmica complementar maior, o despacho térmico garantiu o fornecimento de energia reduzindo a participação hidrelétrica na geração do intervalo usual, de 85% a 95%, para menos de 80%. O despacho elevado das térmicas permaneceu em 2013, 2014 e 2015, com diminuição ainda maior no armazenamento, reduzindo a participação hidrelétrica na geração para a média de 76% no período.

Um fator importante para o esgotamento dos reservatórios entre 2011 e 2013 foi o desequilíbrio entre oferta e demanda. Entre 2009 e 2013, a capacidade instalada se expandiu a um ritmo mais lento que o da demanda, segundo a [EPE, Empresa de Pesquisa Energética \(2015b\)](#), a demanda por eletricidade nesse período cresceu a uma taxa de 4,24% ao ano, enquanto a capacidade instalada cresceu apenas 3,79%. Cerca de 40% do crescimento da capacidade instalada foi sustentado por parques eólicos, que cresceram 1,61 GW (um aumento de 266,61%) entre 2009 e 2013 e pequenas usinas hidrelétricas, que cresceram 7,41 GW (um aumento de 9,42%) no mesmo período. Por outro lado, a demanda máxima alcançou um total de 85,71 GW em fevereiro de 2014 ([ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017a](#)).

[Silva, Neto e Seifert \(2016\)](#) destacam que o risco de escassez energética é ainda maior porque muitas usinas termelétricas que atendem à demanda por eletricidade no país são obsoletas, haja vista que muitas instalações foram construídas nos anos 60 e 70 e não são dedicadas à produção de carga básica. Uma vez que essas usinas têm sido usadas para atender a demanda contínua de eletricidade nos últimos anos, elas são constantemente submetidas a interrupções forçadas. De fato, a maioria das antigas usinas termelétricas nunca foram adaptadas e operam com eficiências muito baixas, ou seja, abaixo de 20%, o que, por sua vez, impulsiona o custo da eletricidade para cima e emite CO<sub>2</sub> na atmosfera

(SILVA; NETO; SEIFERT, 2016).

Na Figura 5 estão representados os resultados dos leilões de energia no Brasil, de 2005 a 2014. No gráfico estão contidos tanto os leilões de energia nova quanto os leilões estruturantes, leilões de fontes alternativas e leilões de energia de reserva. A fonte termelétrica engloba as termelétricas convencionais, gás natural, carvão e óleo e também as termelétricas alternativas, bagaço de cana, gás de processo, entre outros. Nesse gráfico ficam expressos os montantes de energia assegurada negociada em (MWmédio).

Quando são comparadas as fontes de energia, percebe-se que de 2005 até 2008 houve uma expressiva quantidade de energia assegurada através de termelétricas. A partir de 2008 até 2014 o cenário apresenta redução com relação às termelétricas e início de contratação através de eólicas se mantendo constantes até 2014. O aumento da geração por térmica e a maior contratação dessa fonte foi justificada pela forte crise hídrica que o país passou em 2014 (GALVAO; BERMANN, 2015), deixando a capacidade dos reservatórios com regularização em seus níveis mínimos. O aumento da capacidade instalada das hidrelétricas nos últimos anos deu-se principalmente através de usinas a fio d'água.

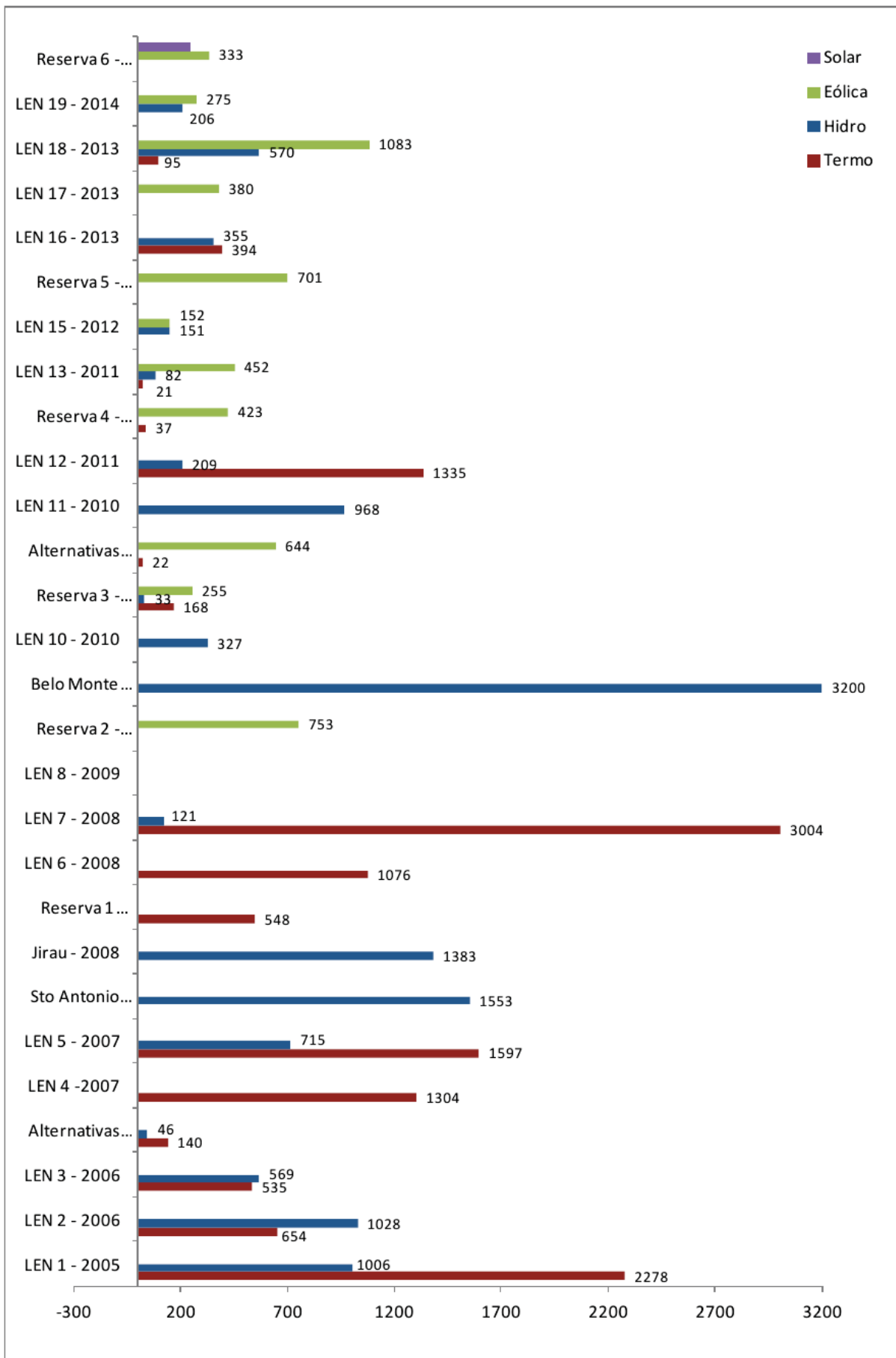


Figura 5: Resultados dos leilões de energia no Brasil de 2005 a 2014 (RIBEIRO, 2015).



## 1.2.2 Redução da capacidade relativa de regularização do SIN

Poucos estudos abordam separadamente a capacidade instalada de usinas hidrelétricas com capacidade de regularização daquelas a fio d'água. Inclusive em todas as fontes de informações oficiais do governo as UHEs aparecem apenas de forma conjunta, dificultando a análise desse tema.

O processo de gradual redução da capacidade de regularização do sistema elétrico que vem sendo verificada nos últimos anos é um fator de preocupação. Isso ocorre porque o crescimento da demanda de energia não foi acompanhado pelo crescimento da capacidade de regularização, ou seja, não foram construídas novas usinas com reservatórios de regularização para atender essa demanda crescente. Em 2001, por exemplo, a capacidade de regularização do SIN era de 6,27 meses (COSTA et al., 2013). Isso significa que os reservatórios, se completamente cheios, possuiriam energia armazenada sob a forma de água capaz de atender à demanda do SIN, sem a necessidade de geração complementar a partir de outras fontes, por esse período. Já em 2012, a capacidade de regularização do sistema havia contraído para 4,91 meses, uma queda de quase 25% em relação ao verificado onze anos antes (COSTA et al., 2013).

Essa redução é singularmente importante, pois, além de diminuir a segurança do atendimento da demanda pelo parque hidráulico, resulta na obrigação de maior acionamento de usinas termelétricas para garantir a oferta adequada de energia, encarecendo a tarifa de energia elétrica para o consumidor. Esse ponto pode ser ilustrado com o acionamento intenso da geração termelétrica no fim de 2012 que ocorreu a fim de poupar os reservatórios das hidrelétricas que se encontravam próximos a níveis de risco (FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2013).

Com respeito ao futuro, com a demanda prevista seguindo em trajetória ascendente e com a ampliação do parque hidráulico sustentada quase exclusivamente por usinas a fio d'água, a expectativa é que seja registrada uma perda ainda mais significativa da capacidade de regularização do sistema. Com efeito, estimativas de FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (2013) apontam que a capacidade de regularização do sistema atingirá 3,35 meses em 2021 - uma queda de 32% em relação a 2012, e de 50% frente a 2001, conforme apresenta a Figura 6.

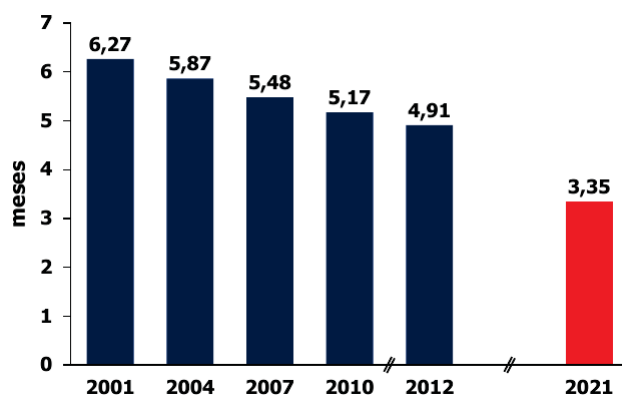


Figura 6: Evolução da Capacidade de Regularização do SIN (FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2013).

### 1.2.3 Aumento do custo da energia elétrica

Em um estudo desenvolvido pela [FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO \(2017\)](#), verificou-se que 65% da capacidade instalada nacional é composta por usinas hidrelétricas do tipo a fio d'água, deixando o sistema cada vez mais vulnerável à hidrologia. Tal característica, aliada à situação hidrológica desfavorável, em especial à crise hídrica que ocorreu em 2014/2015, levou à necessidade de intensificação do acionamento termelétrico, com grande impacto no preço da energia elétrica para o consumidor final. Esse aumento causou grandes prejuízos para a cadeia produtiva brasileira, afetando todos os setores da sociedade.

Em 2012, o governo brasileiro prometeu reduzir as tarifas de energia em 20% ([ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013](#)). Para alcançar essa redução, o governo ofereceu renovação de concessões operacionais que expirariam entre 2015 e 2017 desde que as empresas reduzissem as tarifas para todos os setores de consumo (Lei nº 12.783/2013). Nem todas as empresas concordaram com esses termos e o aumento resultante da demanda por eletricidade combinada com um menor abastecimento de hidreletricidade forçou vários distribuidores a contratar eletricidade de alto preço no mercado de energia de curto prazo ([SILVA; NETO; SEIFERT, 2016](#)).

A operação contínua de usinas de energia termelétrica de baixa eficiência e alto custo operacional - planejado para ser acionado apenas por períodos curtos - em combinação com altos preços de eletricidade de curto prazo teve vários impactos no setor de financiamento elétrico. O governo autorizou uma série de aumentos de tarifas de eletricidade e, desde o início de 2015, as contas começaram a ser cobradas utilizando sinalizadores tarifários (por exemplo, bandeiras tarifárias verde, amarela e vermelha). Uma bandeira vermelha indica que a situação anterior está piorando e o fornecimento de energia para atender à demanda do consumidor ocorre com custos de geração mais altos, como o disparo de um grande número de usinas termelétricas para gerar eletricidade, o que é mais caro do que o gerado pelas usinas hidrelétricas. Inicialmente, os consumidores pagariam um adicional de R\$ 3,00 por cada 100 kWh de energia consumida sob a bandeira vermelha. No entanto, em 6 de fevereiro de 2015, a ANEEL aprovou preliminarmente um aumento de 83,33% para a tarifa da bandeira vermelha, ficando a tarifa adicional a R\$ 5,50 por cada 100 kWh consumido. A prática mostrou que Bandeira tarifária ficou vermelha em mais da metade do tempo desde a sua entrada em vigor, impactando o custo em até 45 R\$/MWh durante o ano de 2015 (Fig. 7).

Período	2015	2016	2017
janeiro	Red	Red	Green
fevereiro	Red	Red	Green
março	Red	Yellow	Yellow
abril	Red	Green	Red
maio	Red	Green	Red
junho	Red	Green	Green
julho	Red	Green	Yellow
agosto	Red	Green	Red
setembro	Red	Green	Yellow
outubro	Red	Green	Red
novembro	Red	Yellow	Grey
dezembro	Red	Green	Grey

Figura 7: Bandeira tarifária praticada de janeiro de 2015 a outubro de 2017 (GLOBO, 2017).

O ano de 2016, segundo FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (2017), foi impactado pela conjuntura econômica desfavorável, incorrendo em uma queda no consumo elétrico, sobretudo pelo setor industrial. Esse declínio possibilitou a redução do patamar de geração termelétrica implicando em menores reajustes das tarifas das distribuidoras no mercado cativo na comparação com o ano anterior e, por consequência, o desligamento da bandeira tarifária vermelha (Fig. 8).

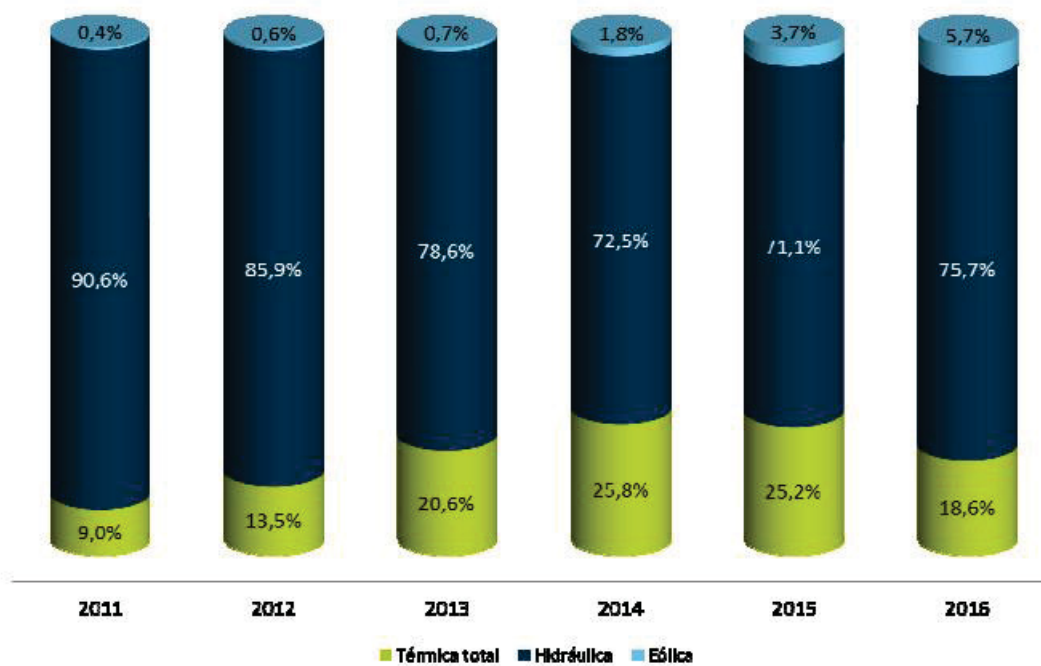


Figura 8: Participação na geração total anual por fonte (FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2017).

Em vista disso, apesar da elevação dos preços no período anterior, 2016 apresentou

uma queda de 10,7% do custo médio da energia elétrica para a indústria no mercado regulado, fechando o ano em 504,00 R\$/MWh (Fig 9). Ressalta-se, porém, que a despeito da queda observada, o custo médio da energia elétrica ainda encontra-se em nível elevado, fator prejudicial para a indústria. De fato, de 2013 a 2017, o custo aumentou 48,2%, reforçando a perda de competitividade que o setor industrial tem enfrentado.

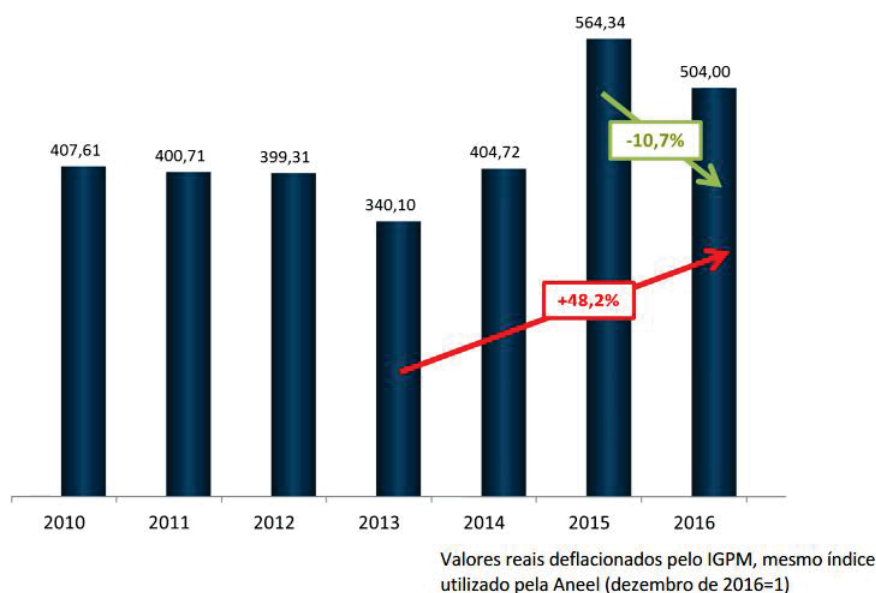


Figura 9: Custo médio da energia elétrica para a indústria no Brasil (FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2017).

Os aumentos das tarifas de energia elétrica levaram o Brasil a atingir o custo mais alto de tarifa com relação aos países selecionados em estudo realizado pelo Sistema FIRJAN (Fig. 10). Mediante o cenário internacional, a perspectiva da evolução futura do custo da energia elétrica implica em perda de competitividade das indústrias nacionais. A energia elétrica é o principal insumo energético utilizado por 79% das empresas nacionais podendo representar mais de 40% de seus custos de produção (FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2017).

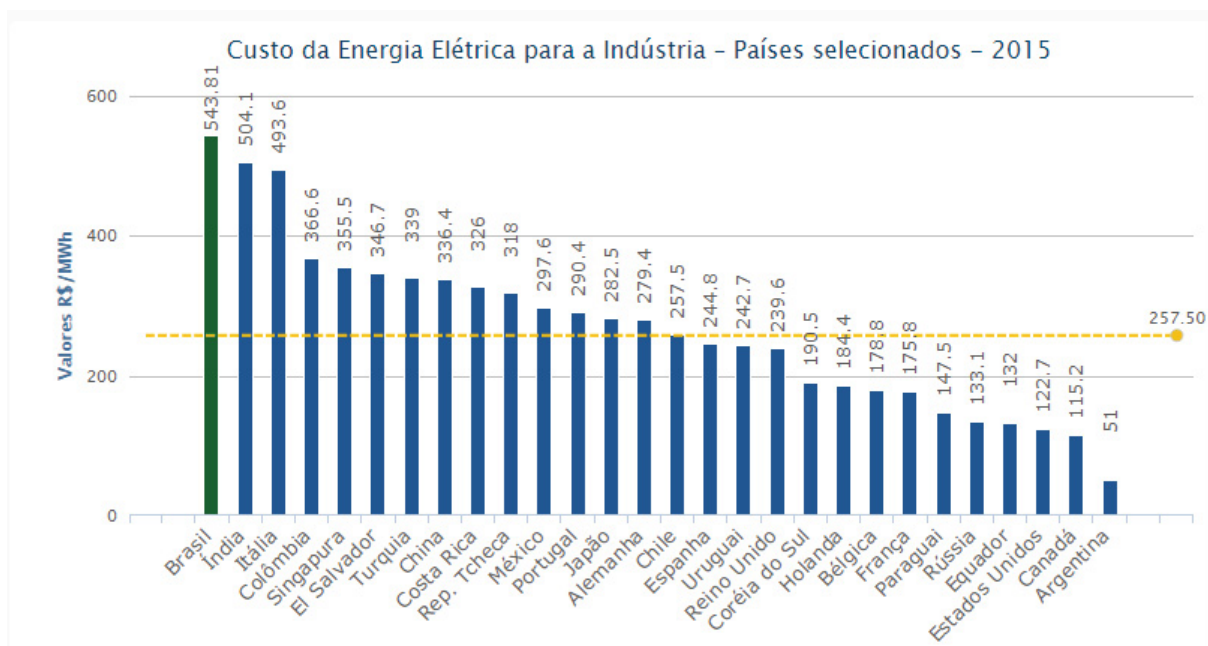


Figura 10: Custo médio da energia elétrica para a indústria em países selecionados por FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (2017).

O Sistema FIRJAN defende a adoção de algumas medidas para combater o alto custo de energia elétrica. Entre elas: modificar os critérios de contratação de energia através dos leilões visando a diversificação da matriz e a contratação de térmicas que despachem na base a custos menores; e reduzir os atrasos das obras de usinas e de linhas de transmissão, eliminando o descasamento entre as mesmas (FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2017).

#### 1.2.4 Tendências

Guerra et al. (2015) estudaram a tendência de evolução da Matriz Energética Brasileira utilizando na modelagem a aplicação do programa LEAP (Sistema de Planejamento Energético de alternativas de Longo Prazo), desenvolvido no Instituto Ambiental de Estocolmo, que permite a proposição de diferentes cenários sob a definição de critérios socioeconômicos e base de energia, desenvolvido no contexto do projeto *REGSA - Promoting Renewable Electricity Generation in South América*. Em sua projeção da geração de energia elétrica a fonte hídrica apresenta maior crescimento na matriz energética, seguida pelas fontes térmicas não renováveis a gás natural e diesel (Fig. 11).

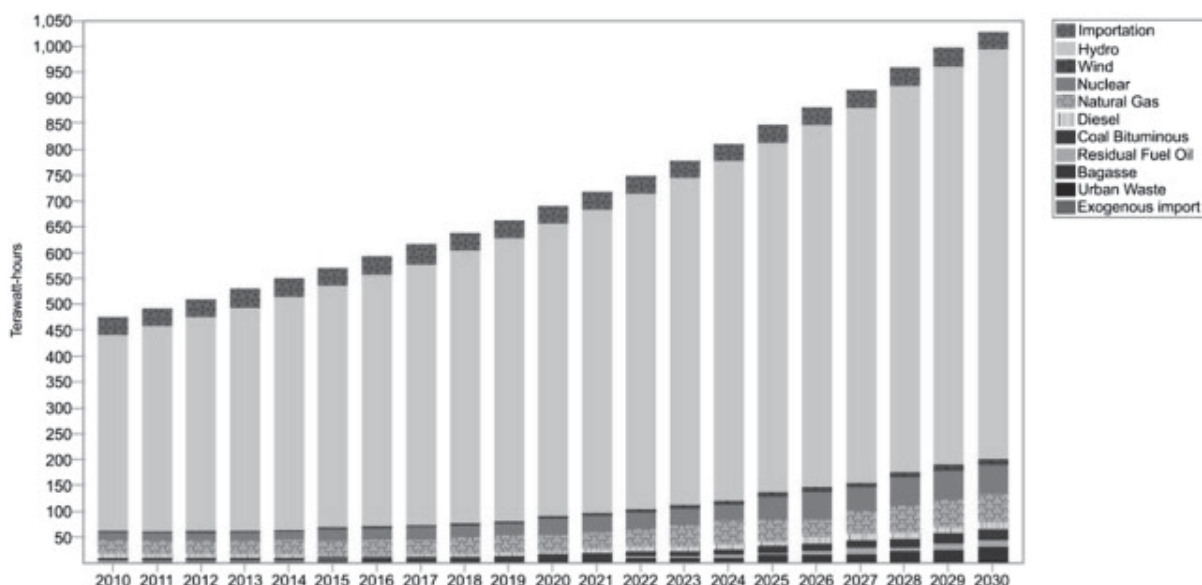


Figura 11: Projeção da geração de energia elétrica até 2030 (GUERRA et al., 2015).

Os cenários do LEAP demonstram tendências que também foram projetadas pela EPE, destacando principalmente a promoção da associação de fontes renováveis e eficiência energética, o que permite ao país ter um desempenho distinto na produção e uso de energia. Isso significa que a composição da matriz energética brasileira permite ao setor elétrico nacional, ao produzir 1 TWh, emitir oito vezes menos carbono do que o setor elétrico nos Estados Unidos, cinco vezes menos do que a Europa e doze vezes menos do que a China (GUERRA et al., 2015).

Entretanto, no Plano de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026) (EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2017a) não se verifica essa mesma tendência. A expansão prevista no plano considera 25 GW já contratados e que devem entrar em operação no horizonte do estudo e 39 GW de capacidade a ser contratada. As renováveis eólica, biomassa, solar e eólica corresponderão a 60% da nova energia a ser contratada para entrar em operação no período. As térmicas podem garantir 37% dessa nova contratação, a depender do tipo de tecnologia que será incorporada para atendimento à demanda. Hidrelétricas são apenas 3% da nova contratação.

De acordo com o PDE 2026 (EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2017a), está previsto no Brasil um aumento do consumo de eletricidade de cerca de 3,7% ao ano, de 516 TWh no final de 2017 a 741 TWh em 2026. A capacidade de geração instalada atingirá 212,5 GW, o que significa um aumento de aproximadamente 37% em relação ao final de 2017, quando a capacidade instalada foi de 155,3 GW (ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2018b).

A evolução da capacidade instalada para várias fontes de energia durante o período 2017-2026 é mostrada na Figura 12. O fornecimento de energia a partir de fontes renováveis é formado por dois grupos: as grandes usinas hidrelétricas e outras fontes renováveis (energia eólica, solar, biomassa e pequenas usinas hidrelétricas). Para outras fontes renováveis, houve um crescimento médio anual de 10,7% na capacidade instalada. Essas fontes serão cruciais para manter uma alta parcela de recursos renováveis na matriz energética brasileira. A Figura 12 indica um aumento na participação de outros recursos renováveis

na geração de eletricidade, de 21% no final de 2017 para 30% no final de 2026. Prevê-se que a região Nordeste tenha maior participação em expansão de outras fontes renováveis até 2026, onde a energia eólica desempenhará um papel importante no fornecimento de eletricidade.

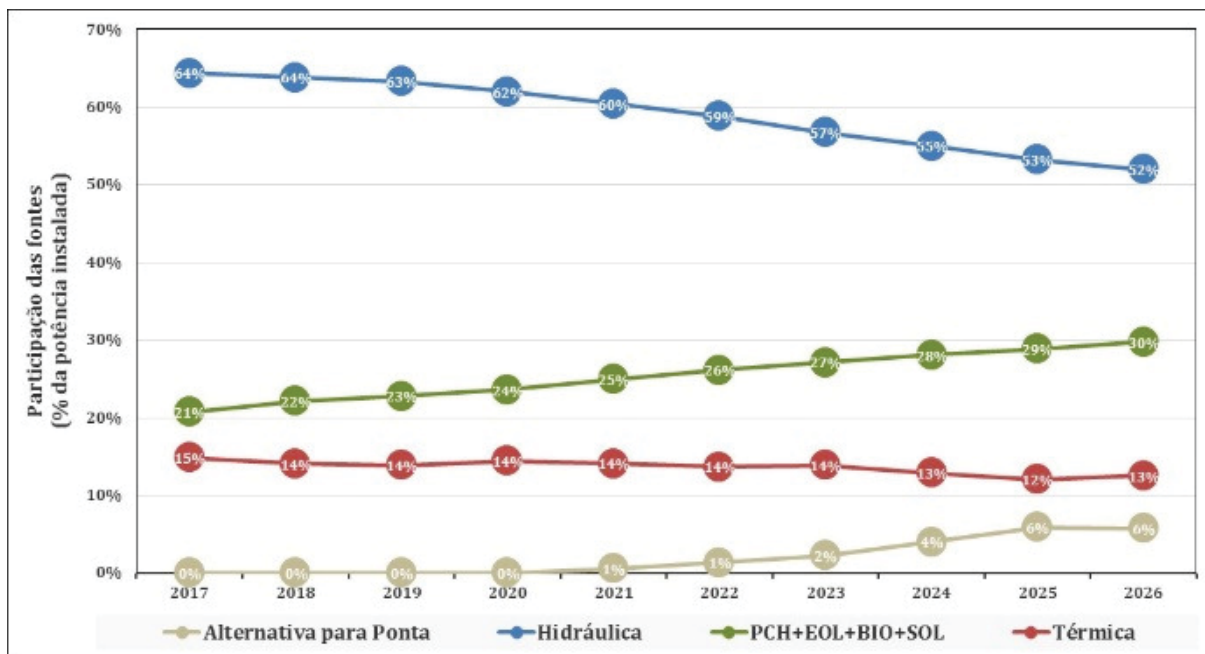


Figura 12: Participação das fontes de energia elétrica até 2026 (EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2017a).

### 1.2.5 Potencial energético hidrelétrico brasileiro

No Brasil, a matriz energética é predominantemente hidrelétrica. Porém nos últimos anos houve um crescimento muito grande na contratação de termelétricas movidas a combustível fóssil, cuja geração de energia é mais cara e poluente que a energia hidrelétrica. Assim, gradualmente a participação da geração térmica foi aumentando ao longo dos últimos anos. Um dos motivos para esse cenário poderia ser o esgotamento do potencial hidrelétrico remanescente no Brasil. Assim, nesse item foi revisitada a literatura para verificar esse potencial, pois se houver o seu esgotamento as metodologias de valoração propostas nesse trabalho perdem o sentido.

#### 1.2.5.1 Usinas Hidrelétricas de Regularização

A imprevisibilidade das principais fontes de geração de energia renovável, em diferentes escalas de tempo, ocasiona desafios na operação dos sistemas distribuição e geração de energia elétrica, em especial no que se refere à regulação de frequência na rede, que é mantida através do equilíbrio entre carga e geração (CANALES; BELUCO; MENDES,

2015). A melhor solução para esta situação, conforme apontam [Faias et al. \(2009\)](#), é armazenar o excedente de energia para posterior aproveitamento em períodos de grande demanda. Em termos de potência e capacidade, a acumulação hidráulica tem sido a tecnologia mais utilizada no mundo para o fim de armazenamento em grande escala.

A construção de reservatórios de regularização, estruturas capazes de reservar grande volume de água nos períodos úmidos e utilizá-lo nos períodos mais secos, é uma forma de aumentar a segurança do abastecimento, em especial para regulação da carga instantânea (resposta rápida) e para o atendimento em períodos de menor oferta (grande quantidade). Esse tipo de construção tem sido amplamente utilizado pelas sociedades objetivando aumentar a segurança hídrica e possibilitar os diversos usos da água: consumo humano, consumo industrial, irrigação de culturas, dessedentação animal, controle de cheias, transporte hidroviário e geração de energia elétrica.

Com objetivo de contribuir para a discussão sobre a diminuição da capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro, e a necessidade de expansão da produção de energia elétrica no país, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE realizou um estudo para avaliar o potencial dos reservatórios de regularização ainda existentes ([EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2015a](#)).

Para tanto, foram selecionados na base de dados da EPE os aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada superior a 30 MW, que possuam a capacidade operativa de regularização das afluentes e cujos estudos – seja na fase de Estudo de Inventário Hidrelétrico, Estudo de Viabilidade Técnico Econômica ou Projeto Básico – estejam aprovados na Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Neste estudo, foram identificados 71 aproveitamentos que operariam promovendo a regularização mensal, capazes de contribuir com 50,7 GWmed de energia armazenável, acrescentando cerca de 18% na capacidade de armazenamento total atual do SIN.

#### 1.2.5.2 Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Assim como as usinas hidrelétricas com capacidade de regularização apresentadas no item anterior, as usinas hidrelétricas reversíveis (UHER) também beneficiam o sistema através de armazenamento em seus grandes reservatórios, porém com um sistema de bombeamento, propiciando todos os benefícios desse recurso para o SIN.

A tecnologia de armazenamento de energia UHER é também conhecida como de armazenamento por bombeamento de água ou acumulação hidráulica. Este sistema de acumulação consiste no bombeamento de água desde um reservatório inferior para um reservatório superior durante períodos de pequena carga, utilizando energia extra de qualquer outra fonte geradora do sistema, para posteriormente utilizar esta água armazenada para movimentar as turbinas hidráulicas da UHER na geração de eletricidade nas horas de demanda máxima.

Devido a isto, a tecnologia das UHER configura-se como uma melhor opção futura do que as usinas termelétricas para garantir a estabilidade do sistema elétrico brasileiro e o atendimento da carga nos picos de consumo ([CANALES; BELUCO; MENDES, 2015](#)). Os projetos mais modernos de UHER, que utilizam o circuito fechado, sem estar associado à construção de novos reservatório e aproveitando depressões naturais ou lagos existentes,



apresentam impactos ambientais reduzidos e maior agilidade no processo de licenciamento ambiental (GALHARDO, 2012).

Existem muitos locais para a instalação de UHER no Brasil. Como a maioria dessas possíveis usinas estaria nas regiões Sul-Sudeste, onde localizam-se os centros de carga de maior consumo, estas UHER poderiam firmar e aproveitar para bombeamento o excedente de energia produzida em usinas hidrelétricas a fio d'água construídas na bacia Amazônica, por exemplo (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015). Essa providência evitaria os possíveis impactos ambientais causados em regiões sensíveis como na região amazônica, se essas usinas tivessem reservatórios de regularização. Uma proposta similar foi discutida por Schreiber (1978) apud Canales, Beluco e Mendes (2015), que indica que os grandes potenciais hidrelétricos do Brasil encontram-se no interior do país e que a transmissão da energia de ponta, em tais distâncias, gera grandes perdas. Esse autor observa também que existem muitas possibilidades de implantação de UHER com grande queda nas montanhas no Leste do país.

No artigo escrito por Galhardo (2012), se estabelece que o principal desafio das UHER no Brasil é buscar a viabilidade comercial destes projetos já que, de acordo com as regras atuais, os ativos de geração são recompensados pela energia que o empreendimento garante entregar ao sistema. Entretanto, uma representante do ONS citada no artigo, explica que usinas reversíveis ou qualquer outro recurso disponível para o atendimento da ponta a um custo menor é válido, já que o ONS trabalha por ordem de mérito, minimizando o custo da operação.

Segundo Canales, Beluco e Mendes (2015), a maturidade da tecnologia, a quantidade de projetos e a capacidade instalada em países desenvolvidos, confirma que as UHER são a melhor opção para armazenamento de energia elétrica em grande escala. O Brasil teve sua primeira turbina reversível instalada em 1939, a primeira máquina deste tipo no mundo. Porém, problemas ambientais nos projetos existentes, a riqueza de recursos naturais para geração de energia e a eficiência do SIN fizeram a participação das UHER no mercado de energia elétrica do país basicamente inexistente nas últimas décadas. A implantação de UHER poderia se tornar urgente no curto prazo, devido à tendência de diversificação de fontes da matriz energética brasileira e a diminuição da regularização de vazões em novas usinas (GALHARDO, 2012).

Outra funcionalidade desse tipo de usina é bombear para os reservatórios de acumulação a energia excedente que seria perdida (vertida) devido às regras prioritárias de operação, como no caso da geração das usinas UHE Belo Monte e UHE Itaipu.

### 1.2.5.3 Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são usinas hidrelétricas de tamanho e potência relativamente reduzidos, conforme classificação feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Esses empreendimentos têm, obrigatoriamente, entre 5 e 30 MW de potência e devem ter menos de 13 km<sup>2</sup> de área de reservatório. As usinas hidrelétricas com capacidade inferior a 5 MW são classificadas como Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH). Esses empreendimentos estão distribuídos em todo território e apresentam menores impactos ambientais em relação a grandes empreendimentos.

Somados os potenciais inventariados de PCHs e CGHs (que haviam sido estudadas como PCH, pois até a publicação da Lei 13.097, de 19 de janeiro de 2015, eram consideradas como PCHs usinas com potência instalada superior a 1 MW), há um total considerável de potência de 16.383,21 MW (ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019a), o que significa uma quantidade de potência inventariada superior à da Usina Binacional de Itaipu, que estão disponíveis para entrar no sistema, mas dependem do seu desenvolvimento e da comercialização de sua energia.

Assim, embora as PCHs e CGHs possuam o mesmo regime hidrológico que as grandes hidrelétricas, se elas operassem de forma cooperativa e complementar às grandes usinas, poderiam assumir boa parte da carga das UHEs durante os períodos úmidos, permitindo, assim, o enchimento dos seus reservatórios de regularização de forma a enfrentar os períodos secos, reduzindo a necessidade de acionamento de termelétricas, que são poluentes e encarecem a tarifa.

Em termos de potência já instalada, segundo dados do SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2020) obtidos em maio/2020, as PCHs situam-se em 4º lugar entre as fontes de energia do país com 5.360 MW ou 3,1% da capacidade brasileira. À frente delas estão: as eólicas em 3º lugar com 9,1% (15.822 MW); as termelétricas em 2º lugar 25,6% (44.693 MW); e as UHEs, que lideram o ranking com 59,0% (102.975 MW). As CGHs possuem a menor representação, com apenas 804 MW de potência instalada (0,5%). Considerando quantidade, existem 547 PCHs e 740 CGHs operando no Brasil. Esse número coloca a fonte à frente das UHEs, que são 222 em todo o território nacional, porém ainda distante das termelétricas, que já somam 3.173 unidades instaladas.

### 1.3 ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO E LEILÕES DE ENERGIA: EXTERNALIDADES DESCONSIDERADAS

A expansão do parque gerador do Sistema Interligado Nacional (SIN) desde 2005 tem sido realizada basicamente a partir de leilões de energia. São esses leilões que decidem, em última análise, a composição do parque gerador. Os leilões foram inicialmente elaborados a partir de uma visão conceitual bastante simplificada: as usinas seriam comparadas unicamente com base no custo de sua garantia física (R\$/MWh de garantia física). Esta visão simplificada era necessária no início do modelo setorial, de forma a permitir sua consolidação.

No entanto, já no primeiro leilão foram introduzidas regras que separavam a demanda em “hídrica” e “térmica” e, a partir de então, foram criadas várias regras e critérios, tais como leilões específicos para determinados tipos de fontes de energia, limites máximos para o Custo Variável Unitário (CVU) e inflexibilidade de usinas térmicas (BARROSO et al., 2011). De uma forma geral, essas regras e critérios aparentemente foram introduzidos em função da percepção de que os resultados dos leilões precedentes não estariam atendendo às diretrizes de planejamento ou, dito de outra maneira, que atributos valorizados pelo planejamento não estariam sendo quantificados pelo critério de precificação do leilão. Por exemplo, no 2º Leilão de Energia Nova (LEN) A-5 de 2013 houve a realização de quatro leilões simultâneos com preços teto distintos para a contratação de hidrelétricas, PCHs, termelétricas e solar/eólica. Como o preço teto do leilão de termelétricas foi 144

R\$/MWh e o do leilão de eólicas foi 122 R\$/MWh, pode-se afirmar que o governo estimou em pelo menos 22 R\$/MWh o benefício implícito das termelétricas para o sistema. Além disso, a sistemática utilizada permitiu que eólicas fossem contratadas a 100 R\$/MWh (valor próximo ao A-3 realizado em 2012) enquanto as térmicas a gás natural fossem contratadas ao preço teto de 144 R\$/MWh, o que só se justifica se o benefício destas últimas for de pelo menos 44 R\$/MWh. Porém, esse benefício implícito que se sugere pelos diferentes valores praticados para diferentes fontes no mesmo leilão de energia, não é justificado pelo governo, faltando critérios e transparência.

Com isso, percebe-se a necessidade de metodologias e critérios que levem em conta, de forma integrada, a valorização de atributos desejados pelo planejador (segurança do suprimento de energia e potência, custos de geração e incrementais de transmissão e outros custos implícitos de cada fonte), além de critérios que levem em conta o desenvolvimento sustentável da matriz energética. Como se trata de um certame público de contratação de energia, é essencial que se utilizem critérios isonômicos e transparentes, para que se garanta o não favorecimento de uma fonte em detrimento de outra.

No sistema de leilões de energia em vigor, a comparação entre empreendimentos a serem contratados na modalidade ‘por disponibilidade’ se dá através do Índice de Custo Benefício (ICB). Tal índice visa traduzir todos os custos fixos e variáveis em um único denominador comum, expresso em reais por megawatt-hora, que é contraposto ao benefício auferido pela energia que a usina pode gerar, valorada pelo custo marginal de operação (CMO) do sistema em cada cenário energético contemplado em simulações do sistema. Em resumo, os leilões de energia são realizados considerando apenas o custo da garantia física de cada empreendimento (R\$/MWh), independentemente de sua localização, tipo ou de outras externalidades como, por exemplo, a capacidade de atender a demanda de ponta.

Tudo isso torna os leilões de energia altamente eficazes na agregação de energia assegurada (Garantia Física) ao menor custo. Porém, segundo Hochstetler (2013), isso não se traduz necessariamente na minimização do custo global de suprimento. O autor verificou que a expansão promovida por meio dos leilões de energia revelou desequilíbrios estruturais crescentes, ou seja, ao negligenciar outros aspectos relevantes das usinas, como sua localização geográfica, sua flexibilidade operacional para atender a demanda e sua complementaridade com relação às demais usinas do sistema, os leilões de energia acabam promovendo uma expansão sub-ótima.

Para mitigar os sobrecustos decorrentes da expansão distorcida do parque gerador, Hochstetler (2013) concluiu ser necessário aprimorar o sistema de leilões de energia para levar em conta outros atributos importantes para o sistema.

Bezerra et al. (2014) apresentaram uma proposta para os leilões de energia com uma sistemática para leilões multiprodutos que permitissem uma comparação de fontes com distintos atributos e a realização de certames segregados, objetivando resultados coerentes com os custos da expansão e operação dos sistemas de geração e transmissão. Destaca-se nessa metodologia o conceito de sobrepreço, que pode ser associado ao custo de investimento necessário para a ampliação da capacidade de importação de energia entre subsistemas. Trata-se de um valor limite abaixo do qual a troca de energia entre os subsistemas é uma alternativa mais econômica do que a comercialização de montantes de forma isolada.

De fato, é necessário avaliar a expansão do parque gerador em duas vertentes.

A primeira é a do planejamento energético, em como as metodologias utilizadas pela EPE resultam nos horizontes do planejamento. A segunda é se a energia efetivamente contratada através dos leilões promovidos pelo governo atende ao planejamento energético.

### 1.3.1 Modicidade Tarifária, Confiabilidade de Fornecimento e Desenvolvimento Sustentável

A Lei 9.478/1997 que dispõe sobre a política energética nacional e que instituiu o Conselho Nacional de Política Energética foi muito assertiva em seu 1º artigo ao estabelecer os objetivos que as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão, destacando-se as seguintes:

II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;

III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;

XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

XVIII - mitigar as emissões de gases causadores de efeito estufa e de poluentes nos setores de energia e de transportes, inclusive com o uso de biocombustíveis.

Esses objetivos norteiam este trabalho uma vez que trazem intrínseco o conceito de desenvolvimento sustentável da matriz energética.

Não obstante, este trabalho também vai ao encontro da Lei 10.848/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica no SIN, pois se propõe a estabelecer critérios a serem considerados no cálculo do ICB utilizado nos leilões e energia, em conformidade com as diretrizes para a contratação livre ou regulada estabelecidas em seus artigos 1º e 2º:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

[...]

VIII - mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico;

[...]

X - critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, a serem propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE; e

[...]

§ 7º Com vistas em assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, o Conselho Nacional de

Política Energética – CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

[...] Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

I - mecanismos de incentivo à contratação que favoreça a modicidade tarifária;

(...)

§ 4º Com vistas em assegurar a modicidade tarifária, o repasse às tarifas para o consumidor final será função do custo de aquisição de energia elétrica, acrescido de encargos e tributos, e estabelecido com base nos preços e quantidades de energia resultantes das licitações de que trata o § 2º deste artigo, ressalvada a aquisição de energia realizada na forma do § 8º deste artigo.

O Decreto 5.163/2004 que regulamenta a comercialização de energia elétrica também trata sobre critérios nesse sentido:

Art. 4º O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE deverá propor critérios gerais de garantia de suprimento, com vistas a assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

Assim, a metodologia proposta neste trabalho visa garantir a Modicidade Tarifária, a Confiabilidade de Fornecimento e o Desenvolvimento Sustentável na aquisição de energia no ACR estabelecendo critérios confiáveis e transparentes, auxiliando os tomadores de decisão e atendendo a necessidade de preservar o meio ambiente ecologicamente equilibrado para as presentes e futuras gerações, conforme Art. 225 da Constituição Federal.

### 1.3.2 Custos socioambientais no planejamento de expansão do SEB

A diminuição dos impactos socioambientais é uma necessidade imediata tendo em vista a grande importância em atingir o desenvolvimento sustentável, pautado em mitigar os impactos sociais e reduzir a poluição e a escassez dos recursos naturais. A literatura reforça que o planejamento pautado apenas na minimização de custos não é mais apropriado e deve ser reformulado e a tomada de decisão deve considerar critérios sociais, econômicos, tecnológicos e ambientais (CRISTÓBAL, 2011).

Santos (2017) desenvolveu uma metodologia de incorporação de custos ambientais associados a construção e operação de unidades de geração elétrica no processo de planejamento da expansão do parque elétrico nacional no longo prazo. O Modelo Ambiental de Planejamento para Expansão Elétrica (MAPE) se apresenta como uma atualização do modelo desenvolvido por Machado Jr. (2000), com a inclusão dos custos ambientais em

sua função objetivo e a elaboração de um processo iterativo para consideração do efeito do aumento do custo marginal de expansão sobre a projeção da demanda.

O capítulo 2 apresenta outros trabalhos que estudaram os custos socioambientais no planejamento energético, bem como a valoração das externalidades em usinas já implantadas. Apesar desses esforços que estão sendo empreendidos em estudos sobre o assunto, ainda não foi concretizada a incorporação da dimensão socioambiental de modo formal e sistemático no modelo de otimização do planejamento da expansão da geração de longo prazo brasileiro.

## 2 VALORAÇÃO DAS EXTERNALIDADES DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E TERMELÉTRICA

A estrutura do SIN, que interliga as regiões do Brasil, permite o aproveitamento das diferentes fontes de energia de forma estratégica, considerando a sazonalidade e a intermitência das fontes renováveis, além do risco hidrológico. Nesse cenário, em tese, cada fonte de energia pode ser utilizada de forma otimizada, assumindo diferentes papéis, buscando a confiabilidade do fornecimento e a modicidade tarifária. Assim, conforme a configuração do parque gerador no horizonte previsto para contratação e as previsões de demanda média e demanda de pico, os impactos das externalidades ocorrerão em diferentes intensidades.

A inclusão das externalidades das diferentes fontes de geração elétrica visa obter um valor que reflita de forma mais consistente o balanço custo-benefício das opções energéticas. Já existem métodos que contemplam estes aspectos, mas esta análise é muito complexa, uma vez que em particular no caso da hidreletricidade, a quantidade de itens a ser considerada é muito grande.

A metodologia de valoração proposta pela [Eletrobras \(2000\)](#) lista os itens a serem considerados no caso da geração hidrelétrica:

- As perdas da biodiversidade em geral;
- As perdas de benefícios provenientes de algumas atividades econômicas, como: a irrigação, a pesca, a produção agrícola, etc.;
- Os danos sobre os recursos culturais, históricos (patrimônio cultural) e minerais encontrados no meio ambiente;
- Os benefícios provenientes da criação de uma área de lazer como o lago do reservatório.

E no caso da geração termelétrica:

- Os danos causados à saúde humana decorrentes de emissões atmosféricas de óxido de enxofre e material particulado; e
- As emissões de dióxido de carbono, que contribuem para o aumento do aquecimento global da atmosfera.

[Ferreira \(2004\)](#) considerou ainda para as hidrelétricas: alterações climáticas em regime de ventos e temperaturas; efeitos sobre a saúde humana e emissões de gases de efeito estufa (em particular metano); e a inter-relação entre reservatórios e doenças associadas à água.

Além das externalidades negativas, [Wang et al. \(2010\)](#) consideraram potenciais externalidades positivas oriundas de projetos de geração de energia, além da própria geração elétrica que, por outro lado, em muitas das vezes podem ser conflitantes com a função objetivo de geração de energia:

- Regularização do regime de fluxo dos rios;
- Desenvolvimento do potencial de navegabilidade;
- Regularização do suprimento de água às cidades vizinhas;
- Implantação de sistemas de irrigação;
- Potencial de desenvolvimento de piscicultura.

Devido às questões já citadas, diversos trabalhos têm procurado valorar as externalidades ligadas à geração hidrelétrica no Brasil e no Mundo. A valoração destes efeitos varia grandemente com a metodologia de levantamento utilizada. [Ferreira \(2004\)](#), avaliou somente as externalidades negativas do setor hidrelétrico no Estado de Minas Gerais, chegando a um valor máximo de cerca de R\$ 20,00/MWh. [Reis \(2001\)](#), comparou os custos ambientais (externalidades negativas) da geração hidrelétrica e termelétrica a gás natural em poucos casos específicos no Brasil, chegando a valores máximos da ordem de R\$ 7,00/MWh para hidrelétrica e de R\$ 13,00/MWh para termelétrica. [Tajziehchi et al. \(2013\)](#), avaliaram as externalidades negativas para uma hidrelétrica com reservatório no Irã, chegando a US\$ 164/MWh. [Wang et al. \(2010\)](#), consideraram um balanço de externalidades negativas e positivas para uma província da China, chegando a um valor médio de R\$ 78/MWh. [Ferreira, Branco e Fleming \(2007\)](#) estimaram a perda de produção agropecuária nos municípios parcialmente inundados pela usina hidrelétrica de Aimorés, situada no Estado de MG. No caso específico das externalidades agropecuárias, verifica-se que caso a área municipal alagada por um reservatório de uma usina hidrelétrica seja muito pequena, como ocorre no caso da UHE Aimorés, o valor do impacto também será pequeno. Todavia, em municípios onde o percentual municipal inundado é significativo, a externalidade não pode ser desconsiderada.

Ainda no SEB, [Carvalho \(2005\)](#) teceu as bases conceitual e prática de uma metodologia para mensuração e incorporação de questões socioambientais em projetos de energia elétrica, com ênfase às externalidades, assim como sua aplicação a um estudo de caso, para uma Linha de Transmissão aérea, demonstrando os benefícios e potencialidades da metodologia.

Utilizando dados históricos de um plano progresso de aumento de oferta de energia elétrica, [Pereira \(2014\)](#) avaliou se a internalização de custos externos alteraria as decisões de investimentos no passado e calculou o custo social das opções realizadas, concluindo que a inclusão das externalidades pode alterar a opção energética preferencial e que a visão de oferta de energia como produto pode conduzir a custos sociais maiores no presente e no futuro. A oferta de energia como serviço, com a inclusão das externalidades, tende a incentivar a busca dos melhores resultados nas dimensões econômica, social e ambiental, desde que a remuneração e avaliação deste serviço contemplem o alcance do melhor resultado para a sociedade.

Apesar de vários autores já terem estudado metodologias para valoração das externalidades da geração de energia elétrica, ainda permanece o desafio de adaptar essas metodologias para o sistema de contratação do SEB, ou seja, nos leilões de energia.

Como visto no Capítulo 1, a aquisição de energia no ACR deveria garantir, por lei, a Modicidade Tarifária, a Confiabilidade de Fornecimento e o Desenvolvimento Sustentável da matriz energética. Assim, nos itens a seguir são apresentados estudos que foram utilizados como base nesse trabalho.



## 2.1 CONFIABILIDADE DE FORNECIMENTO

A confiabilidade do fornecimento deve considerar o risco que a sociedade está disposta a correr e buscar o atendimento das demandas energéticas, no menor custo e com segurança considerando os cenários climáticos.

### 2.1.1 Capacidade de armazenamento das UHEs

A capacidade de armazenamento de hidrelétricas construídas para essa finalidade permite que seja gerada energia em épocas de estiagem, reduzindo a necessidade de acionamento de termelétricas que oneram a tarifa.

Conforme discutido no capítulo 1, a construção desse tipo de usina no Brasil não acompanhou a evolução da demanda e poucas novas usinas com reservatórios com capacidade de regularização foram instaladas nos últimos anos. Isso fez com que a capacidade de armazenamento medida em meses diminuísse significativamente, aumentando nossa dependência das termelétricas a combustível fóssil para garantir a confiabilidade de fornecimento.

Um dos principais motivos elencados para a não construção de novas usinas foi a questão ambiental, ou seja, os impactos ambientais causados pela necessidade de ocupação de grandes áreas para formação dos reservatórios.

Porém, ironicamente, foi necessária a contratação e construção de diversas novas usinas termelétricas, que apesar de ocuparem uma área menor causam impactos ambientais, principalmente pela emissão de gases de efeito estufa que provocam o aquecimento global e de material particulado que causa danos à saúde.

Apesar do inegável benefício dos reservatórios com capacidade de regularização para o sistema, esse é mais um critério que não é considerado nos leilões de energia promovidos pela EPE.

### 2.1.2 Capacidade de atendimento da demanda pelas PCHs

O benefício das UHEs com capacidade de armazenamento que permite estocar água nos períodos chuvosos através dos seus reservatórios e gerar energia nos períodos secos pode ser potencializado com a geração de energia a partir de usinas hidrelétricas a fio d'água, como é o caso das PCHs, que estão espalhadas por todo território nacional: as PCHs, apesar de geralmente não possuírem reservatórios com capacidade de regularização e operarem a fio d'água, podem gerar energia de baixo custo nos períodos chuvosos, atender parte da demanda e, dessa forma, o ONS pode priorizar o armazenamento da água nos reservatórios das UHEs, para utilizar nos períodos de chuva, aumentando a confiabilidade de fornecimento. Dessa forma, o acionamento das termelétricas a combustível fóssil, que são caras e poluentes, pode ser significativamente reduzido. As PCHs que são comercializadas nos leilões de energia da EPE geralmente oferecem uma energia menor

do que sua real capacidade de geração. Algumas PCHs vendem parte desse excedente de energia no Mercado Livre, mas sempre acaba ocorrendo uma sobra de energia.

Essa energia excedente à quantidade contratada efetivamente entra no sistema e ajuda no atendimento da demanda, promovendo os benefícios comentados acima. Entretanto, esse benefício não é considerado ou contabilizado nos leilões de energia realizados atualmente.

Assim, uma das abordagens do presente trabalho é estabelecer uma metodologia para quantificação e incorporação desse benefício nos leilões de energia.

## 2.2 MODICIDADE TARIFÁRIA

Segundo o princípio da modicidade tarifária definido por Mello (2008), os valores das tarifas devem ser acessíveis aos usuários, de modo a não onerá-los excessivamente, pois o serviço público, por definição, corresponde à satisfação de uma necessidade ou conveniência básica dos membros da Sociedade.

Nesse sentido, a contratação de energia para o SIN deveria considerar critérios para reduzir a tarifa para o consumidor final. Entretanto, como é apresentado a seguir, custos importantes são desconsiderados que posteriormente oneram a tarifa.

### 2.2.1 Operação e manutenção da rede de transmissão de interesse restrito

O custo de operação e manutenção da rede de transmissão de interesse restrito não é considerado no cálculo do ICB e pode representar uma elevação significativa da tarifa para o consumidor quando o empreendimento se localizar distante do centro de carga.

A usina hidrelétrica Belo Monte, por exemplo, foi comercializada por R\$ 78,00/MWh no leilão de energia, porém, não foi considerado o custo de operação e transmissão de sua linha de transmissão que pode chegar a R\$ 35,51/MWh, totalizando R\$ 113,51/MWh. Para esse cálculo foi considerado o valor que a empresa vencedora do leilão de transmissão poderá cobrar para todo o período de fornecimento, que inevitavelmente será repassado para o consumidor final.

Quando se trata de utilizar os leilões de energia com a finalidade de obter uma expansão ótima do parque gerador, com a menor tarifa o possível, através da competição entre diferentes usinas, deveria ser incorporado o custo de operação e manutenção da rede de transmissão de interesse restrito, que geralmente é estimado no processo de interligação de cada usina ao sistema, antecedente à sua comercialização.

Um dos documentos já usualmente requeridos nos leilões de energia é a "Informação de Acesso", emitido pela concessionária de energia local (conforme Portaria MME nº 102/2016), que traz os custos com a construção, manutenção e operação das linhas de transmissão. Assim, seria necessária apenas a sua incorporação no ICB da cada usina, que teria um valor acrescido correspondente a esse custo.

Para este trabalho, entretanto, como a Informação de Acesso não é um documento

público e o custo de operação e manutenção considera uma série de variáveis que depende de cada concessionária, não é considerado nas simulações o custo de Operação e Manutenção da rede de transmissão de interesse restrito, ficando este ponto como indicação para estudos futuros.

### 2.2.2 Investimentos adicionais em rede de transmissão

Assim como o custo de operação e manutenção da rede de transmissão de interesse restrito, os investimentos adicionais em rede de transmissão também não são considerados no cálculo do ICB e podem representar uma elevação significativa da tarifa para o consumidor quando o empreendimento se localizar distante do centro de carga.

O custo global para reforço de linhas de transmissão e subestações é calculado no processo de interligação ao sistema, junto à concessionária local. Esse custo também consta na Informação de Acesso da concessionária de energia e, portanto, seria necessária apenas a sua incorporação no ICB da cada usina, que teria um valor acrescido correspondente a esse custo.

Para incorporar esse custo no ICB no formato R\$/MWh propõe-se a seguinte equação:

$$Impacto_{\text{investimento em transmissão}} = \frac{Custo\_total}{GF \times duração\_fornecimento} \quad (2.1)$$

Onde:

- *Custo\_total*: são os custos globais para reforço de linhas de transmissão e subestações;
- *GF*: é a Garantia Física ofertada no leilão (MWméd)
- *duração\_fornecimento*: é a duração total do fornecimento de energia contratado (h).

Para este trabalho, entretanto, como a Informação de Acesso não é um documento público e esse custo depende de uma série de variáveis de cada concessionária, não é considerado nas simulações os investimentos adicionais em rede de transmissão.

## 2.3 DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

O desenvolvimento sustentável já é um assunto consolidado e está presente em diversas leis brasileiras, como por exemplo a Lei 6.938/81 que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente e os artigos 170 e 225 da Constituição Federal. Apesar disso, os leilões de energia nos últimos anos promoveram uma expansão do parque gerador pouco sustentável, com o aumento significativo de usinas termelétricas movidas a combustível fóssil.

Com o atual modelo não poderia ser diferente, afinal não são considerados critérios ambientais na disputa, mas apenas critérios econômicos.

Dessa forma, nesse item são discutidos os impactos e benefícios ambientais das usinas de geração de energia e sua possível incorporação nos preços ofertados nos leilões.

Reis (2003) classifica os impactos ambientais pela causalidade em dois grupos:

- Impactos naturais: causados por fenômenos naturais como terremotos, vulcões, enchentes, entre outros;
- Impactos antrópicos: causados pela atividade humana, como o desmatamento, construções, emissão de gases poluentes pela queima de combustíveis fósseis, emissão de ruídos sonoros, entre outros.

A Resolução CONAMA nº 01/1986 considera, no âmbito da Política Nacional do Meio Ambiente, como impacto ambiental apenas os impactos antrópicos que afetem direta ou indiretamente:

"I – a saúde, a segurança e o bem-estar da população; II – as atividades sociais e econômicas; III – a biota; IV – as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente; V – a qualidade dos recursos ambientais.”.

O Projeto ExternE - *Externalities of Energy - A Research Project of the European Commission*, desenvolvido por IER - Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (2020), tem como objetivo desenvolver metodologias para valorar e estimar os impactos ambientais causados pela geração de energia, sendo uma referência mundial para esse assunto. Resumidamente, esse projeto busca:

1. Mensurar os impactos ambientais negativos para a sociedade que prejudicam a qualidade de vida e o meio ambiente e não são pagos pelos seus atores (externalidades);
2. Transformar os impactos ambientais em valores econômicos para permitir que sejam avaliados diretamente com outras variáveis nas decisões de investimento;
3. Explorar como os custos das externalidades podem ser cobrados dos geradores e consumidores.

Conforme Bickel et al. (2005), existem três categorias relevantes de externalidades negativas causadas pela geração de energia elétrica que devem ser avaliadas:

- Impactos às mudanças climáticas: causados pela emissão de gases de efeito estufa (GEE) que alteram o equilíbrio climático natural do planeta;
- Impactos ao meio ambiente: causados por substâncias (por exemplo, material particulado) ou energias (por exemplo, ruídos) sobre os recursos ambientais (como o ar, a água e o solo), até atingirem os receptores (plantas, animais, homem e materiais), causando riscos e prejuízos;
- Acidentes: impactos causados por eventos indesejáveis durante a operação normal da atividade.

O maior desafio das metodologias de valoração das externalidades ambientais (impactos negativos e benefícios) é quantificar o serviço proporcionado pela natureza que é perdido ou melhorado pela atividade de geração de energia e internalizá-lo em relações econômicas. Tolmasquim et al. (2001) adaptaram a metodologia de valoração do Projeto ExternE para sua aplicação em estudos de planejamento a longo prazo.

As metodologias de valoração do Projeto ExternE foram desenvolvidas para aplicação em projetos específicos, identificando benefícios e custos num determinado empreendimento, incorporando as questões ambientais. Assim, para aplicar essas metodologias no planejamento a longo prazo, Tolmasquim et al. (2001) recomendam algumas simplificações, que apesar de adicionarem incertezas nas análises, não inviabilizam sua aplicação para se obter valores de impactos e benefícios ambientais e orientar tomadores de decisão na elaboração de estratégias para o planejamento a longo prazo.

A metodologia adaptada do Projeto ExternE, denominada IPA - *Impact Pathway*, objetiva rastrear o poluente desde o local de emissão até atingir o seu receptor, através de quatro etapas:

1. Emissão: refere-se à taxa de emissão do poluente pela fonte geradora, que depende da tecnologia a ser avaliada;
2. Dispersão: calcula-se a dispersão e concentração do poluente emitido na região do receptor analisado;
3. Impacto: com o aumento da concentração do poluente na região do receptor, calcula-se o efeito cumulativo provocado pela exposição ao mesmo e o seu impacto utilizando a função dose-resposta, explicada a seguir;
4. Custo: estabelecer formas de valorar o impacto em termos econômicos.

A função dose-resposta é utilizada para fornecer uma relação entre a concentração do poluente que afeta o receptor com o impacto físico ao mesmo. Esse tipo de função é muito utilizado em estudos epidemiológicos, que relacionam, por exemplo, a ocorrência de doenças com a variação da concentração de determinado poluente na atmosfera. A sua construção necessita da realização de trabalhos de campo e sofisticados procedimentos experimentais para a formação de um banco de dados suficiente para produzir conclusões relevantes. Com base nesses trabalhos, determinam-se coeficientes dose-resposta (DR) que relacionam diretamente causa e efeito. Classifica-se esses coeficientes como concentração-resposta (CR), por relacionar a concentração do poluente e não a dose de inalação. Devido à complexidade para determinar esses coeficientes, é comum extrapolar os valores obtidos em uma determinada localidade para outra região. Neste trabalho serão utilizados os coeficientes dose-respostas obtidos por Friedrich, Krewitt e Mayerhofer (1995).

A metodologia IPA é utilizada neste trabalho para valorar o impacto à saúde humana causado pela emissão de material particulado e o impacto pela emissão de gases de efeito estufa.

### 2.3.1 Impacto à saúde humana pela emissão de material particulado

Material particulado (MP) é qualquer substância que existe como líquido ou sólido na atmosfera (à exceção de água pura) e possui dimensões microscópicas ou submicroscópicas, mas maiores que as dimensões moleculares.

Os particulados são classificados em:

- Grossos, quando diâmetro é maior que  $2,5 \mu m$ ;
- Finos, quando diâmetro é menor que  $2,5 \mu m$ ;
- Primários, quando originam-se de emissões diretas;
- Secundários, quando sofrem reações químicas na atmosfera a partir de gases emitidos gerando compostos condensáveis.

Os MPs com diâmetro menor que  $10 \mu m$  (PM-10) são aqueles que causam maiores efeitos nocivos à saúde humana, pois tendem a se depositar nas regiões pulmonares e traquio-bronquial. De acordo com Lora (2002), a exposição humana a concentrações altas de particulados pode provocar:

- Bronquite crônica;
- Diminuição da função pulmonar;
- Constrição dos brônquios;
- Aumento da incidência de doenças respiratórias em geral;
- Aumento da mortalidade.

A emissão de materiais particulados foi identificada por Bickel et al. (2005) como o principal poluidor responsável por doenças cardiopulmonares e mortes prematuras. No setor de energia elétrica, as principais fontes de emissão de MP são as usinas termelétricas a carvão mineral e a bagaço de cana.

### 2.3.2 Impactos das emissões de gases de efeito estufa sobre a mudança do clima

O efeito estufa é um fenômeno natural, essencial para a existência de vida no planeta Terra, que possui a propriedade de absorver radiação infravermelha e reemitir para o espaço, mantendo a temperatura média na superfície da Terra por volta de  $14^{\circ}C$ . Os gases de efeito estufa (GEE) possuem a capacidade de absorver e refletir a luz infravermelha.

A alteração na concentração desses gases na atmosfera pode ocasionar resfriamento ou aquecimento do clima. Estudos de Stocker et al. (2013) constataram que o efeito de aquecimento é predominante nas mudanças climáticas desde a revolução industrial.

Essas alterações, segundo [Stocker et al. \(2013\)](#), são majoritariamente causadas pela emissão de GEE, emissão de materiais particulados e alterações nos usos da terra. As emissões antrópicas de GEE estão relacionadas principalmente à queima de combustível fóssil em termelétricas, na indústria e em veículos, ocasionando uma maior concentração desses gases na atmosfera e, por consequência, aumentando a capacidade de absorção de energia do planeta e alterando o seu equilíbrio energético natural.

Os principais gases causadores do efeito estufa são: Dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ); Metano ( $\text{CH}_4$ ); Óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ); e Clorofluorcarbonetos (CFCs).

As termelétricas emitem  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  e  $\text{N}_2\text{O}$  no processo de queima de combustível. Essas emissões já são muito conhecidas e as suas respectivas taxas de emissão e avaliação do impacto ambiental são análises sempre requeridas pelos órgãos ambientais governamentais para emissão das licenças ambientais.

As emissões de GEE de hidrelétricas originam-se da decomposição bacteriana aeróbica e anaeróbica de matéria orgânica e de outros processos inorgânicos nos reservatórios, produzindo  $\text{CO}_2$  e  $\text{CH}_4$ .

Inicialmente acreditava-se que as emissões eram exclusivamente devido à biomassa alagada que existia antes do enchimento do reservatório e uma vez que essa biomassa alagada é finita, as emissões decairiam com o tempo. Porém, medições realizadas em reservatórios brasileiros (Balbina, Samuel, Tucuruí, Itaipu, etc), por um grupo de pesquisa da COPPE, mostraram que estas emissões independem da idade do reservatório ([REIS, 2001](#)). Isso ocorre porque a alteração do ambiente lótico para lêntico com a formação do reservatório favorece reações anaeróbicas que emitem  $\text{CO}_2$  e  $\text{CH}_4$  na atmosfera. Pois, além da biomassa pré-existente alagada, o carbono também seria originado da matéria orgânica formada no próprio reservatório, a partir do aporte de nutrientes (N,P,K) que são carregados da bacia hidrográfica (eutrofização) e também a partir de materiais orgânicos e inorgânicos carregados pela bacia hidrográfica ao reservatório, que por reações químicas consomem  $\text{O}_2$  gerando  $\text{CO}_2$ . As emissões de GEE também ocorrem na fabricação dos componentes dos geradores, atividade que consome combustíveis fósseis. Quando se trata de desenvolvimento sustentável é importante que se analise toda a cadeia produtiva que envolve determinado produto ou serviço. Entretanto, devido à complexidade desse tema, não foi incluída essa análise no presente estudo, sendo indicado para trabalhos futuros.

### 2.3.3 Recuperação/supressão de vegetação

A construção de um novo empreendimento de geração de energia implica necessariamente em suprimir a área em que estará localizado e, normalmente, acarreta em supressão de vegetação.

Por outro lado, a criação de um reservatório artificial obriga o empreendedor a recompor e preservar uma Área de Preservação Permanente (APP) em seu entorno, conforme a Lei 12.651:

Art. 5º Na implantação de reservatório d'água artificial destinado a geração de energia ou abastecimento público, é obrigatória a aquisição, desapropriação ou instituição de servidão administrativa pelo empreendedor das Áreas de Preservação Permanente criadas em seu entorno,

conforme estabelecido no licenciamento ambiental, observando-se a faixa mínima de 30 (trinta) metros e máxima de 100 (cem) metros em área rural, e a faixa mínima de 15 (quinze) metros e máxima de 30 (trinta) metros em área urbana.

A mata ciliar dos rios brasileiros encontra-se bastante prejudicada e facilmente são encontrados corpos hídricos que não possuem a sua APP natural preservada. Dessa forma, apesar da supressão de vegetação necessária para a construção do empreendimento, é comum a nova área de APP do reservatório artificial ser superior à vegetação existente na área do empreendimento.

São diversos os serviços ecossistêmicos das matas ciliares e da vegetação em geral, como por exemplo controlar a erosão do solo e os consequentes assoreamento e poluição dos cursos d'água, conservar a diversidade de espécies de plantas e animais, além de atenuar o aquecimento global.

Diversos estudos avaliam o impacto da supressão da vegetação, porém são estudos locais relacionados a um empreendimento específico. Estabelecer uma metodologia para aplicar nos leilões de energia de longo prazo, comparando o impacto provocado por diferentes tipos de usinas é um grande desafio.

Uma das formas de se valorar as perdas de áreas de florestas é pelo método da produtividade marginal, utilizando para tanto o preço de mercado da madeira. Contudo esta técnica se limita apenas ao valor de uso da floresta como madeira, e se sabe que esta tem outros valores de uso e valores de não uso.

Uma segunda forma seria o método dos custos de reposição, fazendo uso do preço de mercado para reflorestamento (bem substituto). Ainda assim, o reflorestamento não garante a reposição de todas as funções ecossistêmicas anteriormente executadas.

Uma outra forma seria utilizar a valoração de funções ecossistêmicas como o seqüestro de carbono, utilizando o preço de mercado para a quantidade de carbono que seria abatida caso a floresta não fosse indisponibilizada, através do método da produtividade marginal.

Várias outras abordagens são encontradas na literatura e apesar desse impacto ser de grande importância e relevância, sua avaliação é desconsiderada neste trabalho, recomendando-se para estudos futuros.

### 2.3.4 Compensação Ambiental

A Compensação Ambiental é um mecanismo financeiro de compensação pelos efeitos de impactos não mitigáveis ocorridos quando da implantação de empreendimentos, e identificados no processo de licenciamento ambiental. Estes recursos são destinados às Unidades de Conservação para a consolidação do Sistema Nacional de Unidades de Conservação – SNUC. O instrumento da Compensação está contido no Art. 36 da Lei Nº 9985 de 18 Julho de 2000 que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação:

§ 1º O montante de recursos a ser destinado pelo empreendedor para esta finalidade não pode ser inferior a meio por cento dos custos totais previstos para a implantação do empreendimento, sendo o percentual



fixado pelo órgão ambiental licenciador, de acordo com o grau de impacto ambiental causado pelo empreendimento (Lei 9.985, Art. 36º).

O cálculo da compensação ambiental é regulamentado pelo Decreto nº 4340, de 22 de agosto 2002, alterado pelo Decreto nº5.566/05 e Decreto 6.848/09. Segundo esses regulamentos, o valor está diretamente relacionado com os investimentos necessários para implantação do empreendimento. Já que o investimento por kW instalado é alto para hidrelétricas e menor para termelétricas (ROSA, 2007), é produzido um benefício para o meio ambiente e sociedade maior pela compensação ambiental das hidrelétricas, mas que acaba diminuindo a competitividade desse tipo de empreendimento com relação às UTE, já que encarece ainda mais o custo para sua instalação.

Nos leilões de energia da EPE são fornecidos os valores de investimento necessário para implantação dos empreendimentos e o valor da compensação ambiental é calculado no processo de licenciamento ambiental, geralmente após a emissão da Licença Prévia (documento requerido para participar do leilão). Portanto, os dados são públicos e poderiam ser calculados para internalizar esse benefício no ICB dos empreendimentos.

### 3 ESTUDO DE CASO

Vários autores estudaram a incorporação dos custos ambientais nas formulações dos modelos de expansão do SEB. Entretanto, nos leilões de energia ainda são considerados apenas critérios econômicos restritos a cada usina.

Os requisitos envolvidos na implementação do aprimoramento relevam a definição de quais impactos devem ser considerados durante a precificação proposta. Dentre os benefícios estão a segurança do sistema, o nível de complementaridade e necessidade de reforço das linhas de transmissão.

A principal vantagem em estabelecer critérios para valorar as externalidades da geração de energia é a transparência na escolha dos projetos para todos os investidores e o mercado. Atualmente, a discrepância entre os preços dos leilões e a tarifa dos consumidores é de difícil explicação aos usuários. Com o aprimoramento proposto torna-se mais simples fornecer transparência aos consumidores e ao mercado sobre o custo efetivo de geração.

A metodologia aplicada é: (i) identificar quais são as principais externalidades que influenciam a modicidade tarifária, confiabilidade de fornecimento e desenvolvimento sustentável da matriz energética; e (ii) estabelecer uma forma de representá-las em formato de custo incremental ao preço ofertado nos leilões de energia no ACR garantindo transparência ao certame.

No quesito desenvolvimento sustentável, são considerados os impactos negativos e positivos (benefícios) que a implantação de novos empreendimentos acarretam nas esferas ambiental, social e econômica da sociedade e a sua respectiva valoração econômica. Isso considerando que é dever do poder público, conforme Art. 225 da Constituição Federal, defender e preservar o meio ambiente ecologicamente equilibrado para as presentes e futuras gerações.

Para tornar a metodologia aplicável ao atual modelo de leilão de energia no ACR é necessário que os dados de entrada utilizados para o cálculo dos custos das externalidades sejam confiáveis e disponíveis para sua utilização. Dessa forma, considerando que já é exigido que os empreendimentos participantes do leilão tenham a Licença Ambiental Prévia do empreendimento, é natural que o RIMA - Relatório de Impacto Ambiental, um estudo exigido no licenciamento ambiental que deve ser acessível ao público (conforme Art. 9º e 11º Resolução CONAMA nº 1/86), ou estudo equivalente, seja a principal fonte de dados. Ao utilizar o RIMA como fonte de dados considera-se que as questões relativas ao meio ambiente foram estudadas e discutidas com a sociedade e devidamente fiscalizadas pelos órgãos ambientais, incluindo as vantagens e desvantagens do projeto, bem como todas as consequências ambientais de sua implementação.

Além disso, várias informações sobre os estudos ambientais das usinas participantes do leilão são requeridas para preenchimento da ficha da EPE, embora atualmente não sejam consideradas na tomada de decisão de qual usina contratar. As fichas da EPE que devem ser preenchidas conforme projetos de engenharia e estudos ambientais das usinas podem ser utilizadas como forma de padronização dos dados necessários para o cálculo das externalidades da geração de energia.

A representação da valoração das externalidades é em R\$/MWh para permitir o seu incremento (positivo ou negativo) no valor do ICB considerado nos leilões de energia.

Apresentam-se, como resultados, equações para valoração das externalidades das fontes de energia e sua incorporação no ICB. Com a aplicação dessas equações nas usinas selecionadas para os estudos de caso, pode-se avaliar o impacto que essas externalidades teriam no ICB de cada fonte, inferindo sobre como poderia influenciar no resultado dos últimos leilões de energia se fossem considerados os critérios propostos nesse trabalho.

Os empreendimentos foram selecionados a partir do resumo dos Leilões de Geração no ACR disponibilizado pela ANEEL (<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>). Em seguida foram obtidos os seus respectivos Relatórios de Impacto Ambiental (RIMA) que são utilizados para obter os dados para aplicação na metodologia de valoração das externalidades da geração de energia.

Os critérios para escolha foram:

- 1 UHE com capacidade de regularização
- 1 PCH com operação a fio d'água
- 1 UTE a gás natural
- 1 UTE a óleo combustível

É importante registrar que, apesar de o RIMA ser um documento que deveria estar acessível ao público, conforme Art. nº 11 da Resolução CONAMA nº 1/86, muitos empreendimentos vencedores dos leilões da EPE buscados utilizando os critérios acima tiveram que ser descartados devido a não ser possível localizar o seu RIMA.

Dessa forma, foram selecionados para os estudos de caso quatro empreendimentos que tiveram sua energia vendida através dos leilões da EPE (Tabela 1).

Tabela 1: Empreendimentos selecionados para estudo de caso

Nome	UHE MAUÁ	PCH BELA VISTA	UTE ESCOLHA	UTE VIANA
Localização	Telêmaco Borba e Ortigueira/PR	São João e Verê/PR	Cariacica/ES	Viana/ES
Fonte	Rio Tibagi	Rio Chopim	Gás Natural	Óleo Combustível B1 Alternativo: Óleo Diesel
Volume Útil (hm)	664	0	-	-
Potência instalada (MW)	361	29	337,56	170,76
Garantia Física (MWmed)	197,7	16,64	194,1	121,5
Preço corrigido (R\$/MWh)	220,88	195,70	258,08	252,34
Invest. corrigido (R\$)	1.726.304.705,29	182.023.470,00	1.133.006.002,68	732.018.227,80
Custo de investimento R\$/kW	5.010,60	6.276,67	3.294,44	4.500,33
Leilão	Leilão 4/2006	Leilão 03/2018	Leilão 03/2008	Leilão 2/2007
Tipo	A-5	A-6	A-5	A-3
Data Leilão	10/10/06	31/08/18	17/07/08	26/07/07
Preço Leilão (R\$/MWh)	112,96	195,7	144,5	133,21
Invest. Previsto Leilão	882.849.520,00	182.023.470,00	634.363.000,00	386.434.720,00

Fonte: <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>

O preço ofertado no leilão e o investimento previsto foram atualizados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, de forma a permitir a comparação entre os empreendimentos.

### 3.1 VALORAÇÃO DO BENEFÍCIO DOS RESERVATÓRIOS PARA O SIN

Para a valoração do benefício dos reservatórios para o SIN considerou-se nos cálculos a seguir que a UHE escolhida opera a fio d'água, ou seja, é desconsiderado que a usina dispõe de um volume útil, com reservatório de acumulação, para fins de simulação desse benefício. Assim, a vazão excedente à vazão turbinada é simplesmente vertida e é gerado mensalmente apenas com a vazão instantânea que chega no ponto de captação.

Assim, considerando que o SIN contrata a garantia física das usinas para atender a demanda, nos meses em que a UHE Mauá, simulada como uma usina a fio d'água, não conseguir gerar a garantia física seria necessário o acionamento de usinas térmicas para suprir esse "déficit".

A série de vazões médias mensais da UHE Mauá foi obtida de CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020a) para o período de 1931 a 2017. Nesta análise é utilizado o período crítico do sistema, de 1949 a 1955, uma vez que a garantia física das UHEs considera esse período para o cálculo (ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2018c).

Inicialmente, foram determinadas as vazões mensais para o cálculo da energia, através da equação 3.1, considerando: a vazão turbinada pela casa de força principal, descontando a vazão sanitária da vazão média mensal; a vazão turbinada pela casa de força secundária, que turбина toda a vazão sanitária; e a vazão vertida.

$$Qm_i = Qturb1_i + Qturb2_i + Qvert_i \quad (3.1)$$

Onde:

- $Qm_i$ : Vazão média mensal do mês  $i$  ( $m^3/s$ );
- $Qturb1_i$ : Vazão turbinada pela casa de força principal no mês  $i$ , descontada a vazão sanitária ( $m^3/s$ );
- $Qturb2_i$ : Vazão turbinada pela casa de força secundária no mês  $i$  ( $m^3/s$ );
- $Qvertm_i$ : Vazão média mensal vertida no mês  $i$ , descontada a vazão turbinada pela casa de força principal e pela casa de força secundária da usina ( $m^3/s$ );

Em seguida, foram calculadas as energias geradas mensais utilizando as equações 3.2 e 3.3.

$$EG1_i = \frac{9,81 \cdot \eta \cdot Qturb1_i \cdot H1}{1000} \cdot (1 - TEIF1) \cdot (1 - IP1) - C1 - Perdas1 \quad (3.2)$$

$$EG2_i = \frac{9,81 \cdot \eta \cdot Qturb2_i \cdot H2}{1000} \cdot (1 - TEIF2) \cdot (1 - IP2) - C2 - Perdas2 \quad (3.3)$$

Onde:

- $EG1_i$  e  $EG2_i$ : Energia média mensal no mês  $i$  gerada pela casa de força principal e pela casa de força secundária, respectivamente (MWmédios);
- $H1$  e  $H2$ : Queda líquida da casa de força principal e da casa de força secundária, respectivamente;
- $TEIF1$  e  $TEIF2$ : Taxa de indisponibilidade forçada da casa de força principal e da casa de força secundária, respectivamente;
- $IP1$  e  $IP2$ : Taxa de indisponibilidade programada da casa de força principal e da casa de força secundária, respectivamente;
- $C1$  e  $C2$ : Consumo interno da casa de força principal e da casa de força secundária, respectivamente;
- $Perdas1$  e  $Perdas2$ : Perdas elétricas até o ponto de conexão para a casa de força principal e a casa de força secundária, respectivamente;

Os dados acima para o cálculo da Energia média mensal da UHE Mauá foram obtidos de EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2006), com exceção do consumo interno e perdas elétricas até o ponto de conexão, que foram desconsiderados uma vez que o cálculo da garantia física das UHEs não contempla esses itens. A energia gerada total por mês é a soma das energias geradas pelas casas de força principal e secundária. O resultado é apresentado na figura 13.

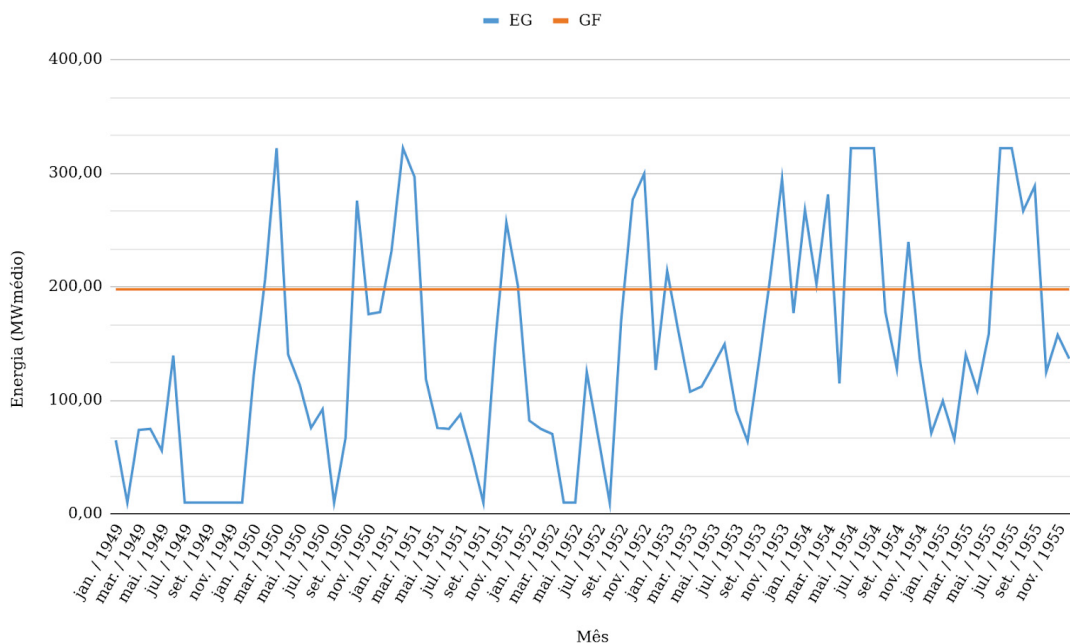


Figura 13: Energia gerada mensalmente no período crítico pela UHE Mauá "a fio d'água"(EG) e sua Garantia Física (GF).

Nessa figura foi traçada a energia gerada mensalmente pela UHE Mauá considerada a fio d'água e a sua Garantia Física (197,7 MWméd). Os valores abaixo da Garantia

Física representam um Déficit que, sabendo que o SIN opera considerando a garantia física contratada pelas usinas, teria que ser suprido pelo acionamento de usinas térmicas para garantir o atendimento da demanda energética.

Para o cálculo do Déficit mensal de energia foi descontada a energia gerada mensal total da UHE Mauá de sua Garantia Física e, posteriormente, foi calculado o Déficit médio mensal do período crítico, somando os resultados para cada mês do período e dividindo pelo seu número de meses. O resultado foi de 75,6 MWmédios.

A valoração do custo para suprir o déficit energético mensal foi calculada através da curva de ordem de mérito das termelétricas do SIN. A curva é obtida através dos dados de potência instalada (em MW) e respectivo custo de geração (em R\$/MW) das termelétricas que compõe atualmente o parque térmico do SIN, obtidos de CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2020a). Para sua construção, os custos de geração das usinas, ordenados do menor para o maior, foram traçados contra a potência acumulada das usinas ordenadas. O ajuste ao gráfico de uma equação exponencial resultou em um coeficiente de determinação  $R^2$  de 0,9807, apresentado na figura 14.

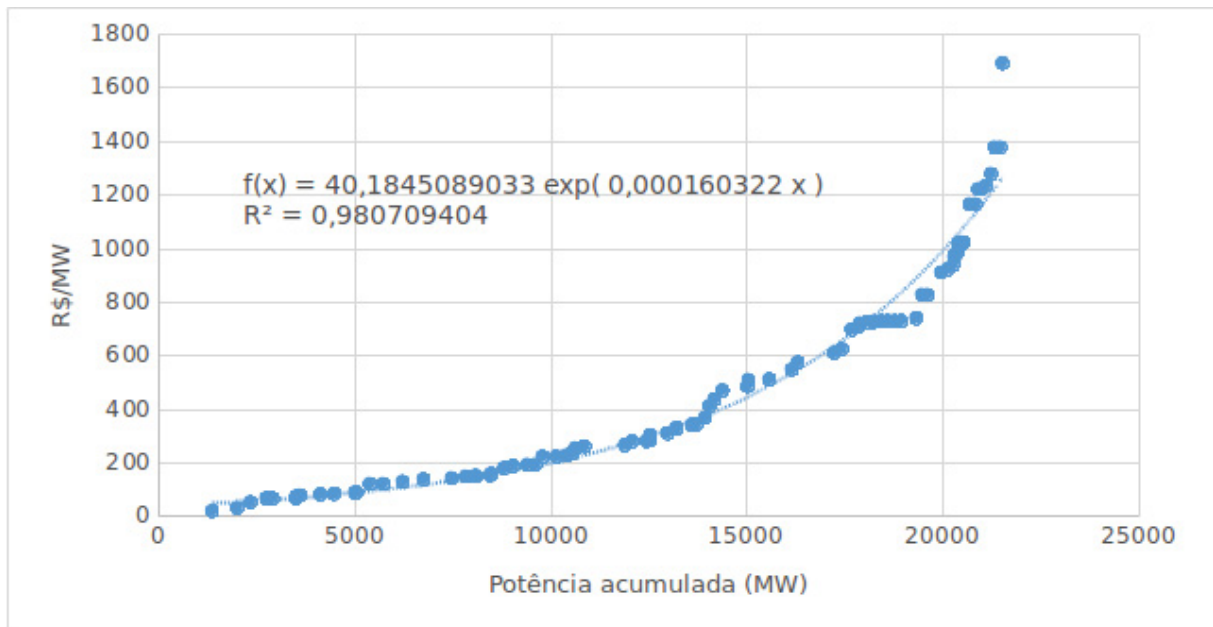


Figura 14: Curva de ordem de mérito das termelétricas do SIN.

A equação 3.4, obtida pelo ajuste da curva de ordem de mérito das termelétricas do SIN, calcula o custo de geração ( $f(x)$ ) para um dado valor de energia ( $x$ ).

$$f(x) = 40,18451 \exp(0,00016x) \quad (3.4)$$

Por fim, a equação 3.4 foi derivada para se obter o custo marginal de operação mensal (DORMAN, 2014) e foi aplicado o valor do déficit obtido para a UHE Mauá "a fio d'água", resultando em R\$ 0,00651/MW ou, multiplicando-se por 720 horas, R\$ 4,69/MWhmês, que representa o custo que seria evitado no caso de existir o reservatório da UHE Mauá, ou seja, representa o benefício em R\$/MWh por mês para o SIN, sugerindo o seu desconto no custo da energia contratada no leilão de energia.

## 3.2 VALORAÇÃO DO BENEFÍCIO DAS PCHS PARA O SIN

A garantia física das PCHs ofertada nos leilões de energia, por segurança, uma vez que usualmente esse tipo de empreendimento não possui reservatórios com grande capacidade de regularização, é usualmente menor que a energia média efetivamente gerada pelos empreendimentos.

Ou seja, as PCHs possuem capacidade para gerar mais energia do que sua garantia física, antes de iniciar o vertimento pelo excesso de vazão. Essa energia gerada a mais efetivamente entra no sistema e ajuda a atender à demanda energética, reduzindo a necessidade do acionamento de termelétricas, com custo de geração muito mais alto.

Para a valoração desse benefício das PCHs para o SIN calculou-se a energia média gerada pela PCH Bela Vista para todo o período histórico da sua série de vazões, limitando à vazão máxima turbinada de projeto, com o excesso sendo vertido. A energia excedente à garantia física foi denominada de "Superavit" e valorada pelo preço médio do PLD. Os meses com geração de energia abaixo da garantia física foram descontados.

A série de vazões médias mensais da PCH Bela Vista foi obtida de [VLB Engenharia \(2019\)](#) para o período de setembro de 1956 a dezembro de 2017.

Inicialmente, foram determinadas as vazões mensais, que são utilizadas nos cálculos de energia, através da equação 3.1, também utilizada para a valoração do benefício dos reservatórios para o SIN, considerando: a vazão turbinada pela casa de força principal, descontando a vazão sanitária da vazão média mensal; a vazão turbinada pela casa de força secundária, que turбина toda a vazão sanitária; e a vazão vertida.

Em seguida, foram calculadas as energias geradas mensais através das equações 3.2 e 3.3 utilizadas anteriormente.

OS valores das vazões e as características técnicas utilizadas para o cálculo da Energia média mensal da PCH Bela Vista foram obtidos de [VLB Engenharia \(2019\)](#). A energia gerada total por mês é a soma das energias geradas pelas casas de força principal e secundária. O resultado é apresentado na figura 15.

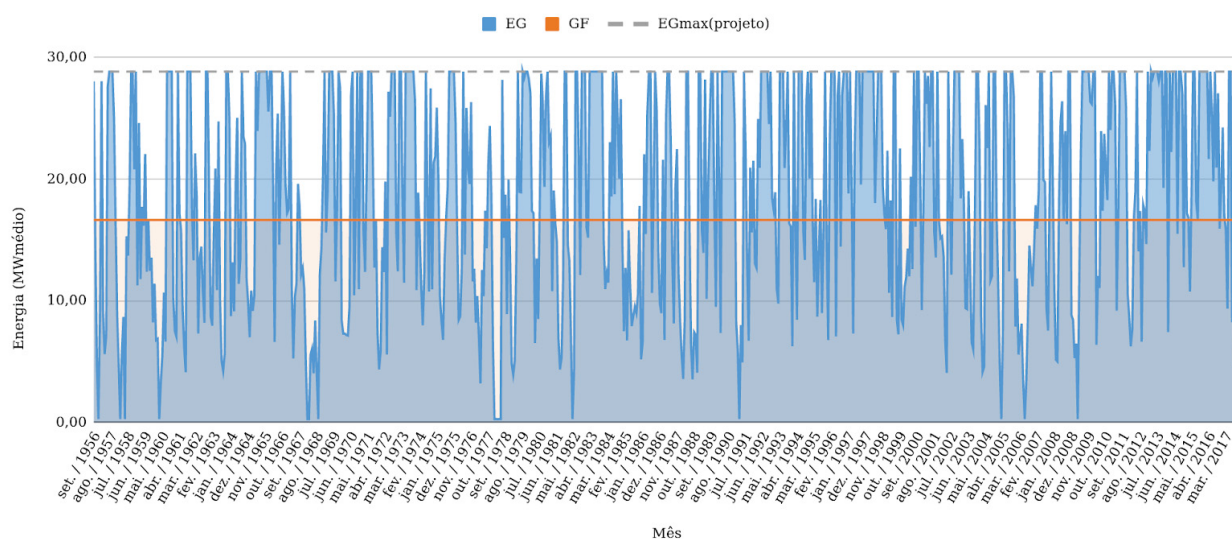


Figura 15: Energia média mensal gerada pela PCH Bela Vista

Nessa figura foi traçada a energia gerada mensalmente pela PCH Bela Vista e a sua Garantia física (16,64 MWméd). A energia gerada é limitada superiormente pelo valor correspondente à vazão máxima de projeto, com o excedente da vazão sendo vertido. Os valores acima da Garantia Física representam um Superavit que, efetivamente, é gerado e alivia a demanda do sistema.

Para o cálculo do Superavit mensal de energia foi descontada a garantia física da PCH de sua energia gerada mensal e, posteriormente, foi calculado o Superavit médio mensal do período, somando os resultados para cada mês do período e dividindo pelo seu número de meses. O resultado foi de 4,95 MWmédios. Em seguida foi calculada a energia média mensal gerada abaixo da garantia física, que resultou em 3,05 MWmédios, que foi descontado do Superavit calculado. Assim, o resultado utilizado para valoração desse benefício foi de 1,91 MWmédios.

A valoração desse benefício energético considerou o valor médio do histórico completo (maio/2003 a março/2020) do PLD para o submercado Sul (em que se encontra a PCH) de R\$ 168,04/MWh (CCEE, [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2020b](#)). Dividindo-se o valor de 1,91 MWmédios por 720 h (1 mês) e multiplicando-se pelo PLD médio resulta em um benefício de R\$ 0,45/MWh para o SIN, sugerindo o seu desconto no custo da energia contratada no leilão de energia.

### 3.3 VALORAÇÃO DO IMPACTO À SAÚDE HUMANA OCACIONADO PELA EMISSÃO DE MATERIAL PARTICULADO

A primeira etapa da valoração do impacto à saúde humana, ocasionado pela emissão de material particulado, é obter os valores de emissão de material particulado em g/kWh para cada empreendimento estudado, para permitir o resultado em R\$/KWh.



Os empreendimentos hidrelétricos não emitem material particulado, portanto, foram desconsiderados neste tópico. Também foi desconsiderado o cálculo para a Termelétrica movida a gás natural, ciclo combinado, já que essa tecnologia emite uma quantidade desprezível de material particulado (EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2007).

Assim, apenas são considerados nos cálculos a Termelétrica movida a óleo combustível B1. A emissão de material particulado PM10 da UTE Viana foi obtida do seu Estudo de Impacto Ambiental e totaliza 0,68 g/s por motor. Cada motor da usina possui 8730 kW de potência. Assim, o valor obtido de emissão de material particulado PM10 para a UTE Viana foi de 0,28 g/kWh.

Em seguida, foi calculada a dispersão do material particulado, para obter a sua concentração no nível do solo. Esses poluentes são transportados pelo vento e vão sendo depositados ao longo da região no entorno da atividade de geração de energia elétrica.

Para os cálculos foi utilizado o Modelo de Pluma Gaussiana, que é válido apenas para dispersões em escala local, de até 50 km. Os materiais particulados se depositam em regiões com até 50 km de distância da fonte emissora e tem efeitos quimicamente estáveis, sendo por esses motivos considerados poluentes primários (TOLMASQUIM et al., 2000).

Segundo a Eletrobras (2000), diversas variáveis influenciam a dispersão dos poluentes, destacando-se:

- as condições topográficas na região de entorno do empreendimento;
- as condições meteorológicas na região de entorno do empreendimento (velocidade e direção preferencial do vento);
- a altura e diâmetro da chaminé;
- a velocidade e a temperatura das emissões pela chaminé;
- a taxa de emissão dos poluentes na chaminé;
- as propriedades físico-químicas dos poluentes quando são lançados e quando se encontram nos pontos receptores

A equação 3.5 apresenta o Modelo de Pluma Gaussiana conforme o documento Bickel et al. (2005).

$$C(x, y, z) = \frac{Q}{2u\pi\sigma_y\sigma_z} \cdot \exp\left[-\frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right] \cdot \left(\exp\left[-\frac{(z-h)^2}{2\sigma_z^2}\right] + \exp\left[-\frac{(z+h)^2}{2\sigma_z^2}\right]\right) \quad (3.5)$$

Onde:

- $C(x, y, z)$ : concentração do poluente no ponto x,y,z (g/m);
- $Q$ : taxa de liberação do poluente (g/s);
- $u$ : velocidade média do vento na região (m/s);
- $\sigma_y$ : desvio padrão da distribuição gaussiana na direção perpendicular horizontal a linha do vento (m);

- $\sigma_z$ : desvio padrão da distribuição gaussiana na direção perpendicular vertical a linha do vento (m);
- $h$ : altura efetiva da liberação de poluentes (m).

A equação 3.5 é válida para emissões contínuas, de longa duração e em terrenos planos para que a distribuição do poluente forme uma pluma gaussiana.

De acordo com Tolmasquim et al. (2001), quando se trata de estudo de planejamento a longo prazo, pode-se adotar a seguinte simplificação: a concentração de um poluente ( $C$ ), em determinada área de influência, depende da taxa de liberação do poluente ( $Q$ ), da velocidade média do vento na região ( $u$ ) e da distância do ponto de emissão do poluente ( $s$ ). Segundo os mesmos autores, tais simplificações aumentam as incertezas dos resultados, mas não invalidam a utilização do modelo simplificado. Assim, o Modelo de Pluma Gaussiana é reduzido à equação 3.6.

$$C_{in} = \frac{Q}{2u\pi s} \quad (3.6)$$

Por meio desta equação calcula-se a concentração do poluente ( $C$ ), na área de influência para cada empreendimento, em  $g/m^2$ , sendo  $s$  a distância da fonte emissora até o ponto de análise.

A velocidade média do vento ( $u$ ) foi adotada conforme Eletrobras (2000), que sugerem o valor de 3 m/s tanto para regiões de planícies, com alta dispersão, como para áreas com formações rochosas ou próximas a grandes centros urbanos, que apresentam baixa dispersão.

Para a distância ( $s$ ) da fonte emissora até o ponto de análise da concentração de material particulado, foram considerados valores de 10 distâncias, a cada 5 km da fonte emissora, até a máxima distância de dispersão considerada para escala local, de 50 km.

Assim, aplicando a equação 3.6 para a UTE Viana, utilizando a taxa de emissão de material particulado obtida, foram determinadas as concentrações nos 10 pontos de distância a partir da fonte emissora supramencionados. A tabela 2 apresenta os valores encontrados.

Tabela 2: Concentração de material particulado da UTE Viana por distância  $s$

$s$ [km]	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
$C[\mu g/m^2.(kWh/ano)]^*$	0,09	0,05	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01

\* Valores multiplicados por  $10^{-6}$ .

Em seguida, determina-se o impacto à saúde humana, por meio da aplicação da função dose-resposta. Para isso, primeiro deve ser calculado o risco incremental individual associado à exposição ao material particulado, ou seja, calcula-se o número de doenças por 100 mil pessoas por ano para cada aumento incremental de material particulado, em  $g/m$ . Em seguida, determina-se o risco incremental coletivo para a população total na região analisada.

O risco incremental individual é calculado com base no valor do coeficiente dose-resposta que relaciona a variação na ocorrência de doenças respiratórias com a variação da

concentração de material particulado na região de entorno do empreendimento. A equação 3.7 determina o risco incremental.

$$\Delta r = C_{in} \cdot DR \quad (3.7)$$

Onde:

- $DR$ : coeficiente dose-resposta que relaciona a concentração de material particulado com as doenças respiratórias;
- $C_{in}$ : concentração do poluente ( $i$ ) para o empreendimento ( $n$ )

Os efeitos dos materiais particulados emitidos pelos empreendimentos geradores de energia elétrica são equivalentes aos efeitos dos nitratos aerossóis (BICKEL et al., 2005). Assim, utilizou-se os coeficientes dose-resposta de morbidade (doenças respiratórias) devido à emissão de nitrato aerossol obtidos de Friedrich, Krewitt e Mayerhofer (1995), conforme descrito a seguir:

- Dose: Variação na concentração anual de material particulado;
- Resposta: Prevalência de doenças respiratórias por 100.000 pessoas por ano.
- Coeficiente DR:
  - Baixo = 60
  - Médio = 95
  - Alto = 129

Para esse estudo, de forma a obter resultados mais otimistas, foi utilizado o coeficiente dose-resposta baixo, igual a 60. A tabela 3 apresenta os valores dos riscos incrementais determinados após a aplicação da equação 3.7.

Tabela 3: Riscos individuais para a UTE Viana (casos de doenças respiratórias/100.000 habitantes por KWh)

$s$ [km]	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
$\Delta r^*$	0,6	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

\* Valores multiplicados por  $10^{-5}$ .

Após calcular o risco incremental individual, a próxima etapa é calcular o risco incremental coletivo, ou seja, o impacto na saúde humana da população habitante da região de entorno do empreendimento de geração de energia elétrica devido à exposição ao material particulado.

O risco coletivo é calculado através da equação 3.8, ou seja, é o somatório dos riscos para cada setor da área de entorno do empreendimento, considerando a população que habita cada setor recebendo a mesma dose de poluentes. Nesse estudo foi considerado

uma área de entorno com raio de 50 km a partir do empreendimento, pois a escala da dispersão é local, dividida em dez setores com incrementos de 5 km.

$$\Delta R = \sum \Delta r \cdot pop \quad (3.8)$$

Onde:

- $\Delta R$ : risco incremental coletivo;
- $\Delta r$ : risco incremental individual;
- $pop$ : população habitante de cada setor.

Segundo [Tolmasquim et al. \(2000\)](#), podem ser consideradas três faixas de densidade demográfica para estudos de planejamento a longo prazo:

- Alta densidade: empreendimentos situados em regiões com mais de 1.000 habitantes por km<sup>2</sup>;
- Média densidade: empreendimentos situados em regiões com mais de 100 habitantes por km<sup>2</sup>;
- Baixa densidade: empreendimentos situados em regiões com menos de 20 habitantes por km<sup>2</sup>;

O município de Viana, onde está localizada a UTE Viana, possui 0,24 hab./km<sup>2</sup>, portanto considerou-se a faixa de baixa intensidade. Assim, aplicando-se a equação 3.8, obteve-se o risco coletivo de morbidade de 0,002 x 10<sup>-3</sup>, que representa o número de doenças por kWh associado à emissão de particulados pela UTE Viana.

O próximo passo é calcular o número de óbitos por kWh. Para isso, é necessário determinar a relação entre os casos de doenças respiratórias, considerados igual ao número de internações devido às doenças respiratórias, e o número de óbitos correspondentes, com dados obtidos do DataSUS ([MINISTÉRIO DA SAÚDE DO BRASIL, 2020](#)). A relação calculada é de 0,08279 e multiplicando pelo número de doenças por kWh calculado acima resulta em 0,013 x 10<sup>-5</sup> o número de óbitos por kWh associados à geração de energia elétrica pela termelétrica em análise.

Por fim, para calcular o valor do impacto à saúde humana em termos econômicos, em R\$/kWh, é necessário determinar o valor econômico da mortalidade e da morbidade.

O valor econômico da mortalidade foi determinado por meio da metodologia proposta por [NARAIN e SALL \(2016\)](#), que utilizam o valor da vida estatística (em inglês *Value of Statistical Life* - VSL). O VSL para esse estudo foi obtido via transferência unitária de valor com ajuste para a renda. Utilizou-se como referência o VSL publicado pela [OCDE \(2019\)](#), que recomenda para um adulto médio em países da OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - VSL entre US \$1,5 milhão e 4,5 milhões, a preços de 2005. Nesse estudo, foi adotado o valor base de US\$ 3 milhões, conforme recomendado por [Roy e Braathen \(2017\)](#), que realizaram uma meta-análise com 1.095 valores de 92 estudos publicados, utilizando o valor padrão para um adulto médio recomendado pela OCDE.

A transferência para um valor da vida estatística para o Brasil foi realizada utilizando a equação 3.9 adaptada de (NARAIN; SALL, 2016).

$$VSL_{BRASIL,2018} = VSL_{OCDE,2005} \cdot \left( \frac{Y_{BRASIL,2005}}{Y_{OCDE,2005}} \right)^b \cdot (1 + \% \Delta P + \% \Delta Y)^b \quad (3.9)$$

Onde:

- $VSL_{BRASIL,2018}$ : valor estatístico da vida para o Brasil em 2018;
- $VSL_{OCDE,2005}$ : valor base para países da OCDE em 2005;
- $Y_{BRASIL,2005}$ : PIB per capita do Brasil em 2005 em termos de paridade no poder de compra a preços correntes;
- $Y_{OCDE,2005}$ : PIB per capita dos países da OCDE em 2005 em termos de paridade no poder de compra a preços correntes;
- $b$ : elasticidade-renda do VSL;
- $\% \Delta P$ : inflação de preços no Brasil entre 2005 e 2018;
- $\% \Delta Y$ : crescimento real de renda entre 2005 e 2018 para o Brasil.

O VSL final é expresso em valores de 2018 devido à disponibilidade de dados.

A Inflação de preços no Brasil ( $\% \Delta P$ ) foi obtida pela variação percentual do índice de preços ao consumidor (*Consumer price index* - World Bank (2020)) entre 2005 e 2018 e o crescimento real de renda ( $\% \Delta Y$ ) foi obtido pela variação percentual do PIB per capita real brasileiro (GDP per capita - World Bank (2020)) entre 2005 e 2018.

O PIB per capita em 2005 ajustado para Paridade de Poder de Compra (PPP) do Brasil ( $Y_{BRASIL,2005}$ ) e países da OCDE ( $Y_{OCDE,2005}$ ) foram extraídos do banco de dados *online* da OCDE (2020) e estão expressos em US\$ 2010.

Para a elasticidade-renda do VSL ( $b$ ), estudos verificaram que o VSL aumenta em função da renda (NARAIN; SALL, 2016), ou seja,  $b > 0$ . Porém, a proporção dessa variação ainda é debatida entre pesquisadores. Segundo Roy e Braathen (2017), costuma-se usar uma elasticidade-renda de 0,8 para países desenvolvidos e 1 para países em desenvolvimento, pois mudanças mais drásticas na renda de pessoas em países em desenvolvimento, devido a uma taxa de crescimento mais elevada, provoca um aumento na disposição a pagar mais acentuado do que em países desenvolvidos, com renda alta e crescimento de renda gradual. Assim, nesse estudo adotou-se elasticidade-renda de 1.

A tabela 4 apresenta os dados para o cálculo do valor estatístico da vida para o Brasil.

Aplicando os dados da tabela 4 na equação 3.9, obteve-se o VSL de US\$ 2.304.948,31 para o Brasil, a preços de 2018 ou R\$ 10.141.772,57, utilizando o dolar a R\$ 4,40.

O valor econômico da morbidade foi calculado pelo método do custo de doença - CD onde, conforme descrito por Reis (2001), os gastos incorridos em bens substitutos servem para evitar uma alteração no estado de saúde. Para isso, determinam-se os custos

Tabela 4: Dados para o cálculo do valor estatístico da vida para o Brasil

Sigla	Valor	Referência
$VSL_{OCDE,2005}$	US\$ 3.000.000,00	Roy e Braathen (2017)
$Y_{BRASIL,2005}$	US\$ 12.166,00	OCDE (2020)
$Y_{OCDE,2005}$	US\$ 34.600,00	OCDE (2020)
$\% \Delta P$	102,9%	World Bank (2020)
$\% \Delta Y$	15,6%	World Bank (2020)
$b$	1	Roy e Braathen (2017)

incorridos com internações, medicamentos, tratamentos, entre outros bens e serviços, no intuito de remediar os efeitos causados na saúde pela inalação de material particulado.

O método de cálculo é descrito nas equações a seguir:

$$GastoscomInternações = n^{\circ}Internações * ValorMédioInternações * MédiadePermanência$$

$$Gastoscomtratamento = GastosAmbulatoriais + GastoscomInternações$$

$$ValordosDiasPerdidosdeTrabalho = (n^{\circ}InternaçõescomIdadeAcimade14anos * MédiadePermanência) * (RendaMédiaMensal/30)$$

$$CD_{Total} = ValordosDiasPerdidosdeTrabalho + GastoscomTratamento$$

$$CD_{porcasodedoença(internação)} = \frac{CD_{Total}}{n^{\circ}Internações}$$

No cálculo do valor de dias perdidos utiliza-se a idade a partir de 14 anos porque, segundo Reis (2001), a partir desta idade o número de indivíduos ativos é maior que o número de indivíduos inativos. Os dados necessários para o cálculo do custo doença foram obtidos do DataSUS (MINISTÉRIO DA SAÚDE DO BRASIL, 2020) e IBGE (2020) e são apresentados na tabela 5.

Tabela 5: Dados para o cálculo do custo de doença - dados mensais de 2019

Internações Até 14 anos	Internações >14 anos	Média de Permanência (dias)	Valor Médio Internações (R\$)	Gastos Ambulatoriais (R\$)	Renda Média Mensal (R\$)
39.806,25	58.072,25	5,8	1.105,92	2.176.680,55	2.234,00

Fonte: MINISTÉRIO DA SAÚDE DO BRASIL (2020) e IBGE (2020).

Aplicando os dados da tabela 5 nas equações do método de cálculo do custo doença apresentadas acima, obtiveram-se os valores necessários para determinar o custo doença, apresentados na tabela 6.

O valor obtido para o CD foi de R\$ 6.692,83, entretanto, esse valor não representa a verdadeira disposição a pagar das pessoas para reduzir os riscos de doença respiratória, uma vez que não contabiliza gastos preventivos, sofrimentos, perdas associadas aos sintomas, dores, etc. (ALVES, 2009). A disposição a pagar reflete a medida de valor (ou utilidade) que os consumidores atribuem às mercadorias que desejam comprar (MATTOS;

Tabela 6: Valores obtidos pelo método do Custo de Doença (CD)

Nº de internações	Valor dos dias perdidos (R\$)	Gastos com internações (R\$)	CD total (R\$)	CD por caso de doença (R\$)
97.878,5	25.081.791,92	627.825.586,18	655.084.058,65	6.692,83

MATTOS, 2004). Na teoria econômica, a noção de dano ou benefício, baseada na preferência dos indivíduos (ou do consumidor), se manifesta no mercado através dos conceitos de disposição a pagar para evitar uma perda (dano) ou para obter um bem (benefício) (REIS, 2001).

Assim, o valor para morbidade mais correto é maior do que o valor resultado do método do custo de doença. MOTTA, ORTIZ e FERREIRA (1998) afirmam que a relação entre a disposição a pagar e o custo de doença está entre 1,3 e 2,4. Dessa forma, adotando-se o valor médio de 1,85 como fator de correção ao valor encontrado na tabela 6, obteve-se o valor final da morbidade de R\$ 12.381,73, ou seja, a verdadeira disposição a pagar para diminuir os riscos com doenças respiratórias.

Obtidos o valor de morbidade e o valor da vida estatística, agora é possível calcular o Valor do Impacto à saúde humana causado pela Emissão de Material Particulado ( $VI_{EMP}$ ) por kWh de empreendimentos de geração de energia elétrica, utilizando a equação 3.10.

$$VI_{EMP} = (VMB.RMB) + (VSL.RMT) \quad (3.10)$$

Onde:

- $VI_{EMP}$ : Valor do Impacto à saúde humana causado pela Emissão de Material Particulado;
- $VMB$ : Valor da Morbidade;
- $RMB$ : Risco Coletivo Morbidade;
- $VSL$ : Valor estatístico da vida para o Brasil em 2018;
- $RMT$ : Risco Coletivo Mortalidade;

Aplicando-se os valores calculados para a UTE Viana na equação 3.10, obteve-se o valor final do impacto à saúde humana causado pela emissão de material particulado de R\$ 1,27 por kWh ou R\$ 0,00127 por MWh, valor não significativo.

### 3.4 VALORAÇÃO DO IMPACTO PELA EMISSÃO DE GASES DO EFEITO ESTUFA

A primeira etapa da valoração do impacto de emissão de gases do efeito estufa é determinar as taxas de emissão por kWh.

As usinas termelétricas emitem GEE devido à queima de seus combustíveis no processo de geração de energia. Para esse tipo de usina existem vários estudos que calcularam as emissões para cada tecnologia e combustíveis diferentes. Nesse trabalho serão utilizadas os valores obtidos por [Miranda \(2012\)](#), que por meio da aplicação de uma revisão sistemática da literatura com meta-análise identificou estudos que estimavam as emissões de GEE pela aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) de diferentes usinas, adotando procedimentos estatísticos que permitiram avaliar como as características das usinas podem afetar os resultados da ACV e reduzir a variabilidade das estimativas de emissões de GEE. Os valores que se aplicam às usinas em estudo, UTE Viana (movida a óleo combustível) e UTE Escolha (movida a gás natural), são apresentados na tabela 7.

Tabela 7: Emissões de CO<sub>2</sub> equivalentes de termelétricas a gás natural e óleo combustível em gCO<sub>2</sub>eq/kWh

UTE a gás natural	UTE a óleo combustível
518,11	781,14

Fonte: [Miranda \(2012\)](#).

As emissões de gases de efeito estufa pelas hidrelétricas estão diretamente relacionadas aos seus reservatórios e ocorrem devido a dois fatores: (i) por certos materiais inorgânicos que reagem quimicamente consumindo O<sub>2</sub> e liberando CO<sub>2</sub>; e (ii) pela decomposição anaeróbica e aeróbica de biomassa que existia na área alagada pelo reservatório e da matéria orgânica que passa a formar e se depositar devido à alteração do ambiente lótico para lântico do rio.

Portanto, quanto maior a área do reservatório, maior serão as suas emissões de GEE (CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>). Para estimar essas emissões, foi utilizada a metodologia apresentada por [IPCC \(2006\)](#), que utiliza as equações 3.11 e 3.12.

Emissões de CO<sub>2</sub>:

$$EF_{CO_2} = P \cdot E_{CO_2_{dif}} \cdot A_{Total} \cdot f_A \cdot 10^{-6} \quad (3.11)$$

Onde:

- $EF_{CO_2}$ : emissões totais de CO<sub>2</sub> pelo reservatório (Gg/ano);
- $P$ : número de dias sem gelo durante o ano (dias/ano);
- $E_{CO_2_{dif}}$ : coeficiente de emissões difusas diárias de CO<sub>2</sub> (kg/ha.dia);
- $A_{Total}$ : área total do reservatório (ha);
- $f_A$ : fração da área total do reservatório alagada nos últimos 10 anos.

Emissões de CH<sub>4</sub>:

$$EF_{CH_4} = P \cdot E_{CH_4_{dif}} \cdot A_{Total} \cdot 10^{-6} \quad (3.12)$$

Onde:



- $EF_{CH_4}$ : emissões totais de  $CH_4$  pelo reservatório (Gg/ano);
- $P$ : número de dias sem gelo durante o ano (dias/ano);
- $E_{CH_4_{dif}}$ : coeficiente de emissões difusas diárias de  $CH_4$  (kg/ha.dia);
- $A_{Total}$ : área total do reservatório (ha).

Conforme o PDE 2007/2016 (EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2007), foram utilizados os seguintes valores para as constantes das equações acima:  $P$  igual a 365 dias;  $f_A$  foi considerado igual a 1;  $E_{CH_4_{dif}}$  igual a 0,630 e  $E_{CO_2_{dif}}$  igual a 44,9, valores sugeridos por (IPCC, 2006).

As áreas dos reservatórios foram obtidas dos respectivos RIMAs dos empreendimentos: UHE Mauá = 9.930 ha; e PCH Bela Vista = 236 ha.

A valoração econômica do impacto das emissões da GEE é calculada em função das emissões de  $CO_2$  equivalente, índice que relaciona o tempo de permanência de diferentes GEE na atmosfera e sua eficiência de absorção de irradiação infravermelha, tendo como valor base o Potencial de Aquecimento Global (GWP - *Global Warming Potential*) do  $CO_2$ . Conforme a publicação mais recente do IPCC, o *Fifth Assessment Report*, o valor do GWP do  $CH_4$  é de 28 (MYHRE et al., 2013). Os resultados dos cálculos de emissões de GEE são apresentados na tabela 8.

Tabela 8: Emissões totais de  $CO_2$ ,  $CH_4$  e  $CO_2$  equivalentes da UHE Mauá e PCH Bela Vista

	UHE Mauá	PCH Bela Vista
$EF_{CO_2}$ (Gg/ano)	162,74	3,87
$EF_{CH_4}$ (Gg/ano)	2,28	0,05
t $CO_2$ eq/ano	226.673,10	5.387,20

Para a conversão das emissões de t $CO_2$ eq/ano para g $CO_2$ eq/KWh, utiliza-se a equação 3.13, onde a energia gerada é calculada a partir da Garantia Física ofertada no leilão de energia.

$$CO_2eq_{kWh} = \frac{CO_2eq_{ano}}{E_g} \quad (3.13)$$

Onde:

- $CO_2eq_{kWh}$ : emissões de  $CO_2$  equivalentes por kWh gerado (g $CO_2$ eq/kWh);
- $CO_2eq_{ano}$ : emissões de  $CO_2$  equivalentes por ano (t $CO_2$ eq/ano); e
- $E_g$ : Energia gerada anualmente (GWh/ano) = GF x 8.760h x  $10^{-3}$ .

Uma abordagem útil para estimar um valor econômico para o impacto ocasionado pelas emissões de GEE é baseada no custo social do carbono - em inglês: *social cost* (SC- $CO_2$ ). A Agência de Proteção Ambiental dos EUA, *Environmental Protection Agency - EPA, United States Environmental Protection Agency* (2016), obteve um valor de US\$ 42 por tonelada de  $CO_2$  para o SC- $CO_2$  nos EUA, que é aplicável para o ano de 2020 com

base nos dólares dos EUA em 2007 e uma taxa de desconto média de 3%. Embora esse valor atribuído ao SC-CO<sub>2</sub> pretenda ser uma estimativa abrangente dos danos causados pelas mudanças climáticas, é provável que subestime os verdadeiros danos e custos das emissões de CO<sub>2</sub>. No entanto, as estimativas atuais do SC-CO<sub>2</sub> são uma medida útil para avaliar os impactos climáticos das mudanças nas emissões de CO<sub>2</sub> (EPA, United States Environmental Protection Agency, 2016).

Aplicando-se o valor do SC-CO<sub>2</sub> de US\$ 42 para as emissões de CO<sub>2</sub> equivalentes obtidas e utilizando o dólar a R\$ 4,40, obteve-se os valores finais apresentados na tabela 9.

Tabela 9: Emissões de CO<sub>2</sub> equivalente e valoração do impacto ambiental dos empreendimentos em estudo

	UHE Mauá	PCH Bela Vista	UTE Viana	UTE Escolha
Emissões (gCO <sub>2</sub> eq/kWh)	130,88	36,96	781,14	518,11
Valoração (R\$/MWh)	0,00002	0,00001	0,00014	0,00010

### 3.5 VALORAÇÃO DO BENEFÍCIO DA COMPENSAÇÃO AMBIENTAL

A Compensação Ambiental é um mecanismo financeiro de compensação pelos efeitos de impactos não mitigáveis ocorridos quando da implantação de empreendimentos. Estes recursos são destinados às Unidades de Conservação para a consolidação do Sistema Nacional de Unidades de Conservação – SNUC.

Para o cálculo do Benefício da Compensação Ambiental ( $B_{CA}$ ), propõe-se no presente estudo a equação 3.14.

$$B_{CA} = \frac{Ca}{Gf \times T} \quad (3.14)$$

Onde:

- $B_{CA}$ : Benefício da Compensação Ambiental, em R\$/MWh;
- $Ca$ : Valor da Compensação Ambiental, em R\$;
- $Gf$ : Garantia Física ofertada no leilão de energia, em MWmédios;
- $T$ : Duração do contrato de fornecimento de energia, em horas.

O valor da Compensação Ambiental é definido no processo de licenciamento ambiental, geralmente entre a obtenção da licença prévia e a licença de instalação. Seu cálculo é realizado pelo órgão ambiental licenciador e sua metodologia utiliza uma série de parâmetros para avaliar o grau de impacto sobre a biodiversidade, áreas prioritárias e unidades de conservação, incluindo índices de magnitude, biodiversidade, abrangência e temporalidade. Entretanto, o valor não pode exceder 0,5% do investimento total da usina. Dessa forma, devido a não ser possível obter o valor exato de compensação ambiental dos empreendimentos em estudo, considerou-se 0,5% do investimento total da usina, valor esse obtido das planilhas de resultado dos leilões de energia que cada empreendimento

participou, atualizado pelo IGP-M. Considerou-se a duração do contrato de fornecimento de energia conforme os editais dos leilões: 15 anos para as termelétricas e 30 anos para as hidrelétricas. Os resultados são apresentados na tabela 10.

Tabela 10: Resultados obtidos da Valoração do benefício da Compensação Ambiental

	UHE Mauá	PCH Bela Vista	UTE Escolha	UTE Viana
Compensação Ambiental (R\$)	8.861.523,53	910.117,35	5.665.030,01	3.660.091,14
$B_{CA}(R\$/MWh)$	0,17	0,21	0,22	0,23

### 3.6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

O resultado dos impactos e benefícios valorados neste trabalho são apresentados na tabela 11.

Tabela 11: Resultados obtidos da Valoração dos impactos e benefícios das usinas estudadas em R\$/MWh

	UHE Mauá	PCH Bela Vista	UTE Escolha	UTE Viana
Benefício do reservatório de UHEs	-4,69	0,00	0,00	0,00
Benefício das PCHs	0	-0,45	0,00	0,00
Impacto da Emissão de Particulados	0,00	0,00	0,00	0,00127
Impacto das Emissões de GEE	0,0002	0,00001	0,00010	0,00014
Benefício da Compensação Ambiental	-0,17	-0,21	-0,22	-0,23
<b>Total</b>	<b>-4,85</b>	<b>-0,65</b>	<b>-0,22</b>	<b>-0,23</b>

Os valores negativos representam decréscimo no valor do ICB dos leilões de energia, ou seja, esses valores diminuiriam o preço final da energia da usina, tornando-a mais vantajosa. Em contrapartida, os valores positivos representam acréscimos no valor do ICB, tornando sua energia mais cara.

A tabela 12 compara o valor final do ICB praticado nos leilões que as usinas estudadas venderam suas energias, corrigido pelo IPCA, com o valor acrescido dos impactos e benefícios valorados neste trabalho.

Tabela 12: Comparação dos impactos e benefícios valorados com os preços corrigidos dos leilões de energia

Usina	Preço leilão corrigido (R\$/MWh)	Preço acrescido dos impactos e benefícios valorados (R\$/MWh)	Varição (%)
UHE Mauá	220,88	216,03	-2,20
PCH Bela Vista	195,70	195,05	-0,33
UTE Escolha	258,08	257,86	-0,09
UTE Viana	252,34	252,11	-0,09

Entre as externalidades avaliadas, o benefício proporcionado pelos reservatórios de acumulação das UHEs representa o maior valor, de 4,69 R\$/MWh, evidenciando a importância dos mesmos para confiabilidade do fornecimento e modicidade tarifária. Há ainda a redução do impacto de emissões de material particulado PM10 e de GEE que seriam gerados com o acionamento de termelétricas para suprir a demanda energética quando os reservatórios estão sem capacidade, que não foram considerados nesse cálculo. O benefício das PCHs para o sistema, que nesse estudo foi avaliado apenas com a energia gerada além da garantia física ofertada no leilão, também apresentou valor significativo, de 0,45 R\$/MWh. Existe ainda uma série de externalidades das PCHs que produzem benefícios e impactos negativos para o SIN, sociedade e meio ambiente que já foram levantadas por outros trabalhos, mas a sua incorporação no ICB dos leilões de energia permanece um desafio para estudos futuros. [Roland Berger \(2012\)](#) destaca a criação de empregos, a geração de receita tributária, o impacto no PIB, o aumento do Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) onde são instaladas, a redução de investimentos adicionais nas redes de transmissão, a complementariedade com outras fontes renováveis, entre outros.

O impacto da emissão de material particulado inalável PM10 apresentou valor de 0,00127 R\$/MWh, que representa um acréscimo no ICB da UTE Viana insignificante. Esse valor busca internalizar o custo devido às doenças cardiopulmonares que o SUS precisa arcar e o custo das vidas perdidas que são afetadas pelas emissões desses poluentes.

O impacto das emissões de GEE apresentou valores menores quando comparado com as demais externalidades, também não significativo. Para as usinas de fonte hídrica, UHE Mauá e PCH Bela Vista, o valor desse impacto é menor, de 0,00002 e 0,00001 R\$/MWh respectivamente, já que as emissões provocadas pelos reservatórios são muito pequenas. Já para as termelétricas esse valor é um pouco maior, com 0,00010 R\$/MWh para a UTE Escolha e 0,00014 R\$/MWh para a UTE Viana, devido ao maior impacto das emissões de GEE em razão da queima de combustível fóssil.

Por fim, o benefício da compensação ambiental, diferente do esperado, apresentou valores menores para a UHE Mauá e PCH Bela Vista, de 0,17 R\$/MWh e 0,21 R\$/MWh respectivamente, que apesar de possuírem um custo de investimento para sua instalação maior, teve seu resultado influenciado pela duração do contrato de fornecimento, que é o dobro comparado com as termelétricas. As termelétricas UTE Escolha e UTE Viana apresentaram valores pouco maiores, de 0,22 R\$/MWh e 0,23 R\$/MWh, respectivamente.

Os resultados apresentados são condizentes com os estudos de valoração das externalidades realizados no Brasil. Conforme apresentado no Capítulo 2, [Ferreira \(2004\)](#) chegou a um valor máximo de cerca de R\$ 20,00/MWh avaliando somente as externalidades negativas do setor hidrelétrico no Estado de Minas Gerais e [Reis \(2001\)](#) chegou a valores máximos da ordem de R\$ 7,00/MWh para hidrelétrica e de R\$ 13,00/MWh para termelétrica a gás natural.

## 4 CONCLUSÃO

O presente trabalho contextualizou o Setor Elétrico Brasileiro, seu histórico, estrutura, ambientes de contratação de energia e planejamento da expansão do sistema. Em seguida foi analisada a evolução da matriz energética brasileira, onde foi mostrado que por 13 anos, de 2000 a 2012, em média 91% da geração foi de origem hidrelétrica, sendo o restante complementado pelas usinas termelétricas e outras fontes. Atualmente, a geração de origem hidrelétrica corresponde a 70% e termelétricas a 17%. As UTEs agora representam 27% da capacidade instalada nacional, duas vezes maior do que em 2000.

Além disso, desde 2000, houve uma redução significativa da capacidade de regularização do sistema, devido ao aumento da demanda de energia e a baixa contratação de energia a partir de UHEs com reservatórios de acumulação. A expansão da matriz elétrica brasileira nos últimos anos se deu principalmente por meio de usinas eólicas, termelétricas (UTEs) e timidamente por grandes usinas hidrelétricas a fio d'água, apesar de existir um grande potencial energético remanescente para UHEs com capacidade de regularização, UHERs, PCHs e CGHs. Ocorre que o aumento da geração por fontes intermitentes (hídrica a fio d'água, eólica e solar) ocasiona uma necessidade de geração de base que, caso não seja atendida por usinas de regularização, será suprida por mais usinas termelétricas. A consequência é um aumento da emissão de gases de efeito estufa e de material particulado inalável, além da elevação do custo de geração de energia. Esse maior custo, por sua vez, será inevitavelmente repassado às tarifas pagas pelo consumidor final, impactando assim a competitividade do país.

Os leilões de compra de energia pelo governo no ambiente de contratação regulada consideram apenas o preço de geração, não sendo consideradas as externalidades da geração que acabam impactando na tarifa de energia paga pelo consumidor final ou causando impactos negativos e benefícios para a sociedade e para o meio ambiente.

Com isso em mente, o objetivo principal deste trabalho foi estabelecer critérios, parâmetros, variáveis e equações para valoração das externalidades atualmente desconsideradas na composição dos índices custo benefícios (ICBs) de fontes geradoras de energia, visando analisar seus impactos nas negociações em leilões de energia elétrica.

Os dados de entrada das equações devem ser aplicáveis para o sistema atual de contratação, ou seja, devem ser dados dos empreendimentos originados dos seus respectivos cadastros nos leilões da EPE e de bancos de dados do governo. Dessa forma, é garantida a transparência e veracidade das informações.

Para tanto, o trabalho inicialmente tece uma análise crítica sobre as externalidades da geração de energia que atualmente não são consideradas nas disputas que ocorrem nos leilões de energia do ambiente de contratação regulada e desenvolve metodologias para valoração e incorporação no ICB dos mencionados certames das seguintes externalidades para que a expansão do parque gerador garanta a modicidade tarifária, confiabilidade de fornecimento e o desenvolvimento sustentável.

Nesse trabalho, foi possível estabelecer critérios, parâmetros, variáveis e equações para valoração e incorporação no ICB dos leilões da EPE para as seguintes externalidades: o benefício dos reservatórios de acumulação das UHEs para o Sistema Interligado Nacional; o benefício das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) para o sistema; o impacto à saúde

humana ocasionado pela emissão de material particulado inalável; o impacto da emissão de gases de efeito estufa; e o benefício da compensação ambiental.

O método proposto foi aplicado a um estudo de caso com quatro usinas, que venderam sua energia nos leilões do governo: uma UHE com capacidade de regularização (garantia física de 197,7 MW<sub>méd.</sub>), uma PCH a fio d'água (garantia física de 16,64 MW<sub>méd.</sub>), uma UTE a gás natural (garantia física de 194,1 MW<sub>méd.</sub>) e uma UTE a óleo diesel (garantia física de 121,5 MW<sub>méd.</sub>).

Como resultados, a UHE, a PCH, a UTE a gás natural e a UTE a óleo diesel tiveram seus ICBs reduzidos em R\$ 4,85/MWh, R\$ 0,65/MWh, R\$ 0,22/MWh e R\$ 0,23/MWh, respectivamente, sendo que o benefício dos reservatórios de regularização e o benefício das PCHs apresentaram as maiores alterações no preço final de energia de cada usina, (-) R\$ 4,69/MWh e (-) R\$ 0,45/MWh, respectivamente.

Devido à grande complexidade que é valorar as externalidades da geração de energia elétrica através de metodologias que possam ser utilizadas para incorporar os impactos negativos e benefícios das diferentes fontes de energia no índice custo-benefício dos leilões de energia do governo, nesse estudo foram valoradas apenas essas cinco externalidades.

Recomenda-se, para trabalhos futuros, o desafio de valorar outras externalidades já apontadas pela literatura. Por exemplo: questões de capacidade de armazenamento e atendimento à demandas média e de pico; aspectos relacionados à modicidade tarifária, como investimentos adicionais em redes de transmissão e complementaridade entre as fontes renováveis; e outras referentes ao desenvolvimento sustentável, como as receitas tributárias geradas através da arrecadação de impostos sobre os serviços prestados com a implantação, operação e manutenção das usinas de geração de energia elétrica, a geração de empregos diretos e indiretos, a segurança contra cheias promovida pelas hidrelétricas e seus reservatórios, a supressão e reposição florestal, dentre outros.

## REFERÊNCIAS

- ALVES, L. A. *A valoração dos impactos ambientais associados à expansão da Matriz Elétrica Brasileira: proposta de instrumentos econômicos para a promoção das fontes alternativas e limpas*. Dissertação (Mestrado) — UFMG, Belo Horizonte - MG, 2009. Citado na página 61.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *ANEEL anuncia redução das tarifas de energia elétrica*. 2013. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias-/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=6426id\\_area=90](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias-/Output_Noticias.cfm?Identidade=6426id_area=90)>. Acesso em: 2017.12.02. Citado na página 25.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Acompanhamento de Estudos e Projetos Hidroenergéticos - 01/02/2019*. 2019a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao>>. Acesso em: 07.02.2019. Citado na página 33.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA*. 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/2IGf4Q0>>. Acesso em: 10.06.2020. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 33.
- BARROSO, L.; ROSENBLATT, J.; BEZERRA, B.; FLACH, B.; PEREIRA, M.; LINO, P. Seis anos de leilões de energia nova no Brasil: Lições aprendidas e sugestões de aprimoramento. In: *XXI SNTPEE*. Florianópolis - SC: [s.n.], 2011. Citado na página 33.
- BEZERRA, B.; BARROSO, L. A.; ROSENBLATT, J.; CARVALHO, M.; CUNHA, G.; PEREIRA, M.; MEDEIROS, L. Leilões multiproduto considerando os atributos das fontes de expansão: uma proposta para o setor elétrico brasileiro. In: *XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*. Foz do Iguaçu, PR: [s.n.], 2014. Citado na página 34.
- BICKEL, P.; FRIEDRICH, R.; DROSTE-FRANKE, B.; BACHMANN, T. *Externalities of Energy – Methodology 2005 Update*. Alemanha, 2005. Citado 4 vezes nas páginas 43, 45, 56 e 58.
- CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. *Electronic Journal of Management, Education and Environmental Technology (REGET)*, v. 19, n. 2, p. 1230–1249, 2015. Disponível em: <<https://periodicos.ufsm.br/reget/article/viewFile/16002/pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- CANTÃO, M.; BESSA, M.; BETTEGA, R.; DETZEL, D.; LIMA, J. Evaluation of hydro-wind complementarity in the brazilian territory by means of correlation maps. v. 101, p. 1215–1225, 10 2017. Citado na página 18.
- CARVALHO, C. E. *Desenvolvimento Procedimento e Métodos para Mensuração e Incorporação das Externalidades em Projetos de Energia Elétrica: Uma aplicação às Linhas de Transmissão Aéreas*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2005. Citado na página 39.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *A CCEE*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://www.frontsite.com.br/clientes/ccee/relatorio2015/10-instituicao-20.html>>. Acesso em: 2017.11.21. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 14.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Deck de preços do modelo NEWAVE, março de 2020*. 2020. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/ccee-/documentos/NW202003>>. Acesso em: 2020.04.28. Citado 2 vezes nas páginas 51 e 53.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Preços médios - PLD - Preço de Liquidação das Diferenças*. 2020. Disponível em: <<https://tinyurl.com/y74j2ntc>>. Acesso em: 2020.04.10. Citado na página 55.

CORREIA, T. B.; MELO, E.; COSTA, A.; SILVA, A. Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. *Revista de Economia*, v. 7, n. 3, p. 607–627, 2006. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos/trajetoria.pdf>>. Citado na página 15.

COSTA, A. T. C.; HERZOG, A. A. S. H.; JUNIOR, A. A. O.; BUTTER, J. N.; MACHADO, L. C. B. G.; OLIVEIRA, R. R.; SILVA, T. L. V. A expansão das usinas a fio d'Água e o declínio da capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro. *Sistema FIRJAN (Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro)*, 2013. Citado na página 24.

CRISTÓBAL, J. S. Multi-criteria decision-making in the selection of a renewable energy project in Spain: The VIKOR method. *Renewable energy*, Elsevier, v. 36, n. 2, p. 498–502, 2011. Citado na página 36.

DORMAN, P. *Microeconomics: A Fresh Start*. Berlin: Springer, 2014. Citado na página 53.

ELETROBRAS. *Metodologia de valoração das externalidades ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica com vistas à sua incorporação no planejamento de longo prazo do setor elétrico*. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2000. Citado 3 vezes nas páginas 38, 56 e 57.

ELETROBRAS. *Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas*. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2007. Citado na página 19.

EPA, United States Environmental Protection Agency. *The Social Cost of Carbon*. 2016. Disponível em: <[https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange-/social-cost-carbon\\_.html](https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange-/social-cost-carbon_.html)>. Acesso em: 2020.03.10. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 65.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Estudos para Licitação da Expansão da Geração - Aproveitamento Hidrelétrico Mauá. Avaliação Técnica e Orçamentária*. Brasília, 2006. Citado na página 52.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016 - Volume 1*. Brasília, 2007. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pde/Paginas-/default.aspx>>. Citado 3 vezes nas páginas 19, 56 e 64.



EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Estudos de planejamento da expansão da geração: Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização no SIN*. n. EPE-DEE-DEA-RE-001/2015-r0, Brasília, 2015a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Citado na página 31.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Resenha mensal do mercado de energia elétrica. *Ano VIII*, n. 88, Janeiro 2015b. Citado na página 21.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. Brasília, 2017a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pde/Paginas/default.aspx>>. Citado 3 vezes nas páginas 6, 29 e 30.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional (BEN) 2017: Ano base 2016. *Rio de Janeiro: EPE*, 2017b. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2017.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 20.

FAIAS, S.; SOUSA, J.; CASTRO, R.; HAMMONS, T. Embedded energy storage systems in the power grid for renewable energy sources integration. *Renewable Energy, BoD—Books on Demand*, p. 63–88, 2009. Citado na página 31.

FERREIRA, V.; BRANCO, O.; FLEMING, P. Avaliação de externalidades agropecuárias na Usina Hidrelétrica de Aimorés. In: *XXIX Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental*. [S.l.: s.n.], 2007. Citado na página 39.

FERREIRA, V. V. M. *Avaliação de externalidades do setor hidrelétrico no Estado de Minas Gerais*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2004. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 67.

FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. *A Expansão das Usinas a Fio d'Água e o Declínio da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico Brasileiro*. [S.l.], 2013. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/a-expansao-das-usinas-a-fio-d-agua-e-o-declinio-da-capacidade-de-regularizacao-do-sistema-eletrico-brasileiro.htm>>. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 24.

FIRJAN, FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. *Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?* [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/quanto-custa-a-energia-eletrica.htm>>. Citado 5 vezes nas páginas 6, 25, 26, 27 e 28.

FRIEDRICH, R.; KREWITT, W.; MAYERHOFER, P. *ExternE: Externalities of energy Vol. 4. Oil and gas*. Alemanha, 1995. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 58.

GALHARDO, C. R. Os desafios para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil. *PCH Notícias & SHP News*, v. 55, p. 32–33, 2012. Disponível em: <<https://cerpch.unifei.edu.br/wp-content/uploads/revistas/revista-55.pdf>>. Citado na página 32.

GALVAO, J.; BERMANN, C. Crise hídrica e energia: conflitos no uso múltiplo das águas. *Estudos Avançados*, São Paulo, v. 29, p. 43 – 68, Agosto 2015. ISSN 0103-4014.

Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttextpid=S0103-40142015000200043nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttextpid=S0103-40142015000200043nrm=iso)>. Citado na página 22.

GINAID, A. *Incorporação de critérios socioambientais na formulação do problema de planejamento de longo prazo da expansão da geração de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — UFRJ, BlumenalRio de Janeiro - RJ, 2017. Citado na página 19.

GLOBO, P. G. *Bandeira tarifária fica vermelha em mais da metade do tempo desde a entrada em vigor*. 2017. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia-/bandeira-tarifaria-fica-vermelha-em-mais-da-metade-do-tempo-desde-a-entrada-em-vigor.ghtml>>. Acesso em: 2017.12.02. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 26.

GOMES, A. C. S.; ABARCA, C.; FARIA, E.; FERNANDES, H. d. O. Bndes 50 anos—histórias setoriais: O setor elétrico. *BNDES, Rio de Janeiro*, 2002. Disponível em: <[https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias-/Arquivos/conhecimento/livro\\_setorial/setorial14.pdf](https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias-/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf)>. Citado na página 15.

GUERRA, J. B. S. O. D. A.; DUTRA, L.; SCHWINDEN, N. B. C.; ANDRADE, S. F. de. Future scenarios and trends in energy generation in Brazil: supply and demand and mitigation forecasts. *Journal of Cleaner Production*, v. 103, n. Supplement C, p. 197 – 210, 2015. ISSN 0959-6526. Carbon Emissions Reduction: Policies, Technologies, Monitoring, Assessment and Modeling. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965261401021X>>. Citado 5 vezes nas páginas 6, 15, 16, 28 e 29.

HOCHSTETLER, R. L. Aprimoramento nos leilões de energia para fomentar a configuração ótima do parque gerador. In: *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Brasília - DF: [s.n.], 2013. Disponível em: <[http://www.acendebrasil.com.br/media/academicas-/\[GCR\\_19\]\\_Hochstetler\\_Aprimoramentos\\_nos\\_Leiloes\\_de\\_Energia.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/academicas-/[GCR_19]_Hochstetler_Aprimoramentos_nos_Leiloes_de_Energia.pdf)>. Citado na página 34.

IBGE. *Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua - PNAD Contínua*. 2020. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/habitacao-/17270-pnad-continua.html?t=o-que-e>>. Acesso em: 06.03.2020. Citado na página 61.

IER - Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy. *ExternE - External Costs of Energy*. 2020. Disponível em: <[http://www.externe.info/externe\\_d7/](http://www.externe.info/externe_d7/)>. Acesso em: 2020.02.13. Citado na página 43.

IPCC. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 4 – Agriculture, Forestry and Other Land use*. [S.l.], 2006. Disponível em: <<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.html>>. Citado 2 vezes nas páginas 63 e 64.

LORA, E. S. Prevenção e controle da poluição nos setores energético, industrial e de transporte. *Editado pela ANEEL*, v. 503, 2002. Citado na página 45.

MACHADO Jr., Z. S. *Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento*. Dissertação (Mestrado) — COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 36.

- MATTOS, K.; MATTOS, A. Valoração econômica do meio ambiente. *São Carlos: Rima Fapesp*, 2004. Citado na página 62.
- MEDEIROS, L.; DETZEL, D.; COELHO, M.; BEZERRA, B.; CARVALHO, M.; ROSENBLATT, J.; PEREIRA, M. Simulação de leilões multiprodutos considerando os atributos das fontes de expansão. In: *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Foz do Iguaçu-PR: [s.n.], 2015. Citado na página 12.
- MELLO, C. A. B. de. *Curso de direito administrativo*. 25ª ed. rev. e atual. ed. São Paulo: Malheiros, 2008. Citado na página 41.
- MELO, E. Fonte eólica de energia: Aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. *Estudos Avançados*, v. 27, p. 125–142, 12 2012. Citado na página 18.
- MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. A.; POZZO, L. de Y. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. *Revista USP*, n. 104, p. 13–36, 2015. Citado na página 15.
- MINISTÉRIO DA SAÚDE DO BRASIL. *DataSUS - Departamento de Informática do SUS*. 2020. Disponível em: <<http://datasus.saude.gov.br/informacoes-de-saude-tabnet/>>. Acesso em: 06.03.2020. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 61.
- MIRANDA, M. M. d. *Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2012. Citado na página 63.
- MME, Ministério de Minas e Energia. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*. 2003. Citado na página 17.
- MOTTA, R. S.; ORTIZ, R. A.; FERREIRA, S. F. *Avaliação econômica dos impactos causados pela poluição atmosférica na saúde humana: um estudo de caso para São Paulo*. 1998. Citado na página 62.
- MYHRE, G. et al. *Anthropogenic and Natural Radiative Forcing, Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 659–740*. [S.l.]: Cambridge: Cambridge University Press, 2013. Citado na página 64.
- NARAIN, U.; SALL, C. *Methodology for Valuing the Health Impacts of Air Pollution: Discussion of Challenges and Proposed Solutions*. World Bank: Washington - DC, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 60.
- OCDE. *Mortality risk valuation in environment, health and transport policies*. [S.l.], 2019. Citado na página 59.
- OCDE. *Data*. 2020. Disponível em: <<https://data.oecd.org/>>. Acesso em: 2020.03.06. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 61.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Plano Anual da Operação Energética – PEN 2011: relatório executivo*. 2012. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN2011\\_SumarioExecutivo.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN2011_SumarioExecutivo.pdf)>. Citado na página 16.

- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Histórico da Operação - Demanda Máxima*. 2017a. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda\\_maxima.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda_maxima.aspx)>. Acesso em: 2017.11.21. Citado na página 21.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Capacidade instalada de geração*. [S.l.], 2018b. Disponível em: <[http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade\\_instalada.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx)>. Acesso em: 06.02.2019. Citado na página 29.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Procedimentos de Rede, submódulo 7.7: Metodologia de cálculo da energia e da potência asseguradas de usinas despachadas centralizadamente. Revisão 0.3*. [S.l.], 2018c. Citado na página 51.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Sobre o SIN - Sistema Isolados*. 2019b. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 06.02.2019. Citado na página 13.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Boletim Mensal de Carga - Janeiro/2020*. [S.l.], 2020. Disponível em: <<http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/BoletimMensalCarga-ago-2018-Preliminar.pdf>>. Citado na página 14.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Sobre o SIN - Mapas*. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 06.07.2020. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 13.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Histórico da Operação - Geração de Energia*. 2020a. Disponível em: <[http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>. Acesso em: 06.02.2020. Citado na página 13.
- PEREIRA, C. A. A. *ENERGIA COMO SERVIÇO: proposta de reestruturação do atendimento da demanda incluindo externalidades*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014. Citado na página 39.
- PEREIRA, M. V.; BARROSO, L. A.; ROSENBLATT, J. Supply adequacy in the brazilian power market. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*. [S.l.], 2004. p. 1016–1021. Citado na página 16.
- PIRES, J. C. L.; GOLDSTEIN, A. Agências reguladoras brasileiras: avaliação e desafios. *Revista do BNDES*, v. 8, n. 16, p. 3–42, 2001. Disponível em: <[https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev1601.pdf](https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev1601.pdf)>. Citado na página 15.
- REIS, L. B. d. *Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. [S.l.]: Manole, 2003. Citado na página 43.
- REIS, M. de M. *Custos Ambientais Associados à Geração Elétrica: Hidrelétricas X Termelétricas a Gás Natural*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2001. Citado 6 vezes nas páginas 39, 46, 60, 61, 62 e 67.

- RIBEIRO, A. *Simulação de Leilões de Energia Multiprodutos Considerando Atributos das Fontes de Expansão no Brasil*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 23.
- Roland Berger, S. C. *Estudo da competitividade das PCHs no Brasil*. São Paulo, 2012. Citado na página 67.
- ROSA, L. P. Geração hidrelétrica, termelétrica e nuclear. *Estudos Avançados*, v. 21, p. 39 – 58, 2007. ISSN 0103-4014. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttextpid=S0103-40142007000100005nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttextpid=S0103-40142007000100005nrm=iso)>. Citado na página 48.
- ROY, R.; BRAATHEN, N. A. The rising cost of ambient air pollution thus far in the 21st century. n. 124, 2017. Disponível em: <<https://www.oecd-ilibrary.org/content/paper/d1b2b844-en>>. Citado 3 vezes nas páginas 59, 60 e 61.
- SANTOS, H. L. *Metodologia para Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro considerando critérios ambientais e a interação oferta-demanda*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/henrique luz.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 36.
- SILVA, R. C. da; NETO, I. de M.; SEIFERT, S. S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, n. Supplement C, p. 328 – 341, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116000290>>. Citado 3 vezes nas páginas 21, 22 e 25.
- STOCKER, T. F. et al. Climate change 2013: The physical science basis. *Contribution of working group I to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change*, Cambridge university press CambridgeNew York, v. 1535, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.
- STREET, A. Estratégia de oferta de geradoras em leilões de contratação de energia. *Rio de Janeiro, Brasil, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio*, 2004. Disponível em: <[https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/6447/6447\\_1.PDF](https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/6447/6447_1.PDF)>. Citado na página 17.
- STREET, A.; FANZERES, B.; LIMA, D.; GARCIA, J.; FREIRE, L.; RAJAGOPAL, R. Mecanismo de realocação de energia renovável: Uma nova proposta para fontes alternativas. *XXII SNPTEE*, 2013. Disponível em: <<https://tinyurl.com/y7r9p5h6>>. Citado na página 17.
- STREET, A.; MOREIRA, A.; VEIGA, A.; FANZERES, B.; LIMA, D.; FREIRE, L. Simulação da geração de usinas renováveis coerentes com os cenários de operação do sistema elétrico brasileiro. resumo aceito em: *Xxii snptee 2013. Brasília, Brasil*, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.
- TAJZIEHCHI, S.; MONAVARI, S.; KARBASSI, A.; SHARIAT, S.; KHORASANI, N. Quantification of social impacts of large hydropower dams - a case study of Alborz dam in Mazandaran Province, Northern Iran. *International Journal of Environmental Research*, University of Tehran, v. 7, n. 2, p. 377–382, 2013. Citado na página 39.

TOLMASQUIM, M. T.; MOTTA, R. S. da; ROVERE, E. L. L.; BARATA, M. M. de L.; MONTEIRO, A. G. *Metodologias de Valoração do Meio Ambiente para o Setor Elétrico*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 56 e 59.

TOLMASQUIM, M. T.; MOTTA, R. S. da; ROVERE, E. L. L.; BARATA, M. M. de L.; MONTEIRO, A. G. Environmental valuation for long-term strategic planning — the case of the brazilian power sector. *Ecological Economics*, v. 37, n. 1, p. 39 – 51, 2001. ISSN 0921-8009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921800900002627>>. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 57.

VLB Engenharia. *Projeto Básico Consolidado PCH Bela Vista - Relatório Técnico*. [S.l.], 2019. Citado na página 54.

WANG, G.; FANG, Q.; ZHANG, L.; CHEN, W.; CHEN, Z.; HONG, H. Valuing the effects of hydropower development on watershed ecosystem services: Case studies in the Jiulong river watershed, Fujian Province, China. *Estuarine, Coastal and Shelf Science*, Elsevier, v. 86, n. 3, p. 363–368, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

WORLD BANK. *Data*. 2020. Disponível em: <<https://data.worldbank.org/>>. Acesso em: 2020.03.06. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 61.

ZAMBON, R. C. A operação dos reservatórios e o planejamento da operação hidrotérmica do sistema interligado nacional. *Revista USP*, n. 104, p. 133–144, 2015. Disponível em: <<http://www.revistas.usp.br/revusp/article/download/106762/105400>>. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 21.

## ATA DE SESSÃO PÚBLICA DE DEFESA DE MESTRADO PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL

No dia vinte e cinco de junho de dois mil e vinte às 14:00 horas, na sala Plataforma Google Meet - <https://meet.google.com/drt-mofu-tqc>, Remota, foram instaladas as atividades pertinentes ao rito de defesa de dissertação do mestrando **VICTOR KYOCHI BERNARDES**, intitulada: **Metodologia para Valoração das Externalidades da Geração de Energia e sua Incorporação no Índice Custo Benefício dos Leilões de Energia**, sob orientação do Prof. Dr. DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL. A Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná, foi constituída pelos seguintes Membros: DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ), MARCELO RODRIGUES BESSA (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ), MAURICIO PEREIRA CANTÃO (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ), LUCIO DE MEDEIROS (INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO). A presidência iniciou os ritos definidos pelo Colegiado do Programa e, após exarados os pareceres dos membros do comitê examinador e da respectiva contra argumentação, ocorreu a leitura do parecer final da banca examinadora, que decidiu pela APROVAÇÃO. Este resultado deverá ser homologado pelo Colegiado do programa, mediante o atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca dentro dos prazos regimentais definidos pelo programa. A outorga de título de mestre está condicionada ao atendimento de todos os requisitos e prazos determinados no regimento do Programa de Pós-Graduação. Nada mais havendo a tratar a presidência deu por encerrada a sessão, da qual eu, DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL, lavrei a presente ata, que vai assinada por mim e pelos demais membros da Comissão Examinadora.

CURITIBA, 25 de Junho de 2020.

Assinatura Eletrônica

26/06/2020 11:12:07.0

DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

26/06/2020 13:11:52.0

MARCELO RODRIGUES BESSA

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

26/06/2020 15:38:17.0

MAURICIO PEREIRA CANTÃO

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

29/06/2020 17:09:01.0

LUCIO DE MEDEIROS

Avaliador Externo (INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO)