



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

Consideração de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Modelo Computacional de Decisão de Investimento para a Expansão da Geração do Setor Elétrico Brasileiro

Carlos Eduardo Paes dos Santos Gomes

Projeto de Graduação apresentado ao
Curso de Engenharia Ambiental da
Escola Politécnica, Universidade
Federal do Rio de Janeiro, como parte
dos requisitos necessários à obtenção
do título de Engenheiro.

Orientadora: Profa. Heloisa Teixeira Firmo

Coorientador: Dan Abensur Gandelman

RIO DE JANEIRO
Setembro de 2018

CONSIDERAÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM MODELO
COMPUTACIONAL DE DECISÃO DE INVESTIMENTO PARA A EXPANSÃO DA
GERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Carlos Eduardo Paes dos Santos Gomes

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA AMBIENTAL DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Examinada por:

Prof.^aHeloisa Teixeira Firmo, D.Sc.

Prof. Dan Abensur Gandelman, D.Sc.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

RIO DE JANEIRO
Setembro de 2018

Gomes, Carlos Eduardo Paes dos Santos

Consideração de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Modelo Computacional de Decisão de Investimento para a Expansão da Geração do Setor Elétrico Brasileiro/ Carlos Eduardo Paes dos Santos Gomes – Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2018.

XIII, 60 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Heloisa Teixeira Firmo. Dan Abensur Gandelman

Projeto de graduação – UFRJ/ Escola Politécnica / Curso de Engenharia Ambiental, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 50-51

1. Planejamento da Expansão do Setor Elétrico 2. Modelos de Otimização 3. Emissão de Gases de Efeito Estufa na Geração Elétrica

I. Firmo, Heloisa T. et al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Ambiental. III. Consideração de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Modelo Computacional de Decisão de Investimento para a Expansão da Geração do Setor Elétrico Brasileiro

“Se você quiser descobrir os segredos do Universo, pense em termos de energia, frequência e vibração.” (Nikola Tesla)

Agradecimentos

Uma pequena seção de agradecimento é muito pouco para conseguir abarcar tudo e todos aqueles a quem designo esse sentimento tão nobre e puro de gratidão. Se faz necessário, então, dizer obrigado a todos os que passaram por mim em algum momento dessa minha existência. Gratidão aos simples transeuntes, gratidão aos que vieram e se foram, gratidão aos que tentaram vir, mas, principalmente, gratidão àqueles que vieram e ficaram, pois Sou graças às marcas que deixaram.

Agradeço ao Todo: aquele que é a Verdade Fundamental, a Realidade Substancial, Causa Primária e energia que flui em tudo o que existe, tudo o que é. Tudo é graças ao Todo porque nada pode existir fora dele. Afinal, do contrário, não seria o Todo.

Agradeço a minha família e, principalmente, a minha mãe Ana Maria. Pessoa a qual dedico não somente este trabalho, mas tudo o que por ventura fizer em minha vida. Obrigado por me ensinar todo dia o que significa a palavra virtude.

Agradeço aos meus amigos, pois sem eles não teria chegado até aqui. Obrigado aos meus amigos de infância, irmãos que escolhi chamar de família por serem o maior tesouro que a vida poderia ter me dado. Amigos que comigo sempre estiveram e que, sem dúvida alguma, sei que sempre estarão. Obrigado aos meus amigos do CEFET-RJ que mudaram o meu mundo drasticamente e que me sustentaram durante as maiores quedas. Não mudaria absolutamente nenhuma decisão minha porque elas me levaram até vocês e sei que tenho muita sorte por tê-los conhecido. Obrigado aos meus amigos do curso de graduação que me deram força e foram motivo de alegria no meio do caos de acontecimentos que é um curso de Engenharia. Se o mundo tiver mais pessoas como vocês, tenho certeza que ele se tornará um lugar bem melhor. Agradeço aos meus amigos do intercâmbio, pois se tornaram lar em território tão distante. Vocês fizeram o meu ano. E, por último, mas não menos importante, obrigado aos meus amigos da Juventude Ramatís que me reconectaram comigo mesmo e com o Todo, que me ensinam todo dia o que é ser humano e por serem as minhas maiores inspirações para me tornar uma pessoa melhor a cada dia.

Agradeço aos meus mestres de todos os ciclos acadêmicos, mais do que professores, pois ensinaram muito mais do que conteúdo didático. Escolher ser professor é escolher ser condutor, formador, transformador de vidas individuais e de toda a sociedade e, por isso, é uma profissão muito honrosa. Agradeço especialmente aos professores Renato Mauro e Laercio Brito por me fazerem amar e temer, ao

mesmo tempo, o maravilhoso mundo da programação e da computação. Se eu pudesse escolher uma só coisa que causou uma grande mudança em minha vida, com certeza seria ter escolhido cursar o técnico de informática. Agradeço especialmente também a minha professora e orientadora de graduação Heloisa Firmo, que me mentoreou e me incentivou ao longo de todos os anos de graduação. Não teria chegado até aqui sem o seu apoio e consultoria nos momentos necessários.

Agradeço aos meus companheiros de trabalho na EPE (Empresa de Pesquisa Energética), onde tive a oportunidade de estagiar e confirmar meu interesse e paixão pelo setor energético. Vocês me ensinaram muito em pouco tempo. Agradeço especialmente ao meu cosupervisor e coorientador Dan Gandelman por ter sido veículo dessa oportunidade e por ter me oferecido tantas outras ao longo desse período, sendo sempre uma inspiração no meu crescimento profissional, e também ao meu supervisor Thiago Correa Cesar por toda a paciência, ajuda, estímulo e aprendizado ao longo desse tempo. Agradeço a vocês por terem acreditado em mim e os carregarei como exemplos para a minha vida profissional.

Por fim, agradeço à UFRJ, especialmente à Escola Politécnica e ao DRHIMA (Departamento de Recursos Hídricos e Meio Ambiente), minha casa, em que tive meus melhores e piores momentos ao longo desses anos de graduação. Dentro desse espaço pude passar por diversas experiências importantes, não só no âmbito acadêmico, que sei que levarei por toda a minha vida. Não existe orgulho maior do que possuir o título de engenheiro formado por instituição tão grandiosa e renomada.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental

CONSIDERAÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM MODELO COMPUTACIONAL DE DECISÃO DE INVESTIMENTO PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Carlos Eduardo Paes dos Santos Gomes

Setembro/2018

Orientador: Profa. Heloisa Teixeira Firmo

Coorientador: Dan Abensur Gandelman

Curso: Engenharia Ambiental

O planejamento da expansão e operação de energia elétrica no país envolve modelos computacionais com uma gama de variáveis e restrições inerentes a um sistema majoritariamente hidrotérmico-eólico. Tais modelos geralmente se utilizam de parâmetros técnicos e econômicos para representar o sistema, porém, com a crescente preocupação com a questão ambiental e climática, surge a necessidade de análises por meio de parâmetros ambientais para uma representação mais próxima de um ótimo mais abrangente. Tendo em vista o recente Acordo de Paris, em que o governo brasileiro se comprometeu a reduzir significativamente as suas emissões de gases de efeito estufa até 2025, é interessante que o planejamento da expansão da geração de energia elétrica leve em consideração a emissão desses gases. Neste trabalho, por meio do Modelo de Decisão de Investimento utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética no planejamento da expansão do setor elétrico, são concebidos e comparados cenários que penalizam ou limitam a emissão de gases de efeito estufa com o objetivo de verificar como a intenção de redução nas emissões seria capaz de alterar a expansão ótima fornecida pelo modelo. Os resultados mostram que, para atingir uma redução nas emissões, o melhor seria uma maior expansão das fontes eólica e biomassa. Eles também mostram que, dentro dos cenários criados, a maior redução é alcançada com a inclusão de uma penalidade monetária a partir de US\$25,00/tCO_{2eq} na queima de combustíveis fósseis para a geração.

Palavras-chave: Expansão da Geração do Setor Elétrico, Modelos de Otimização, Emissões de Gases de Efeito Estufa.

Abstract of Undergraduate Project presented POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Environmental Engineer

CONSIDERATION OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS IN AN INVESTMENT
DECISION COMPUTATIONAL MODEL FOR THE GENERATION EXPANSION OF
THE BRAZILIAN POWER SECTOR

Carlos Eduardo Paes dos Santos Gomes

September/2018

Advisors: Heloisa Teixeira Firmo

Dan Abensur Gandelman

Course: Environmental Engineering

The planning process of power generation in the country involves computational models with a range of variables and constraints inherent in a mostly hydrothermal system. Such models generally use technical and economic parameters to represent the system, but with the growing concern about environmental and climatic issues, the need for environmental parameter analysis appears in order to promote a better representation of a more comprehensive optimum. In view of the recent Paris Agreement, through which the Brazilian government committed itself to significantly reduce its greenhouse gas emissions until 2030, it is interesting that the power generation expansion planning take into account the emission of gases. In this work, through the Investment Decision Model (MDI) used by the Energy Research Company (EPE) for the planning of the electric sector expansion, scenarios that penalize or limit the emission of greenhouse gases are created and compared with the objective of verifying how the intention of emissions reduction would be able to change the optimum expansion provided by the model. The results show that, in order to achieve a reduction in emissions, the best solution would be a larger expansion of wind and biomass sources. In addition, the results also show that, within the scenarios created, the largest reduction is achieved by including a monetary penalty of US\$25.00/tCO_{2eq} in the burning of fossil fuels for power generation.

Keywords: Power Sector Generation Expansion, Optimization Models, Greenhouse Gases Emission

SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
1.1 Energia Elétrica no Brasil	1
1.2 O Acordo de Paris e a Diminuição nas Emissões de GEE	3
1.3 Objetivo Geral.....	4
1.3.1 Objetivos Específicos	4
1.4 Metodologia	5
1.5 Estruturação do Trabalho	5
2. Referencial Teórico.....	7
2.1 O Sistema Elétrico Brasileiro e Sua Operação.....	7
2.2 O Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro.....	11
2.3 As Fontes de Energia Renováveis	13
2.3.1 Energia Hidrelétrica	14
2.3.2 Energia Eólica	15
2.3.3 Energia Solar	18
2.3.4 Energia de Biomassa.....	20
2.4 Externalidades Ambientais e sua Internalização	20
2.4.1 Projeto ExternE	22
2.5 Modelagem e Otimização Matemática	24
3. Metodologia	27
3.1 O Modelo Decisão de Investimento – MDI.....	27
3.1.1 Custo de Investimento	30

3.1.2	Custo de Operação.....	31
3.1.3	Representação da Expansão.....	32
3.2	A Aquisição de Dados para o Modelo	32
3.3	Composição de Cenários.....	33
3.3.1	Cenário A: Sem a Inclusão das Emissões	33
3.3.2	Cenário B: Com a Inclusão de Penalidade Monetária	34
3.3.3	Cenário C: Com a Inclusão de Limite de Emissões	37
4.	Resultados e Discussões.....	41
4.1	Cenário B: Com a Inclusão de Penalidade Monetária.....	42
4.2	Cenário C: Com a Inclusão de Limite de Emissões	46
5.	Conclusões e Recomendações	52
	Referências Bibliográficas	54
	Anexo I.....	58

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Integração Eletroenergética do Sistema Elétrico Brasileiro.....	8
Figura 2: Dilema do Operador – Acoplamento temporal das decisões	10
Figura 3: Esquema de funcionamento de uma usina hidrelétrica.....	15
Figura 4: Potencial eólico e distribuição dos parques eólicos em operação no Brasil..	17
Figura 5: Mapa da média anual do total diário de irradiação solar no plano inclinado..	19
Figura 6: Esquema do Problema de Otimização do MDI.....	27

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Emissões de CO2 por fonte e por setor (%).....	3
Gráfico 2: Expansão Indicativa de Referência no Horizonte Decenal.....	12
Gráfico 3: Evolução da Potência Eólica Instalada no Mundo.....	16
Gráfico 4: Restrição de Emissões Adotada para a Expansão do Setor Elétrico.....	39
Gráfico 5: Montante de expansão das fontes nos cenários A e B em 2026.....	44
Gráfico 6: Montante de emissões de GEE nos cenários A e B.....	45
Gráfico 7: Montante de expansão das fontes nos cenários A, B e C em 2026.....	48
Gráfico 8: Montante de emissões de GEE nos cenários A, B e C.....	50

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1: Pedido à EPE com Base na Lei de Acesso à Informação.....	58
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Oferta Interna de Energia Elétrica – OIEE.....	2
Tabela 2: Indicadores: Consumo Final de Energia.....	2
Tabela 3: Comparação dos Custos Específicos de Diferentes Fontes.....	14
Tabela 4: Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência.....	33
Tabela 5: Fatores de Emissão de Combustíveis.....	35
Tabela 6: Fatores de Conversão GWP-100.....	35
Tabela 7: Emissão de combustíveis por MWh.....	36
Tabela 8: Penalidade Monetária por MWh.....	37
Tabela 9: Limites Anuais de Emissão de CO ₂ para o Cenário 3.....	40
Tabela 10: Montante em MW da Expansão por Fonte pelo PDE.....	41
Tabela 11: Expansão das UHE's pelo Cenário de Referência do PDE2026.....	42
Tabela 12: Expansão das PCH's pelo Cenário de Referência do PDE2026.....	42
Tabela 13: Montante em MW da Expansão com Penalidade de US\$20.....	42
Tabela 14: Montante em MW da Expansão com Penalidade de US\$25.....	43
Tabela 15: Emissões de GEE anuais para os Cenários A e B.....	45
Tabela 16: Expansão das UHE's para o Cenário B.....	46
Tabela 17: Expansão das PCH's para o Cenário B.....	46
Tabela 18: Montante em MW da Expansão com Limite de Emissões.....	47
Tabela 19: Emissões de GEE anuais para os Cenários A, B e C.....	49
Tabela 20: Expansão das UHE's para o Cenário C.....	50
Tabela 21: Expansão das PCH's para o Cenário C.....	50
Tabela 22: Comparação de Custos das Expansões.....	51

GLOSSÁRIO

AIE - Agência Internacional de Energia

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobras

COP21 - 21.ª Conferência das Partes

CVU - Custo de Valor Unitário

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GEE - Gases de Efeito Estufa

IPCC - Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas

MDI - Modelo de Decisão de Investimento

MME - Ministério de Minas e Energia

O&M – Operação e Manutenção

ONS - Operador Nacional do Sistema

PC - Computadores Pessoais

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

PIB - Produto Interno Bruto

SIN - Sistema Interligado Nacional

UHE - Usina Hidrelétrica

UNFCCC - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

UTE - Usina Termelétrica

1. Introdução

1.1 Energia Elétrica no Brasil

Uma das maiores revoluções na história da humanidade foi a descoberta da eletricidade. Pouco a pouco, as máquinas deixaram de utilizar mecanismos hidráulicos e de vapor e migraram para a nova era da energia elétrica que permitia uma gama de processos muito maior, executados de forma mais eficaz e eficiente. Em um curto intervalo de tempo, o ser humano passou a depender de tal insumo para a maioria de suas atividades e, hoje, já não consegue se desconectar de seus aparelhos eletroeletrônicos. Sendo assim, a garantia de fornecimento de energia elétrica se torna crucial para a manutenção do bem-estar de uma população, assim como da economia de um país. Interrupções no fornecimento de energia elétrica podem levar a desastres físicos, econômicos e sociais dentro de alguns minutos. Para que isso não aconteça, se faz necessário um conjunto de medidas em diversos setores de uma sociedade para que a apropriada geração, transmissão, distribuição e comercialização de tal insumo sejam asseguradas.

No Brasil, em 2016, a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) ficou em 619,7 TWh (MME, 2017a) distribuída em diversas fontes como mostra a Tabela 1. Embora a população brasileira ainda não esteja completamente abastecida de energia elétrica, estima-se que 99,5% dos domicílios particulares permanentes tinham acesso à eletricidade ao final de 2016, com um número próximo de 350 mil ainda sem energia elétrica na época (MME, 2017a). O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), produzido pela EPE junto ao MME, apresenta a estimativa de que o país passará a ter 220 milhões de habitantes no final do horizonte de planejamento (2016 – 2026), com um crescimento no consumo de energia per capita em torno de 13% no decorrer do período em estudo (EPE, 2017). Isso significa dizer que deverá haver também um crescimento na oferta de energia ao longo desse período, como mostra a Tabela 2.

No entanto, ao mesmo tempo em que o governo do Brasil deve se preocupar com o aumento da oferta de energia elétrica, o país também tem que atentar para como alcançar esse aumento na oferta. Sendo a energia elétrica um insumo advindo da transformação de outras formas de energia presentes em recursos naturais, a geração de eletricidade se configura como uma das atividades mais impactantes em termos ambientais e socioeconômicos. Quanto à emissão de gases de efeito estufa (GEE), embora o Brasil apresente uma das matrizes energéticas menos carbono intensivas do mundo por causa da elevada presença de hidrelétricas, as fontes térmicas que

queimam combustíveis fósseis para gerar eletricidade ainda exercem papel fundamental na garantia de potência para os horários de pico de consumo e para os períodos de estiagem com baixa nos reservatórios.

ESPECIFICAÇÃO	GWh		16/15 %	Estrutura (%)	
	2015	2016		2015	2016
HIDRÁULICA	359.743	380.911	5,9	58,4	61,5
BAGAÇO DE CANA	34.163	35.236	3,1	5,5	5,7
EÓLICA	21.626	33.489	54,9	3,5	5,4
SOLAR	59	85	44,7	0,010	0,014
OUTRAS RENOVÁVEIS	15.074	15.805	4,8	2,4	2,6
ÓLEO	25.657	12.103	-52,8	4,2	2,0
GÁS NATURAL	79.490	56.485	-28,9	12,9	9,1
CARVÃO	18.856	17.001	-9,8	3,1	2,7
NUCLEAR	14.734	15.864	7,7	2,4	2,6
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	11.826	11.920	0,8	1,9	1,9
IMPORTAÇÃO	34.422	40.795	18,5	5,6	6,6
TOTAL	615.650	619.693	0,7	100,0	100,0
<i>Dos quais renováveis</i>	<i>465.087</i>	<i>506.320</i>	<i>8,9</i>	<i>75,5</i>	<i>81,7</i>

Tabela 1: Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE (MMEa, 2017)

Indicador	2016	2021	2026
Consumo Final de Energia (10 ⁶ tep)	256,9	275,4	309,1
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,24	1,29	1,41
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ³ R\$ [2010])	0,065	0,063	0,062
Elasticidade-renda do consumo de energia (período)	0,71 (2016-2021)	0,80 (2021-2026)	0,76 (2016-2026)

Nota: Dados preliminares para 2016.

Tabela 2: Indicadores: Consumo Final de Energia (EPE, 2017)

Em 2015, as emissões no SIN (Sistema Interligado Nacional) atingiram quase 65 MtCO_{2eq} (EPE, 2017). No entanto, em 2016 ocorreu uma diminuição de 7,7% na contribuição da geração de energia para as emissões totais do setor energético ao se comparar com 2015, como mostra o gráfico abaixo (MME, 2017a). Tal queda pode ser explicada pela redução da geração de energia elétrica pela queima de derivados de

petróleo e gás natural. Ao longo dos próximos anos, o país deve seguir esse ritmo de redução nas emissões totais devido ao Acordo de Paris, lavrado em 2015, na COP21.

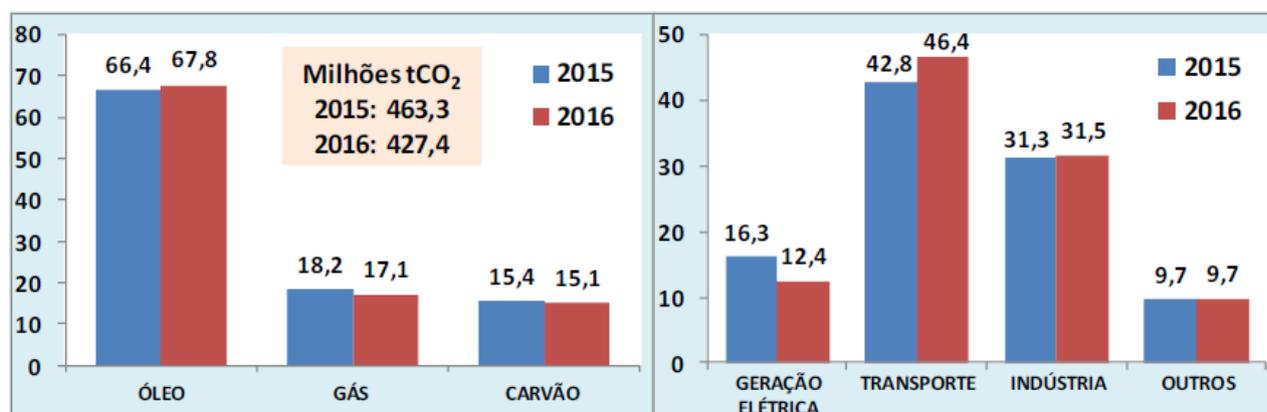


Gráfico 1 – Emissões de CO₂ por fonte e por setor (%) (MMEa, 2017)

1.2 O Acordo de Paris e a Diminuição nas Emissões de GEE

Todos os anos a Conferência das Partes (COP), órgão supremo da UNFCCC, realiza a Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas em que os Estados-membro se reúnem para discutir as metas de combate às mudanças climáticas. Em sua 21ª edição, realizada na cidade de Paris em 2015, foi aprovado pelos 195 países-membro um acordo (Acordo de Paris) que estabelece um compromisso das nações participantes em promover ações de redução nas emissões de GEE com o objetivo de manter o aumento da temperatura média global menor que 2°C acima dos níveis pré-industriais e prosseguir os esforços para limitar o aumento da temperatura a até 1,5°C acima dos níveis pré-industriais. Para que o acordo entrasse em vigor, era necessária a ratificação de pelo menos 55 países, responsáveis por 55% das emissões de GEE. No final de 2016 este número foi atingido e o acordo passou a vigorar (SOUZA&CORAZZA, 2017).

O Brasil se comprometeu a diminuir 37% de suas emissões de GEE até 2025 (para todo o conjunto da economia) e, como contribuição indicativa subsequente, reduzir em 43% suas emissões até 2030, ambas tendo como base as emissões de 2005 (EPE, 2017). Apesar da participação do setor elétrico nas emissões de GEE não ser a mais significativa, como mostra o Gráfico 1 acima, esta ainda é relevante e o setor deverá receber medidas próprias que atuem no sentido de alcançar as metas estabelecidas no acordo. Entre essas medidas se destaca o aumento da participação das fontes renováveis na matriz elétrica e ganhos de eficiência. Contudo, sabe-se que cada fonte

renovável possui características próprias no que concerne à construção das usinas, à geração propriamente dita, à transmissão e à integração com outras fontes. Para que o planejamento do aumento da participação das fontes renováveis na matriz elétrica funcione, se faz necessária a utilização de um modelo matemático de decisão que indique uma expansão ótima para os próximos anos no horizonte de planejamento considerando as emissões de GEE como um dos fatores que interferem na decisão.

Existem algumas formas para se incluir as emissões de GEE em modelos de otimização. Entre elas pode-se citar a internalização dos custos da poluição através da aplicação de uma penalidade monetária, sendo a emissão de GEE uma externalidade ambiental. Além dessa, uma outra possibilidade é estabelecer um limite máximo (que não pode ser ultrapassado) de emissões como uma restrição no modelo. Nesse contexto, é importante avaliar como satisfazer de maneira mais eficiente e econômica a redução acordada pelo país e como os cenários de expansão da geração de energia elétrica variam ao longo do horizonte de planejamento.

1.3 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo geral avaliar o efeito da incorporação da emissão de gases de efeito estufa no modelo computacional de decisão da expansão da geração de energia elétrica usado no planejamento do setor elétrico brasileiro, compreendendo como essa inclusão afeta a decisão do modelo ao longo do horizonte de planejamento estabelecido.

1.3.1 Objetivos Específicos

- Analisar e comparar cenários de decisão do modelo. Cenário A: sem a inclusão das emissões, Cenário B: com a aplicação de uma penalidade monetária e Cenário C: com a definição de um limite máximo de emissão como restrição;
- Avaliar o efeito da emissão de gases de efeito estufa no modelo de decisão da expansão da geração de energia elétrica a partir de uma penalidade monetária;
- Indicar cenários de expansão do setor elétrico que atuem em concordância com o compromisso brasileiro de diminuir as emissões;
- Incorporar parâmetros ambientais no Modelo de Decisão de Investimento (MDI), atualmente utilizado para o planejamento da expansão da geração de energia elétrica no Brasil.

1.4 Metodologia

Com o objetivo de analisar os efeitos da consideração de emissões de gases de efeito estufa no modelo de decisão da expansão da geração de energia elétrica, foram feitas simulações usando o MDI - Modelo de Decisão de Investimento (GANDELMAN, 2015) - em que, através de dois parâmetros específicos - penalidade e limite de emissões - os resultados gerados demonstrassem a variação na decisão ótima do modelo quando comparada com a decisão sem a inclusão desses parâmetros. Tais parâmetros já se encontram implementados no modelo, porém não são considerados para a confecção do Plano Decenal de Expansão (PDE).

Para isso, foram criados três cenários de simulação. O primeiro já existente, retirado do Plano Decenal de Expansão 2026 e tomado como cenário de referência. O segundo baseado no primeiro cenário adicionado de uma penalidade monetária pela queima de combustíveis fósseis na produção de energia. E o terceiro baseado no primeiro cenário adicionado de uma limitação do volume de emissões anual.

1.5 Estruturação do Trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, contando com este primeiro introdutório cujo objetivo é apresentar as considerações iniciais para desenvolvimento posterior do tema, além de elencar os objetivos almejados com a confecção deste estudo e esta pequena explicação da estrutura a ser seguida ao longo do mesmo.

O segundo capítulo apresenta o referencial teórico, com uma maior contextualização do tema deste trabalho, além de um desenvolvimento das questões abordadas nas considerações iniciais e uma abordagem dos principais conceitos a serem utilizados para obtenção e interpretação dos resultados. Este capítulo apresenta seções que visam esclarecer a questão do setor elétrico brasileiro e seu planejamento, emissões de GEE também dentro do setor elétrico, externalidades ambientais e valoração ambiental, assim como o processo de modelagem computacional.

Já no terceiro é apresentada a metodologia utilizada neste estudo, mais especificamente o MDI (Modelo de Decisão de Investimento), seu funcionamento, os dados que são fornecidos ao modelo como entrada e de onde foram retirados, como foi feita a internalização dos custos da poluição ambiental, assim como de que

maneira as estimativas de emissão foram feitas e como foram incluídas no MDI através de restrições.

O quarto capítulo dispõe sobre a análise dos resultados e sua apresentação, além das discussões desses resultados, a partir das saídas do modelo após sua execução. Considerando diferentes cenários gerados, este capítulo se propõe a comparar as diferenças e/ou semelhanças encontradas nas soluções para cada um deles.

Já no quinto capítulo são apresentadas as conclusões que podem ser percebidas a partir da análise dos resultados do capítulo anterior e as recomendações para possíveis próximos estudos ou para a continuação do mesmo.

Por último, temos a apresentação de todas as referências bibliográficas utilizadas na confecção deste trabalho e os possíveis anexos existentes.

2. Referencial Teórico

2.1 O Sistema Elétrico Brasileiro e Sua Operação

Tolmasquim (TOLMASQUIM, 2016a) relata que o sistema elétrico brasileiro possui características importantes e singulares que norteiam as tomadas de decisão do planejamento e das operações desse sistema. Algumas delas estão listadas abaixo:

- Dimensões continentais;
- Predominância de geração hidrelétrica com grande participação de usinas com capacidade de regularização;
- Diversidade hidrológica das bacias hidrográficas permitindo uma complementaridade entre as regiões;
- Interligação plena entre as regiões a partir de um extenso sistema de linhas de transmissão de longa distância;
- Participação de diversos agentes com usinas no mesmo rio, bem como linhas de transmissão operadas por agentes distintos;
- Tempo de maturação e construção das grandes obras de geração e transmissão de energia.

É possível observar algumas dessas características na figura 1, que mostra como grande parte territorial do país é atendida pela rede interligada, chamada de SIN. Atualmente, o SIN é composto de quatro subsistemas designados Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, que compreendem os centros de carga destas regiões (TOLMASQUIM, 2016a).

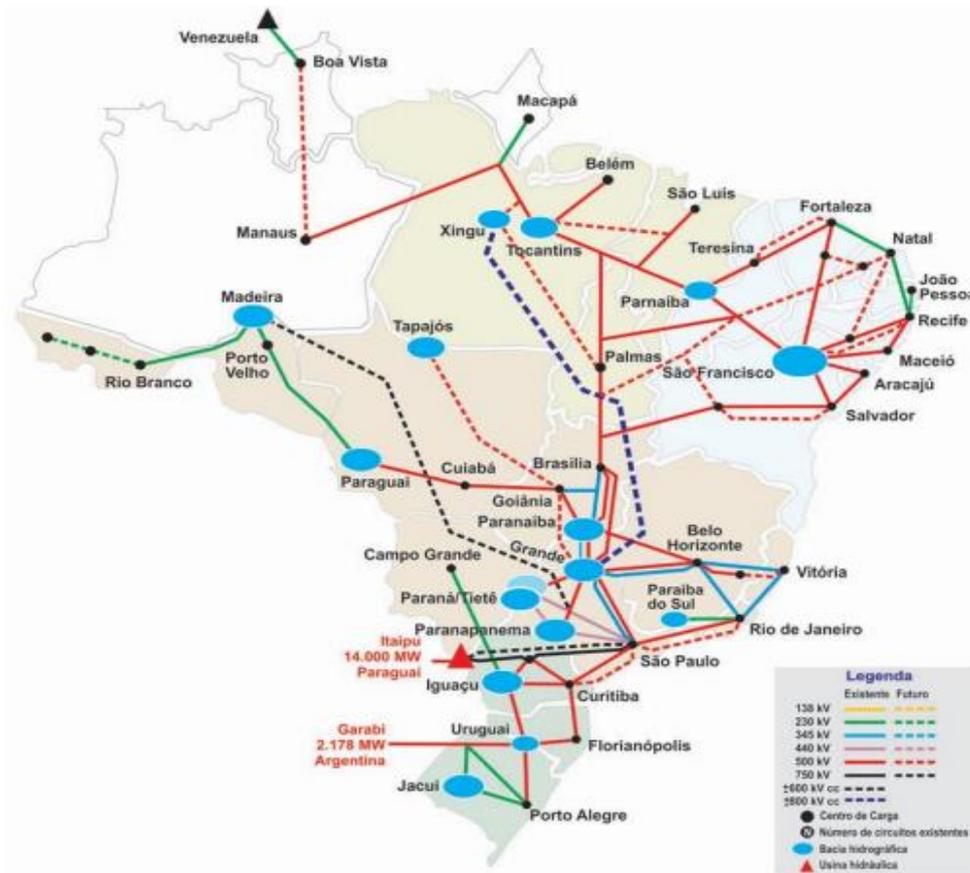


Figura 1: Integração Eletroenergética do Sistema Elétrico Brasileiro (TOLMASQUIM, 2016b)

Considerando apenas os empreendimentos de geração do SIN, o Brasil tinha ao final de 2016 um sistema gerador com capacidade instalada de produção de 150,4 GW de energia elétrica com 80,6% de renováveis (MME, 2017b). Apesar da participação das hidrelétricas ser de pouco mais de 60% desse total, a contribuição desta fonte na produção de energia efetivamente é maior do que esse valor em média, podendo variar em função da disponibilidade do recurso ano a ano. Assim, levando essa questão em consideração junto à dimensão e características singulares que permitem classificá-lo como único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é considerado um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas (TOLMASQUIM, 2016a).

O Brasil é considerado um sistema hidrotérmico porque, mesmo tendo a maior parte da sua geração elétrica por meio de usinas hidrelétricas, se faz necessária também a geração termelétrica para atender a demanda, uma vez que a incerteza nas aflúncias dos rios e períodos de estiagem que diminuem consideravelmente os níveis dos reservatórios podem comprometer a geração apenas por hidroeletricidade da

energia total demandada (GANDELMAN, 2015). No entanto, atualmente, devido ao aumento da importância das usinas eólicas na matriz, alguns autores como Aquino et al. (2016) e Moraes (2016) já consideram o sistema brasileiro como hidrotérmico-eólico, considerando a necessidade de controle do despacho (AQUINO et al., 2016; MORAES, 2016).

As operações de um sistema predominantemente hidroelétrico, como no caso do Brasil, devem ser integradas dentro de um mesmo sistema que interliga as informações de todas as usinas pertencentes à mesma bacia hidrográfica, buscando assim uma operação ótima para o funcionamento de todas. Nesse sentido, se faz necessário o controle eficiente dos volumes de água armazenados nos reservatórios, o quanto desse volume deve ser turbinado para geração elétrica e o quanto deve ser mantido no reservatório para fins de garantir a geração nos próximos meses ou para outros fins que não necessariamente diretamente relacionados à geração de energia, como controle de cheias e de secas, manutenção da vazão ecológica dos corpos hídricos, entre outros.

Essas características reforçam a necessidade de uma operação interligada realizada por um órgão independente que coordene a operação das usinas geradoras e, por conseguinte, também a do sistema de transmissão de energia, buscando uma otimização dos recursos necessários. O órgão responsável por essas operações é o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) que desenvolve uma série de estudos e ações a serem exercidas sobre o sistema e seus agentes para manejar a produção e o estoque necessário de energia de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país.

Nessa função, o ONS busca atender dois objetivos simultaneamente: otimização elétrica e segurança elétrica. Para atingir a otimização elétrica, é realizada uma gestão otimizada de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, como mencionado anteriormente, para que seja determinada a produção ótima das usinas termelétricas. Para garantir a segurança elétrica, é feita a gestão das operações das Redes Básicas de Transmissão/Demais Instalações de Transmissão (DITs) (TOLMASQUIM, 2016a).

Para entender melhor a execução do ONS, a Figura 2 traduz de forma simples dois níveis iniciais de decisão (apenas usar a água dos reservatórios ou usar as térmicas) de responsabilidade do ONS, questão usualmente apresentada como o “dilema do

operador”. Porém, existem diversos estágios de armazenamentos iniciais e custos de térmicas que podem gerar múltiplos cenários de decisão.

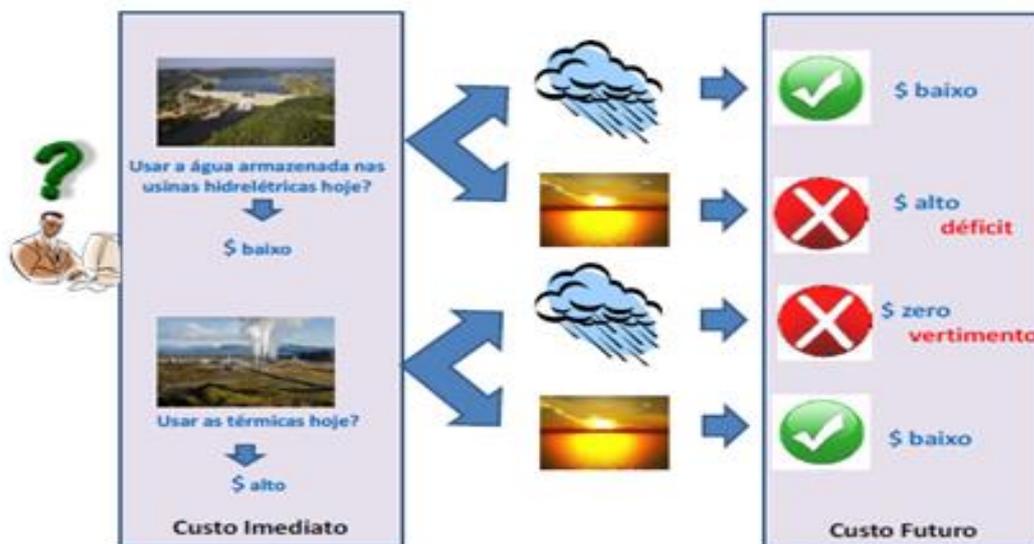


Figura 2: Dilema do Operador – Acoplamento temporal das decisões (TOLMASQUIM, 2016b)

O dilema do operador exposto na Figura 2 exemplifica uma das questões centrais da operação do ONS, em que o mesmo, a partir da necessidade por uma determinada demanda elétrica, terá que decidir se prioriza a produção em maior proporção de energia hidrelétrica com um custo relativamente baixo de operação, ou se deve acionar a produção por meio de usinas termelétrica, com um custo operacional maior que a anterior. Essa decisão deverá ser feita com base nas condições climáticas e em dados históricos acerca do período, implicando diretamente no custo final da energia disponibilizada para a população.

Assim, a atuação do ONS na gestão otimizada de geração e transmissão de energia resulta em um conjunto de ações necessárias que visam o atendimento da demanda prevista para o SIN ao menor custo, ou seja, minimizando a geração de energia proveniente das usinas termelétricas, que possui um custo elevado, e os custos marginais de operação entre as regiões interligadas. A otimização também sinaliza se existe a necessidade de geração termelétrica, em complemento à geração hidrelétrica, e se existe a necessidade de transferência de energia entre regiões, indicando a quantidade adequada de produção de energia por cada sistema, considerando suas respectivas restrições operacionais. A penetração recente de eólicas na matriz, crescendo consideravelmente, também vem incluindo a necessidade

de controle do despacho eólico em conjunto com o hidrelétrico e o termelétrico, fazendo parte da gestão otimizada promovida pelo ONS.

2.2 O Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro

O Brasil possui grande potencial elétrico, principalmente para as fontes renováveis de energia como: hidrelétrica, eólica, solar e biomassa. Tendo em vista esse potencial, desafios perante o futuro elétrico do país têm evidenciado a necessidade de realização de pesquisas acerca da expansão do sistema, principalmente para geração da chamada energia limpa. Energia essa que deve atender à demanda crescente da população e das indústrias de forma eficaz e segura, enquanto é produzida e transmitida de maneira economicamente viável e com o menor impacto ambiental possível, atendendo à legislação ambiental e, assim, suprindo os requisitos dos três principais pilares da sustentabilidade: ser socialmente justo, ambientalmente correto e economicamente viável.

Segundo Gandelman (2015), planejar o setor elétrico é achar um compromisso entre objetivos conflitantes. A obtenção de um baixo custo da energia elétrica para o consumidor final, um dos principais objetivos desejados no planejamento, entra em conflito, por exemplo, com o objetivo de atender à demanda com qualidade e segurança, uma vez que qualidade no atendimento requer maiores investimentos. Outro objetivo é garantir uma geração de energia maior do que o consumo, de forma que não haja variações elétricas ou necessidade de corte de carga ou períodos de racionamento (GANDELMAN, 2015).

Como parte da resolução desses conflitos, se faz necessário um robusto planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, que significa expandir o parque gerador e a expansão da transmissão de energia. O planejamento da Expansão do sistema elétrico deve levar em consideração as características de operação do sistema, a previsão de consumo de energia elétrica e os aspectos econômicos. Além disso, também é necessário fazer decisões acerca da alocação temporal de investimentos e do percentual de energia a ser gerado por cada fonte, de forma a maximizar os benefícios de cada uma delas (GANDELMAN, 2015).

Nesse contexto, se encontra a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas ao planejamento do setor

energético brasileiro, atuando nas principais fontes de produção de energia, incluindo as fontes renováveis. Dentre uma série de informações, define um plano de expansão indicativo para atender às necessidades dos agentes de consumo a médio e longo prazo de acordo com os diferentes cenários de demanda como visto anteriormente. Os resultados dessas pesquisas geram informações necessárias para a realização ou não de novos investimentos, que por sua vez, depende da evolução esperada dos custos dessa geração (TOLMASQUIM, 2015).

Um dos estudos mais importantes desenvolvidos pela EPE é o PDE, já mencionado anteriormente, que sinaliza ações importantes para orientar as ações e decisões voltadas para equilibrar o crescimento econômico e a necessária expansão da oferta de energia com custos adequados e tecnicamente sustentáveis. A empresa utiliza dados históricos e dados das condições atuais das fontes geradoras para realizar projeções futuras. Observa-se no Gráfico 2 um exemplo do último PDE 2026 gerado. Ele mostra a expansão indicativa da oferta de energia elétrica no cenário de referência, a partir das premissas estabelecidas no modelo utilizado. Nesse gráfico, Alternativa para a Ponta significa fontes que promovam a flexibilidade operativa, como usinas reversíveis, motorização adicional de hidrelétricas existentes e baterias.

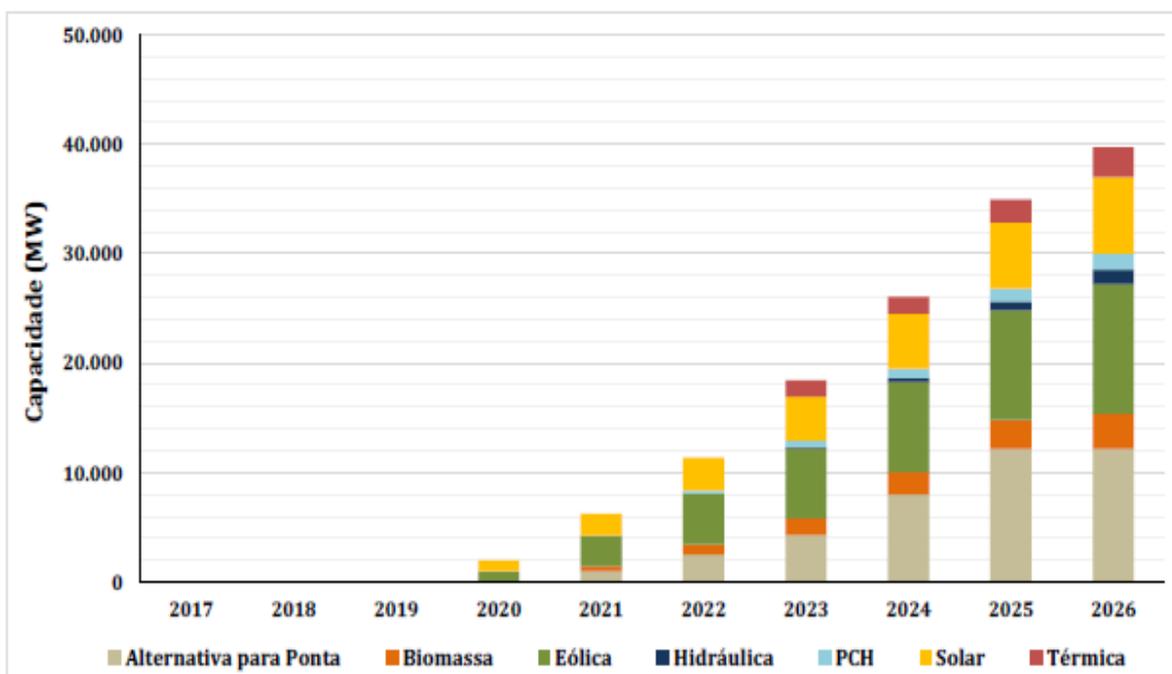


Gráfico 2: Expansão Indicativa de Referência no Horizonte Decenal (EPE, 2017)

Os resultados das pesquisas realizadas pela EPE indicam a produção de energia elétrica necessária para atender à demanda de todos os agentes consumidores, assim como para traçar estratégias de alcance para uma produção sustentável. No entanto, algumas incertezas são vistas como desafio para tal alcance, principalmente referente à produção de energia proveniente das fontes não controláveis, como a eólica e solar fotovoltaica. Nesse contexto, cabe ao planejador pensar e nortear a integração dessas fontes considerando toda a infraestrutura necessária ao longo do horizonte com o objetivo de atingir os limites de energia demandados sem causar problemas no fornecimento.

2.3 As Fontes de Energia Renováveis

A eficiência energética em seu conceito básico consiste na relação entre a quantidade de energia empregada em uma atividade e aquela disponibilizada para sua realização, sendo eficiente desde a sua fonte primária até a chegada ao consumidor final. Um dos primeiros alertas que a comunidade mundial recebeu sobre o uso consciente de energia foi a crise do petróleo nos anos 1970. Nessa crise, as grandes potências perceberam a necessidade do uso mais eficiente das reservas fósseis, evitando o desequilíbrio energético e econômico (MME, 2014).

A sociedade moderna foi e ainda é extremamente dependente da energia oriunda das fontes fósseis (derivados do petróleo, carvão mineral e gás natural são exemplos). Um dos grandes desafios da atualidade é manter a qualidade de vida da população e aumentar a geração de energia através de fontes renováveis, ou seja, limpa e sustentável.

A utilização das energias renováveis proporciona aos países desenvolvidos ou em desenvolvimento a criação de uma diversificação energética, promovendo o uso dos recursos naturais renováveis disponíveis naquela região para a produção de uma energia considerada limpa ou menos poluente. No entanto, ao mesmo tempo, a diversificação pode vir acompanhada de uma preocupação quanto à segurança no fornecimento de energia elétrica. Sendo as fontes de energia renováveis comercialmente disponíveis no mercado, em sua maioria, intermitentes e não-despacháveis, a garantia de atendimento somente passa a existir se acompanhada de fontes despacháveis com a capacidade de amortizar as flutuações de demanda. Sendo assim, o uso de energias renováveis promove a diversificação da matriz energética e a diminuição da dependência direta da utilização de combustíveis fósseis

em termos de energia, porém não necessariamente garantem a oferta de carga para os momentos de pico de consumo.

Os custos de cada fonte dependem de fatores como parâmetros técnicos, incentivos, custos de manutenção, tecnologia utilizada, entre outros. A tabela 3 elenca os custos específicos de algumas fontes renováveis para a geração de energia, sendo rede o preço específico da energia elétrica na rede (OLIVEIRA et al., 2018).

Energia	Custo específico / (R\$/kW·h)
Fotovoltaica	0,98
Eólica	0,12
Biomassa	0,27
Rede	0,22

Tabela 3: Comparação dos Custos Específicos de Diferentes Fontes (OLIVEIRA et al., 2018)

2.3.1 Energia Hidrelétrica

Atualmente, a hidroeletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, o que tem se mantido por várias décadas, tanto pela sua competitividade econômica quanto pela abundância deste recurso energético a nível nacional. Além de ser uma tecnologia estável e confiável no mercado, esta apresenta algumas vantagens adicionais como ser uma fonte renovável de geração de energia e ter um custo baixo de operação e produção, tornando-a uma tecnologia barata.

No entanto, apesar das muitas vantagens que a hidroeletricidade possui, esta hoje enfrenta dificuldades para sua expansão devido aos seus impactos ambientais e sociais negativos que geralmente são associados às áreas alagadas por seus reservatórios que podem gerar um grande prejuízo ecológico. Outra dificuldade para projetos hidrelétricos de grande porte no Brasil é o financiamento para essas construções que exigem um elevado custo de investimento para sua construção, além de os novos empreendimentos hidrelétricos estarem cada vez mais distantes das grandes cidades e centro de consumo, considerando o fato de o potencial hidrelétrico remanescente estar localizado principalmente na região Norte do país. Isso resulta na necessidade de custos adicionais com linhas de transmissão para escoamento da eletricidade produzida. Ademais, a obra para construção de uma hidrelétrica frequentemente gera grandes transtornos sócio-econômico-ambientais, além dos riscos associados a um empreendimento da magnitude de uma grande hidrelétrica.

A figura 3 representa o esquema de funcionamento de uma usina hidrelétrica. Ela desempenha um papel duplamente importante no que tange a redução de emissão de gases do efeito estufa, pois além de ser uma fonte renovável (com emissões bastante reduzidas quando comparadas com aquelas associadas à geração termelétrica fóssil), sua flexibilidade operativa e capacidade de armazenamento permitem a maior penetração de fontes renováveis intermitentes, como, por exemplo, a de geração eólica e a solar fotovoltaica. Usinas hidrelétricas, inclusive as reversíveis, são capazes de responder rapidamente às flutuações típicas da geração eólica e solar fotovoltaica, assim garantindo um atendimento confiável da demanda de energia. Os reservatórios hidrelétricos, por sua vez, representam hoje a única tecnologia economicamente competitiva capaz de armazenar grandes quantidades de energia, o que é fundamental para maximizar o atendimento da demanda de eletricidade com fontes renováveis de geração.

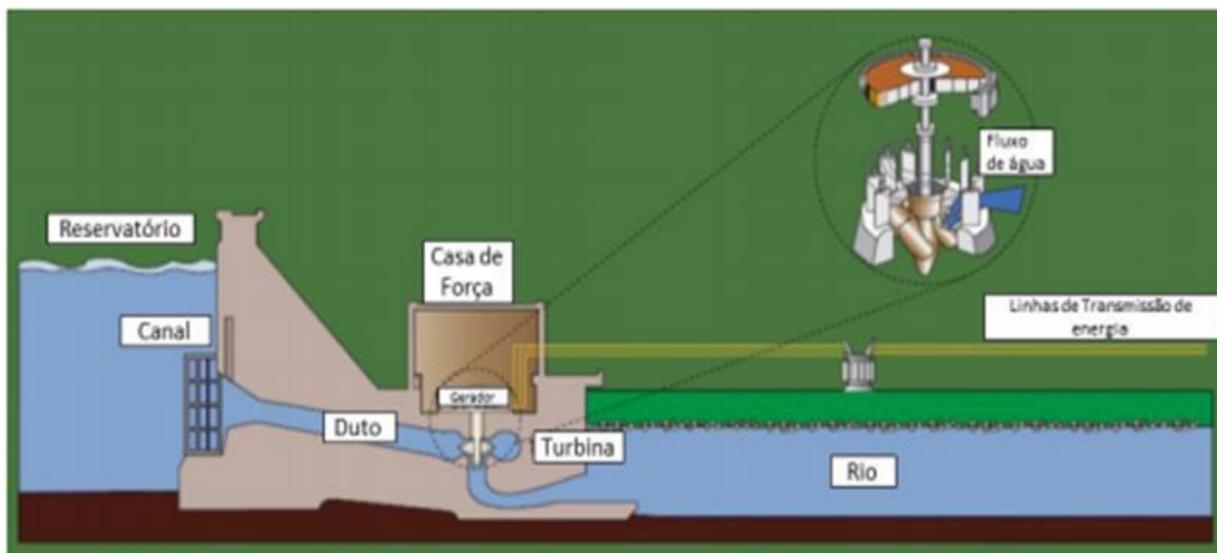


Figura 3: Esquema de funcionamento de uma usina hidrelétrica (ANEELa, 2008)

2.3.2 Energia Eólica

O aproveitamento da energia eólica para geração elétrica tem crescido exponencialmente no mundo nos últimos anos, como ilustrado pelo Gráfico 3. A maior parte dos parques eólicos está instalada em terra (onshore), porém vários parques têm sido implantados no mar (offshore), devido à diminuição de locais apropriados em terra para novos empreendimentos (como visto na Europa) e pelo bom potencial, apesar de apresentarem maiores custos. Apesar do expressivo crescimento da capacidade instalada, a fonte eólica é responsável somente por uma pequena parte da energia

elétrica produzida no mundo, cerca de 3% do total gerado em 2014. Contudo, esses números podem variar de acordo com o país. A Dinamarca, por exemplo, foi capaz de suprir 39% da sua demanda de eletricidade em 2014 com energia proveniente do vento (GWEC, 2015).

Do total da capacidade instalada em 2014, 84% está localizada em 10 países, sendo os três maiores a China (31%), os Estados Unidos (18%) e a Alemanha (10%) (GWEC, 2015). Esse grupo de países forma o maior mercado tanto de produção de aerogeradores e serviços vinculados, quanto de aquisição e instalação de novos parques eólicos. O Brasil ocupava o décimo lugar da lista (em 2015), com 1,6% do total da capacidade eólica instalada no mundo.

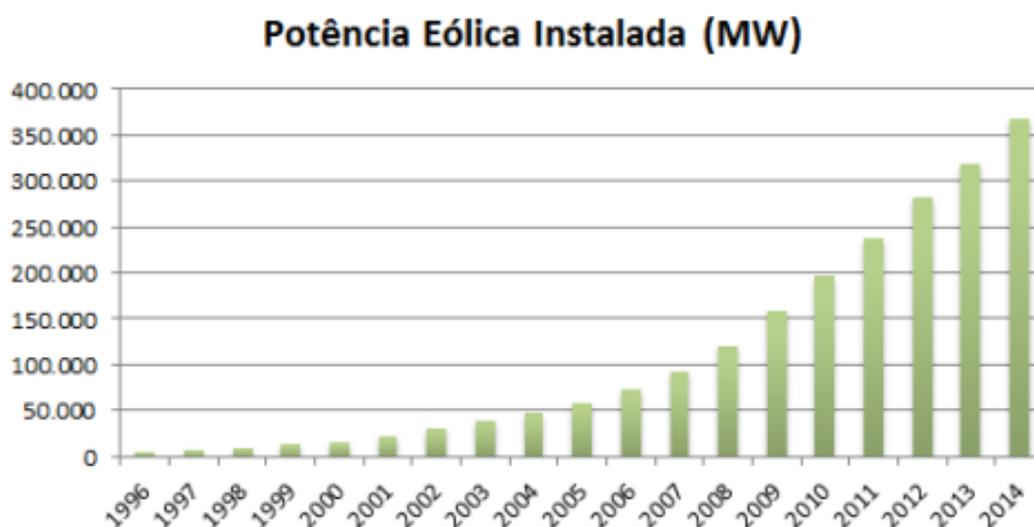


Gráfico 3: Evolução da Potência Eólica Instalada no Mundo (GWEC, 2015)

O potencial eólico brasileiro para fins de aproveitamento elétrico tem sido inventariado desde os anos de 1970 através do “Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional” sendo o primeiro concebido em 1979 (CEPEL, 2001), e desde então ganhando constantes atualizações acerca de novas descobertas e tecnologias a respeito do potencial eólico nacional. A área cujo potencial de ventos brasileiros é melhor empregado localiza-se na região Nordeste (ANEEL, 2008a) em que já existem parques eólicos em operação. A figura 4 ilustra essa observação com dados mais recentes. Atualmente, tal região continua sendo a mais visada para projetos eólicos.

Devido ao clima do Brasil, é possível observar que os períodos de baixas nos reservatórios das hidrelétricas coincidem com os períodos de maior intensidade dos ventos, havendo uma complementariedade na geração de energia elétrica. A operação conjunta de usinas eólicas e hidrelétricas traz maior controle e estabilidade ao sistema elétrico. A energia eólica permite que as hidrelétricas armazenem água nos reservatórios para gerar energia em momentos críticos, evitando o acionamento das térmicas. Assim, a geração casada da fonte hídrica com a fonte eólica permite uma melhor regularização do suprimento (NOGUEIRA, 2011).

Em suma, a velocidade do vento é maior quando o clima é seco e menor quando o clima é úmido; ou seja, a velocidade dos ventos é mais propícia à geração elétrica quando as afluições hídricas são menores. (NOGUEIRA, 2011)



Figura 4: Potencial eólico e distribuição dos parques eólicos em operação no Brasil (CEPEL, 2017)

2.3.3 Energia Solar

O uso do Sol como fonte direta para a produção de eletricidade é relativamente recente, datando de meados do século passado. Usando o Sol, é possível gerar eletricidade a partir de duas tecnologias distintas: a fotovoltaica, que consiste na conversão direta da luz em eletricidade; e a heliotérmica, que é uma forma de geração termelétrica, na qual um fluido é aquecido a partir da energia solar para produzir vapor. As duas tecnologias combinadas representam uma parcela pequena da matriz energética global, mas merecem destaque especial pelas suas perspectivas positivas.

A rápida expansão da capacidade instalada nos últimos anos, atrelada à forte redução de custos, junto com o imenso potencial técnico de aproveitamento e o fato de não haver emissão de poluentes durante sua operação, fez com que o mundo voltasse sua atenção para a energia solar como alternativa de suprimento elétrico. De fato, uma parcela significativa da geração elétrica total mundial caminha para ser proveniente de geração solar (fotovoltaica e heliotérmica).

Dessas duas tecnologias, a fotovoltaica é a que vem conquistando mais mercado nos últimos anos, representando 98% da capacidade instalada entre as duas fontes em 2014 (REN21, 2015).

O Brasil está situado numa região com incidência mais vertical dos raios solares. Esta condição favorece elevados índices de irradiação em quase todo o território nacional. Adicionalmente, a proximidade à linha do equador faz com que haja pouca variação na incidência solar ao longo do ano. Dessa forma, mesmo no inverno pode haver bons níveis de irradiação. Essas condições conferem ao país algumas vantagens para o aproveitamento energético do recurso solar. A Figura 5 apresenta os dados brasileiros de irradiação global no plano inclinado, adequado às aplicações fotovoltaicas e de aquecimento.

Dadas as condições favoráveis de irradiação solar, é provável que a instalação de plantas fotovoltaicas centralizadas e heliotérmicas aconteça inicialmente nessas regiões (como já vem ocorrendo no caso das plantas fotovoltaicas), nas quais pode ser obtido um fator de capacidade mais elevado. Compreende-se que o Brasil possui um grande potencial para implementação das tecnologias solares, visto que os dados de incidência da irradiação solar favorecem a aplicação em grande escala nas regiões em que essa incidência é elevada, somando na produção de energia com o uso dos parques eólicos e usinas hidrelétricas.

Em relação à redução de custos, o Brasil teve um forte exemplo no último leilão ocorrido em Abril deste ano (2018). Segundo a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), os 29 empreendimentos fotovoltaicos contratados irão injetar na rede após a conversão da corrente contínua em corrente alternada um total de 806,64 MW e tiveram um preço médio final de R\$ 118,07/MWh, representando um deságio de 62,12% frente ao preço inicial. Os menores preços já negociados até o momento eram R\$ 143,50/MWh (CCEE, 2018).

Quando se compara esse preço - R\$ 118,07/MWh - com o preço médio final do leilão para outras fontes - R\$ 198,12/MWh, Hidrelétricas; R\$ 67,60/MWh, Eólicas; R\$ 198,94/MWh, Biomassa (CCEE, 2018) – é possível perceber que os projetos fotovoltaicos centralizados estão se tornando mais competitivos e mais vantajosos para os investidores, confirmando a possibilidade de crescimento da energia solar no país nos próximos anos.

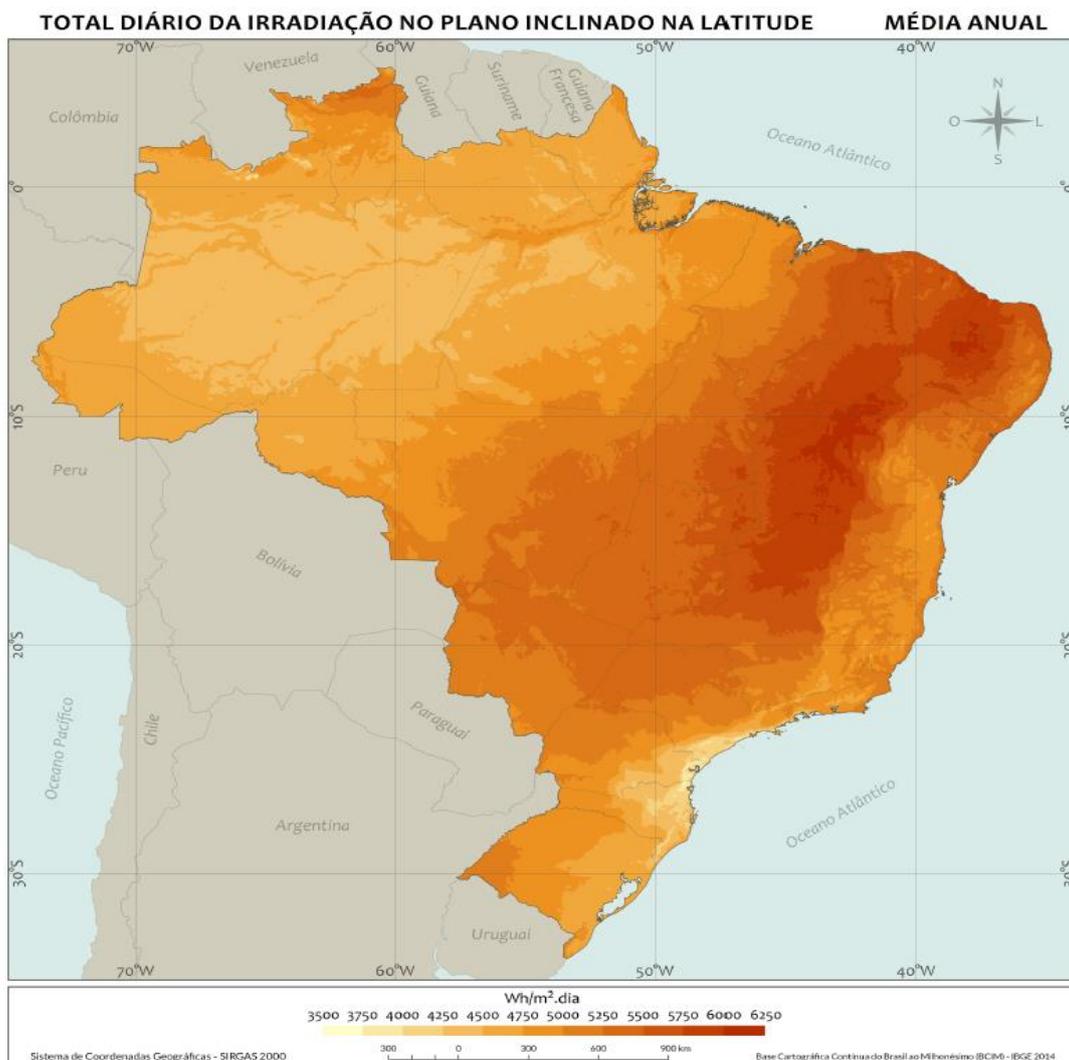


Figura 5: Mapa da média anual do total diário de irradiação solar no plano inclinado (INPE, 2017)

2.3.4 Energia de Biomassa

O aproveitamento energético da biomassa disponível foi essencial para a evolução humana, tendo seus próprios meios de obtenção e uso progredido juntos, desde a lenha catada para cocção, proteção e aquecimento, até as modernas práticas de produção silvo-agropecuárias e industriais, de transformação e uso de biocombustíveis para geração de calor, força motriz e eletricidade. A principal biomassa empregada para geração elétrica no Brasil é o bagaço de cana. Sua participação tem sido crescente no cenário nacional, decorrente da pujante indústria de etanol e açúcar estabelecida em solo nacional. Historicamente, uma das políticas de maior impacto para a introdução dos biocombustíveis no mercado brasileiro foi o Programa Nacional de Álcool (Proálcool) em 1975. Com este programa, a indústria sucroenergética nacional foi consolidada e ampliada, tornando-se referência internacional. O Proálcool é considerado um programa pioneiro de biocombustíveis, e teve como principal objetivo produzir um combustível alternativo nacional, já que, após os choques do petróleo em 1973 e 1979, este produto e seus derivados, tiveram um considerável aumento de preço, impactando fortemente o balanço de pagamentos (EPE, 2015).

No Brasil, a bioeletricidade é obtida principalmente através da cogeração em unidades dos segmentos industriais sucroenergético e, em menor escala, de papel e celulose, tendo como fonte a lixívia (do processo de extração de celulose) e o cavaco de madeira. Dependendo do nível de eficiência energética destas unidades, pode haver geração excedente de bioeletricidade, passível de ser comercializada.

2.4 Externalidades Ambientais e sua Internalização

É bem conhecido o amplo efeito do setor de energia nas emissões globais de gases de efeito estufa. De acordo com os dados mais recentes da Agência Internacional de Energia - AIE (2017), dois terços do total global de emissões de GEE são atribuídos ao setor energético, que também foi responsável em 2017 por cerca de 80% das emissões de CO₂ (AIE, 2017). Mais precisamente, o Quinto Relatório de Avaliação do IPCC revelou que, em 2010, 60% do total de emissões de GEE podem ser contabilizados apenas para a combustão de combustíveis fósseis (IPCC, 2014). Entre o setor de energia, outro relatório da AIE afirma que especificamente o setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica) é a maior fonte de emissões de CO₂ relacionadas à energia e, como tal, concentra os principais esforços de setor para descarbonizar (AIE, 2015). De fato, apenas a produção de

eletricidade e calor (ou seja, descartando extração, conversão, armazenamento, transmissão e distribuição) representou 25% das emissões diretas globais de GEE também em 2010 (IPCC, 2014). Quando se trata de usinas a carvão e a gás, a AIE revelou que a queima desses combustíveis fósseis compreende cerca de 35% do total de emissões no setor de energia (AIE, 2016). Portanto, encontrar maneiras de reduzir as contribuições dominantes de GEE do setor energético é claramente uma discussão muito relevante para atingir o limite de 2°C de aumento na temperatura do planeta estabelecido no Acordo de Paris da COP21.

Uma das abordagens mais amplamente aceitas para comparar e incluir impactos ambientais nos processos de produção e consumo é a internalização de custos externos ambientais ou externalidades. Embora contenham informações importantes sobre a produção e distribuição de eletricidade, as externalidades não são contabilizadas no processo de planejamento da expansão da geração brasileira para o PDE. Este fato representa perda de informação para ferramentas de modelagem que são usadas para ajudar a analisar as opções possíveis. A decisão sobre uma tecnologia energética específica pode variar dependendo da consideração dessas externalidades, uma vez que podem alterar a viabilidade da tecnologia.

Segundo Pinto Jr. (2007), externalidades podem ser definidas como um efeito da ação de um agente econômico sobre um outro, que ocorre fora do mercado. Ou seja, as externalidades não estão submetidas às forças do mercado. A teoria econômica trata, com mais frequência, de externalidades negativas, que constituem a base teórica para o estudo de problemas do meio ambiente. Um exemplo clássico é o efeito da poluição de uma empresa sobre os recursos como água, que são utilizados por outra empresa. Se a poluição resultante da produção da empresa A implicar em custos de produção mais elevados para a empresa B, situada à jusante de A (portanto, B capta água contaminada com o efluente de A), a produção da empresa A produz uma externalidade negativa para a empresa B. Se não existir nenhum tipo de controle sobre a poluição da empresa A, haverá uma alocação não eficiente de recursos, pois a empresa A produzirá em excesso (em função da não internalização destes custos), com custos para a empresa B. (PINTO JR., 2007)

A internalização dos custos ambientais externos no setor elétrico já foi estudada em diversos países, principalmente em relação às emissões de GEE devido à sua influência no aquecimento global. Dado o fato de que a maioria das nações ainda possui matrizes energéticas baseadas em combustíveis fósseis, a conscientização de como as usinas termelétricas e, portanto, todo o setor de produção de eletricidade

será diretamente afetado pelas restrições às emissões, é extremamente valiosa e necessária para fins de planejamento e operação. Como exemplo, Georgakellos D.A. (2010) escreveu um artigo no qual é apresentada a quantificação de custos externos de GEE, a fim de permitir que os produtores internalizem os impactos no custo e nos preços de produção de eletricidade. A quantificação foi possível utilizando a ferramenta on-line EcoSenseLE, que é uma versão parametrizada do EcoSense (GEORGAKELLOS, 2010).

Este trabalho se propõe a analisar cenários de expansão que considerem os efeitos da penalização ou limitação da emissão de gases do efeito estufa. Nesse sentido, é necessário encontrar um valor monetário na literatura técnica especializada que represente o preço da internalização das emissões de gases no setor elétrico. Para isso, usou-se o valor presente na atualização da metodologia do projeto ExternE, publicada em 2005. O EcoSense, mencionado acima, baseia-se na função exposição-resposta do ExternE. Os valores encontrados na publicação foram usados em diversos estudos, incluindo estudos brasileiros. A seção a seguir detalha o projeto.

2.4.1 Projeto ExternE

O chamado “Projeto ExternE” foi a primeira tentativa abrangente de empregar uma metodologia consistente com o objetivo de avaliar os custos externos associados especificamente à produção de eletricidade (SPADARO et al, 1998). A metodologia ExternE fornece uma estrutura útil para converter impactos que são expressos em unidades distintas em uma unidade expressiva comum: valores monetários. Utilizando a abordagem chamada de “*Impact Pathway*” (IPA), que é a metodologia utilizada para a quantificação de impactos ambientais, o Projeto ExternE objetivou fornecer uma ferramenta confiável para a incorporação de custos ambientais relacionados ao setor elétrico em projetos durante suas fases de planejamento e desenvolvimento de políticas ambientais (ExternE, 2005). Por exemplo, a estimativa de custos externos para mudanças climáticas envolve não apenas a aplicação de modelos para estimar custos de danos que ocorrem devido a impactos, mas também uma estimativa dos chamados “*avoidance costs*”, que refletem os custos incorridos com as emissões que não são liberadas para a atmosfera e são, assim, evitadas.

Devido ao extenso e relevante estudo do Projeto ExternE, seus resultados foram aplicados em uma vasta quantidade de publicações em todo o mundo. Na Europa, além da Grécia, outras nações como França, Bélgica, Alemanha e Suíça também

realizaram análises e projeções para seus setores de energia usando os resultados da ExternE através do que foi chamado de “*ExternE National Implementation*”, uma continuação do projeto cujo objetivo principal era estabelecer um amplo conjunto útil e comparável de dados sobre externalidades de produção de energia elétrica para todos os membros da União Europeia (SPADARO et al, 1998). Fora da Europa, os resultados ExternE também tiveram impacto significativo, sendo mencionados e referenciados em publicações dos EUA, Taiwan, China, México e outros. Conforme os exemplos anteriores, o Brasil também publicou artigos abordando a mesma questão, incluindo os valores das externalidades ambientais fornecidos pelo ExternE.

Entre essas publicações brasileiras, é possível citar Jong et al. (2015) e Alves & Uturbey (2010). Para os cálculos necessários, Jong (2015) seguiu a metodologia ExternE no caso de custos de externalidade para emissões de GEE relacionadas à geração de energia por usinas de combustíveis fósseis. Jong (2015) considerou o valor estabelecido de US\$25/tCO_{2eq} como uma conversão monetária do valor original em Euros, que é apresentado na atualização da metodologia do ExternE. A fim de verificar a validade da estimativa, o valor acima foi comparado com outras estimativas de externalidades ambientais em relação ao setor de energia. Para a geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis, a comparação foi feita usando a estimativa de US\$ 30 tCO_{2eq} do Conselho Nacional de Pesquisa dos EUA (NRC) como o custo dos danos causados pelas emissões de GEE (JONG et al, 2015). Apesar da diferença de 20% entre as duas estimativas, o valor do ExternE é usualmente adotado dado que o projeto é abrangente e focado exclusivamente no setor elétrico, embora alguns fatores contribuintes existentes não tenham sido levados em conta no cálculo do custo de externalidade devido a limitações inerentes do projeto como está adequadamente indicado na descrição da metodologia do ExternE (ExternE, 2005).

Alves & Uturbey (2010), da mesma forma, também adotou os custos associados para a redução de emissões com base na atualização da metodologia do ExternE para o cumprimento de metas estabelecidas no Protocolo de Kyoto, que serão substituídas pelo Acordo de Paris em 2020. Esses custos abrangem de € 5 a € 20 por tonelada emitida de CO_{2eq} (ALVES & UTURBEY, 2010), o que representa uma faixa de US\$ 5,89 - US\$ 23,57 em valores monetários em USD com a taxa de câmbio de 1EURO = 1,1785 USD dada pelo Banco Central do Brasil na data de 16/05/2018.

Portanto, para a realização da análise proposta por este estudo, os valores apresentados na publicação da atualização da Metodologia ExternE são significativos

e relevantes o suficiente e foram aplicados no modelo desenvolvido. A fim de obter uma melhor expressão dos resultados e avaliar diferentes cenários possíveis, duas simulações foram feitas usando valores distintos: US\$ 20/tCO_{2eq} e US\$ 25/tCO_{2eq}. Espera-se que uma variação no custo de externalidade das emissões de CO_{2eq} forneça uma compreensão mais abrangente das externalidades do aquecimento global nas influências da internalização nos resultados do modelo para o planejamento do setor de energia.

2.5 Modelagem e Otimização Matemática

Otimização Matemática ou Programação Matemática se refere, no campo da Matemática, à seleção do melhor elemento de um conjunto de alternativas possíveis. Um problema de otimização consiste, no caso mais simples, em uma função que deverá ser maximizada ou minimizada escolhendo sistematicamente valores de entrada de um conjunto específico no intuito de encontrar os melhores resultados possíveis para essa função, chamada de função objetivo (DUCHARME, 2012). De acordo com *Mathematical Optimization Society*, programação matemática se refere ao estudo desses problemas: suas propriedades matemáticas, o desenvolvimento de algoritmos para solucionar esses problemas, a implementação desses algoritmos e, finalmente, a aplicação dos mesmos em problemas do mundo real. (DUCHARME, 2012)

Em outras palavras, um problema de otimização é composto, essencialmente, por três elementos: variáveis, função objetivo e restrições. As variáveis são as grandezas de decisão. A principal variável corresponde à própria solução do problema. Função objetivo, como já mencionado logo acima, é a função matemática objeto da otimização. Corresponde à quantidade que se deseja minimizar (ou maximizar) como uma função de variáveis independentes ou de decisão. É, então, a função utilizada para comparar se uma solução é melhor do que a outra. Por fim, as restrições são os limites dos valores das variáveis independentes, ou seja, são elas que garantem que os valores das variáveis independentes sempre representarão soluções factíveis com a realidade, que sejam viáveis na prática. (DUCHARME, 2012)

Os modelos matemáticos apresentam muitas vantagens em relação a uma descrição verbal do problema. Uma delas é que o modelo matemático descreve um problema de forma muito mais concisa. Isso tende a tornar mais compreensível a estrutura geral do problema e ajuda a revelar importantes relacionamentos causa-efeito. Desse modo, ele indica mais claramente quais dados adicionais são relevantes

para a análise. Também facilita o tratamento do problema como um todo, considerando os seus inter-relacionamentos de forma simultânea. Finalmente, um modelo matemático forma uma ponte para o emprego de técnicas matemáticas e computadores potentes para analisar o problema. De fato, pacotes de software tanto para PCs como para mainframes podem ser encontrados em abundância para solucionar muitos modelos matemáticos. (HILLIER & LIEBERMAN, 2006)

Entretanto, há dificuldades a serem evitadas ao se usar modelos matemáticos. Uma ferramenta desse tipo é, necessariamente, uma idealização abstrata do problema, sendo geralmente necessárias aproximações e suposições simplificadas caso se queira que o modelo seja tratável (capaz de ser resolvido). Portanto, deve-se tomar cuidado para garantir que o modelo permaneça uma representação válida do problema. Dessa forma, para ser válido, é imprescindível que haja alta correlação entre a previsão feita pelo modelo e o que realmente acontece no mundo real (HILLIER & LIEBERMAN, 2006).

Os problemas de otimização são geralmente agrupados por famílias ou classes. A Programação Linear é uma dessas classes e envolve problemas nos quais a modelagem é inteiramente expressa em termos de equações lineares, ou seja, tanto a função objetivo que deverá ser maximizada ou minimizada quanto as suas funções de restrição são lineares. Isso significa dizer que em um problema de programação linear pretende-se determinar o ótimo de uma função linear em um conjunto convexo que resulta da interseção de inequações lineares chamadas de restrições, sendo um conjunto convexo aquele em que dados dois pontos quaisquer o segmento de reta que os une está contido nesse conjunto.

Ao contrário do que se possa imaginar inicialmente, a palavra programação, nesse caso, não se refere à programação de computador; ela é, essencialmente, um sinônimo para planejamento. Portanto, a programação linear envolve o planejamento de atividades para obter um resultado ótimo, isto é, um resultado que atinja o melhor objetivo especificado (de acordo com o modelo matemático) entre todas as alternativas viáveis (HILLIER & LIEBERMAN, 2006).

A Programação Inteira, por sua vez, é aquela que envolve problemas de otimização em que as variáveis são restringidas a valores inteiros, ou seja, a solução deve pertencer ao espaço do conjunto dos números inteiros. Apesar de parecer um pouco contraintuitivo, estes problemas são muito mais desafiadores do que os de

programação não-inteira justamente por envolver um espaço de solução muito mais restrito, necessitando de maiores esforços computacionais e métodos mais robustos.

Seguindo o raciocínio, uma outra subclasse importante da programação linear é a Programação Inteira Mista (PIM ou *Mixed-Integer Programming*) e ocorre quando algumas variáveis do problema são inteiras e outras reais (DUCHARME, 2012). Devido às características das variáveis do problema a ser apresentado nesse trabalho, o modelo a ser utilizado para decidir a expansão da geração do setor elétrico brasileiro foi feito com base na programação inteira mista. Nele, algumas fontes de geração de energia elétrica são tratadas como variáveis contínuas, como é o caso das usinas termelétricas, enquanto outras são tratadas como variáveis inteiras, como é o caso das usinas hidrelétricas.

As usinas termelétricas também poderiam ser tratadas como inteiras, mas estas são tratadas como contínuas, pois a possibilidade e a flexibilidade de criação de termelétricas para suprir a potência necessária são maiores do que as em relação a hidrelétricas, que possuem um processo de licenciamento e construção mais complexo. Existe a possibilidade de se cadastrar uma UTE (usina termelétrica) de duas formas: via projeto ou via fonte. Quando cadastrados projetos, deve-se indicar as características deste e o modelo irá optar por construí-lo ou não, sendo representado via uma variável binária no modelo. Caso decida-se cadastrar como uma fonte térmica, o modelo irá dimensionar o quanto deseja daquela fonte, sendo tratado como uma variável contínua. Esta última opção reduz o esforço computacional e indica o quanto da fonte será necessário pelos próximos anos, não indicando os projetos necessariamente. A mesma fonte, no entanto, pode possuir diversas tecnologias com diferentes características e, então, essa abordagem por fonte pode passar a ser uma abordagem por tecnologia, dependendo da disponibilidade de duas ou mais opções de tecnologia viáveis para cada fonte no problema em questão.

3. Metodologia

3.1 O Modelo de Decisão de Investimento – MDI

A modelagem matemática utilizada nesse trabalho será a proposta por Gandelman (2015), chamada de MDI – Modelo de Decisão de Investimento, em que se busca minimizar o custo de operação do sistema somado ao custo de expansão (custo de investimento). Como mencionado na seção anterior, a modelagem matemática utiliza técnicas de programação inteira mista. A programação inteira é necessária para modelar decisões discretas do tipo: “construo ou não construo uma usina”. Para essa decisão acerca do investimento em usinas tratadas como binárias leva-se em consideração a discretização temporal que é feita em meses, de forma que quando uma decisão é tomada para uma usina tratada como inteira, ela entra por completo no sistema, ou seja, adiciona toda a potência garantida do projeto no sistema, em um determinado mês específico. A Figura 6 é um esquema do problema de otimização proposto pelo autor com a formação da função objetivo e os conjuntos de restrições.

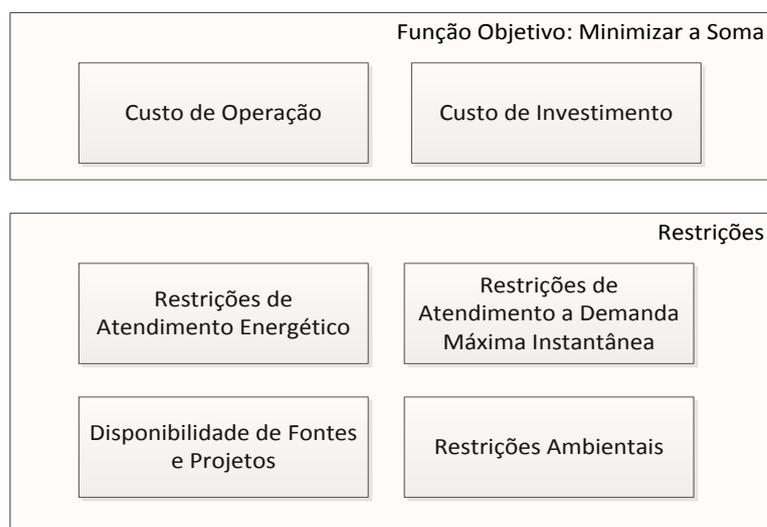


Figura 6: Esquema do Problema de Otimização do MDI – Elaboração Própria

A busca do plano de expansão de mínimo custo global poderia ser realizada de forma iterativa, mas com elevado custo computacional e imprecisão. Assim, um enfoque de programação matemática é adotado: o problema de decisão de investimento é um problema inteiro, enquanto que o problema de despacho da geração é um problema contínuo, resolvido através de técnicas de programação matemática inteira mista utilizando o solver IBM ILOG CPLEX. (EPE, 2017)

O modelo foi feito usando a linguagem OPL (*Optimization Programming Language*), que é parte integrante do pacote de software do CPLEX, ou seja, é uma linguagem criada pela própria IBM. A linguagem objetiva simplificar a descrição de problemas de tomada de decisão através de uma sintaxe e estruturas voltadas justamente para a implementação rápida de modelos de otimização, permitindo uma comunicação mais facilitada com o próprio solver.

De acordo com o modelo, a melhor expansão será aquela que minimiza a soma entre o custo de investimento e o custo de operação. O custo de investimento é o gasto desembolsado para a construção de novas usinas, já o custo de operação é o custo de operar o parque existente, por exemplo, com os custos de combustíveis que incorrem para a geração de energia de um parque atual.

O mais barato seria não operar o sistema e não o expandir, caso não houvesse restrições. A primeira restrição do problema é o de atendimento à demanda, pois a todo o momento a produção de energia deve ser maior do que a demanda. Esta é uma restrição física elétrica e a representação desta restrição apresenta um problema, pois teria que representar todos os instantes de tempo, o que é inviável computacionalmente. Com base em anos de planejamento, a representação utilizada pela literatura técnica especializada é mensal (Modelo MELP¹: trimestral, NEWAVE²: mensal). Quando se representa a oferta e demanda de forma mensal, deve-se trabalhar com médias. Esta média, por considerar um intervalo de tempo, possui unidade de energia, e por isso considera-se uma restrição de atendimento à demanda energética. Porém, ao tratar a sazonalidade desta demanda (que varia a cada hora) como uma média, se perde o valor máximo desta demanda, que também deve ser atendido. Por isso foi adicionada outra restrição, a de atendimento à demanda máxima instantânea.

Além da restrição de atendimento à demanda, as outras restrições que fazem parte do conjunto de atendimento energético são: limite de capacidade de geração, restrições de produção das usinas térmicas, restrições de produção das usinas renováveis, restrições de produção das usinas hidrelétricas, restrições de interligação de energia, entre outras. Todas elas estão devidamente descritas matematicamente e explicadas em Gandelman (2015). No entanto, como o MDI não realiza a operação do

¹ MELP: Modelo de Expansão de Longo Prazo – Modelo do CEPEL que é uma evolução do trabalho de (Machado Junior, 2000) e é descrito por (Lisboa et al, 2003).

² NEWAVE – Modelo também do CEPEL que busca estimar o custo futuro da operação. Considerando cenários hidrológicos diversos, ele busca uma política de armazenamento de água otimizada (Gandelman, 2015).

SIN, restrições como as de armazenamento nos reservatórios, por exemplo, não estão presentes no modelo.

Há também restrições ambientais, que se referem à penalidade e à limitação de emissão de CO₂ voltadas principalmente para a geração a partir de usinas termelétricas através da queima de combustíveis fósseis.

Por fim, toda expansão também depende da disponibilidade de projetos e do tempo que as usinas demoram a ser construídas. Por exemplo, uma usina hidrelétrica e uma usina nuclear demoram bem mais para serem construídas do que térmicas convencionais e eólicas, considerando não somente a construção em si, mas também os processos de licenciamento ambiental que também são mais demorados para o caso de usinas hidrelétricas e nucleares. Logo, não se pode construir uma nova usina nuclear para atender à demanda do ano que vem, por exemplo, e o modelo tem que estar preparado para lidar com essas questões, considerando o tempo de entrada em operação como um dado de entrada.

Sendo assim, percebe-se que os dados de entrada para o modelo são extremamente importantes para que a ferramenta consiga efetuar a otimização de forma correta. Algumas informações que devem ser fornecidas ao MDI estão abaixo. Essas e as outras não citadas estão explicadas e descritas em Gandelman (2015).

1. Parque Existente: Séries de Energia, Potência Disponível, Custo de O&M, Inflexibilidade, CVU, Fator de Capacidade, Data de Saída, Tipo, etc;
2. Portfólio de Projetos para Expansão: Dados mencionados acima, Emissões de CO₂ por MWh Produzido, Custo de Investimento, Data Mínima de Entrada, etc;
3. Previsão de Demanda futura de energia.

No MDI o sistema de geração é composto de usinas existentes, já contratadas, e projetos candidatos para expansão. A previsão de aumento na demanda é feita pela própria EPE, em concordância com as perspectivas econômicas, como explicado no PDE2026. Os subsistemas são representados como grafos, em que cada subsistema possui uma ou mais projeções de demanda de energia e potência (demanda máxima instantânea) e o sistema de transmissão é representado por interligações ligando esses diversos subsistemas. Cada uma das interligações possui uma capacidade máxima de intercâmbio (em cada sentido) e um custo de ampliação (expresso em R\$/kW). As usinas (existentes e candidatas para expansão) são representadas de

modo individualizado e o atendimento é realizado em termos dos balanços de energia e balanço de ponta. (EPE2026, 2017)

O balanço de ponta existe porque apenas o energético não garante o fornecimento nos horários de pico de consumo. Além de atender à demanda por energia elétrica, é preciso garantir que essa demanda será atendida no exato momento em que ela ocorrer, considerando as variações diárias no consumo ou variações decorrentes de possíveis eventos. Para isso, é preciso que o sistema possua fontes despacháveis que sejam capazes de gerar energia no momento em que ela é demandada, o que não ocorre no caso das fontes renováveis devido à sua intermitência e dependência de fatores externos. Por exemplo, as fontes eólica e solar dependem de questões climáticas e, por isso, sofrem variações sazonais. Dessa forma, se faz necessário que o investimento em fontes renováveis seja acompanhado também de expansão de outras fontes que possam garantir esse atendimento à ponta, como as usinas térmicas, mesmo que elas sejam usadas apenas em caso de necessidade.

3.1.1 Custo de Investimento

A expansão do Sistema Elétrico Brasileiro ocorre via contratos de longo prazo. Nesta, a energia é contratada entre 20 e 30 anos: hidrelétricas 30 anos, demais fontes 20 anos. A partir do início do contrato de fornecimento de energia o fornecedor recebe de acordo com sua produção. Há um pagamento mensal ao fornecedor de energia. Neste valor já está incluído os custos de manutenção, investimento e custo do capital (Gandelman, 2015).

A partir da entrada em operação de um empreendimento, este é remunerado mensalmente por este custo. Sem esta abordagem, existiria o problema de como considerar o custo de investimento de um empreendimento que irá ser amortizado em 20, 30 anos em um período de planejamento de 10, 15 anos. Ao se calcular este custo mensal, ainda que o pagamento do empreendimento exceda o horizonte de planejamento, haverá a correta alocação de custo pela energia fornecida dentro do horizonte considerado. Caso fosse considerado o pagamento total de uma usina no período em que ela foi construída e sua energia fosse necessária apenas no último ano de planejamento, todo o seu custo seria desembolsado para que ela operasse apenas alguns meses. Explicitamente, a usina continuaria operando além do horizonte de planejamento, mas o modelo matemático não entenderia desta forma, pois há um horizonte de planejamento que a modelagem enxerga. No entanto, caso sejam

contabilizadas apenas as parcelas referentes aos meses de operação, o modelo tomaria uma decisão mais acertada, sendo esta, então, a implementação feita.

3.1.2 Custo de Operação

Conforme descrito por Gandelman (2015), o custo de operação do sistema depende das séries de energias das usinas hidrelétricas e das fontes intermitentes. Aquilo que não for gerado por UHE's e por fontes renováveis (PCH's, Eólicas, Solares etc) deverá ser gerado por UTE's para que a demanda seja atendida. O Custo Marginal de Operação depende diretamente do despacho térmico. Para calcular o menor custo total no horizonte de planejamento, é preciso calcular a expectativa futura do custo de operação.

Para estimar o custo futuro de operação, é preciso prever a expectativa de despacho térmico futuro. Este despacho depende das séries de energia dos ventos, solares e hidrológicas. O sistema brasileiro possui diversos reservatórios capazes de armazenar água para posterior geração de energia. Essa flexibilidade permite armazenar água em períodos de grande afluência para utilizar posteriormente. Isso dificulta ainda mais o cálculo da expectativa da geração. O modelo NEWAVE (CEPEL, 2013) busca estimar o custo futuro de operação. Considerando diversos cenários hidrológicos, obtidos a partir de séries sintéticas de vazão³, ele busca uma política de armazenamento de água otimizada. Os custos marginais médios de operação para o período de planejamento estão dentre as saídas fornecidas pelo modelo.

O modelo NEWAVE pode ser visto como tendo duas funções. A primeira é estimar as funções de custo futuro que serão utilizadas para fornecer a política de operação. A segunda é avaliar a política de operação fornecida pelo conjunto das funções de custo futuro estimadas para cada estágio do período de planejamento. No modelo proposto por Gandelman (2015) são consideradas duas séries de energia. Uma série com valores médios é usada para determinar a estimativa de despacho térmico. Outra série com valores críticos é usada para garantir que haja atendimento à demanda, mesmo nessas condições.

³ Séries sintéticas de vazão - A adoção de critérios probabilísticos no planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos exige a modelagem probabilística de afluências a aproveitamentos ou a subsistemas. O histórico de afluências compõe uma amostra insuficiente para estimar índices de risco com incertezas aceitáveis. Por outro lado, as características básicas da série histórica podem ser capturadas por modelos estocásticos capazes de produzir séries sintéticas de afluências diferentes da série histórica mas igualmente prováveis. (MACEIRA et al., 2006)

3.1.3 Representação da Expansão

Tradicionalmente a expansão dos modelos é representada por variáveis binárias. Ou se constrói uma hidrelétrica inteira ou não. É dessa forma que são representados os projetos hidrelétricos e também os de fonte nuclear. Entende-se que não há sentido em se construir meia usina hidrelétrica em uma localidade que suporta uma maior. Não haveria a correta captura dos ganhos de escala e o projeto não seria viável economicamente.

No entanto, caso esta abordagem fosse proposta para os projetos renováveis, ocorreria um problema. Por exemplo, o número de projetos eólicos cadastrados em um leilão da ANEEL é bastante elevado. Isso significa dizer que seriam necessárias milhares de variáveis binárias apenas para esta representação, inviabilizando a resolução da modelagem matemática em um tempo razoável. Volta-se, então, para o processo de leilão. Neste é possível contratar um montante de energia diferente da soma discreta das potências dos projetos. O último projeto contratado deverá ser construído e a energia excedente deverá ser vendida no mercado não regulado. Desta forma, a modelagem foi feita de forma a considerar uma expansão contínua (variáveis contínuas) das usinas renováveis. É por essa questão que o MDI utiliza técnicas de programação inteira mista, como mencionado anteriormente.

3.2 A Aquisição de Dados para o Modelo

Para a confecção dos cenários, optou-se por fornecer como dados básicos de entrada para o MDI o mesmo conjunto de dados para os estudos de expansão da geração do PDE2026, que é o plano mais recente publicado pela EPE em seu site. Os dados podem ser encontrados na página do PDE2026, mais especificamente nos arquivos do Capítulo III – Geração de Energia Elétrica.

Os dados que foram utilizados e que não estão presentes no PDE2026, pois são referentes aos novos cenários criados para a confecção deste trabalho, foram obtidos através da Lei nº 12.527/2011, que regulamenta o direito constitucional de acesso às informações públicas, em vigor desde maio de 2012. Ela estabelece mecanismos que possibilitam, a qualquer pessoa, física ou jurídica, sem necessidade de apresentar motivo, o recebimento de informações públicas dos órgãos e entidades.

Sendo assim, os dados referentes às emissões de gases de efeito estufa para os tipos de combustíveis usados em usinas termelétricas, assim como as séries de

energia para cada usina, os dados de limite de intercâmbio e os outros dados básicos foram pedidos à EPE e disponibilizados pela mesma. A resposta da empresa com os dados se encontra no Anexo I deste trabalho.

3.3 Composição de Cenários

Como mencionado anteriormente, este trabalho se propõe a analisar e comparar três cenários distintos com a inclusão dos parâmetros relativos à emissão de gases de efeito estufa no consumo de combustíveis fósseis. Para cada cenário, o modelo fornecerá um indicativo de expansão distinto. As características e especificações de cada cenário estão descritas abaixo.

3.3.1 Cenário A: Sem a Inclusão das Emissões

O primeiro cenário, a ser usado para fins de comparação, é o cenário de referência presente no PDE2026. Sendo assim, todas as diretrizes e premissas utilizadas para a confecção do cenário de referência podem ser lidas a partir da seção 3.2 – Diretrizes e Premissas no PDE2026 (EPE, 2017).

A partir das premissas estabelecidas, fazendo uso do MDI, chega-se na evolução da expansão indicativa na trajetória de referência mostrada na Tabela 4.

Fontes	MW								R\$ milhões
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total	Investimento até 2026
Hidrelétrica(a)	-	-	-	118	669	-	1.844	2.631	21.173
PCH e CGH	-	-	300	300	300	300	300	1.500	11.250
Biomassa	-	467	467	467	467	467	467	2.804	11.215
Biomassa Florestal	-	-	-	100	100	100	100	400	2.000
Eólica Sul	200	361	361	361	361	361	361	2.365	12.534
Eólica NE	800	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	1.443	9.460	50.138
Fotovoltaica Centralizada	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	29.655
GN Flexível SE(b)	-	-	-	-	-	-	112	112	366
GN Flexível Sul(b)	-	-	-	-	-	584	470	1.054	3.435
GN CC Sazonal NE(b)	-	-	-	1.500	-	-	-	1.500	4.888
Alternativa de Ponta Sul	-	-	767	882	126	1.296	-	3.070	7.004
Alternativa de Ponta NE	-	-	-	-	-	184	-	184	419
Alternativa de Ponta SE	-	994	771	920	3.543	2.715	-	8.944	20.402
Carvão Nacional	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2.000	4.265	5.110	7.091	8.010	8.450	6.098	41.024	174.480

(a) Apresenta a potência instalada total da UHE, conforme ano de indicação do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI).

(b) O gás natural ciclo combinado foi utilizado como referência de combustível para alternativa de expansão termelétrica.

Tabela 4: Evolução da Expansão Indicativa na Trajetória de Referência (EPE, 2017)

3.3.2 Cenário B: Com a Inclusão de Penalidade Monetária

O cenário B se diferencia do cenário A pela inclusão da penalidade monetária ao se emitir GEE's pela queima de combustíveis fósseis, como forma de internalizar os custos da emissão. A penalidade é adicionada na função objetivo na parte relativa à produção termelétrica, elevando o custo da mesma. Como a função objetivo quer minimizar o custo total, ela tende a não investir tanto em térmicas e procura outras opções no espaço de busca.

Sendo assim, optou-se por usar US\$ 20/tCO_{2eq} e US\$ 25/tCO_{2eq} como custo da emissão de carbono, como foi explicado na seção 2.4.1 deste trabalho, de forma que:

$$\textit{Cenário B} = \textit{Cenário A} + \textit{Penalidade GEE}$$

Para a inclusão do valor no modelo, é necessário fazer uma conversão de unidade de forma que a penalidade passe de US\$/tCO_{2eq} para R\$/MWh. Em “O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia” (EPE, 2016), o anexo “Procedimento para Estimativa das Emissões de GEE” apresenta a metodologia utilizada para fazer a estimativa das emissões de GEE por combustível. Para o cálculo, foi usado como referência o “IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories” (IPCC, 2009). A álgebra envolvida no cálculo das emissões de GEE é relativamente simples, bastando multiplicar o consumo de combustíveis pelos respectivos fatores de emissões (FE) (EPE, 2016), como mostra a fórmula abaixo.

$$\textit{Emissão}_{GEE,combustível} = \textit{Consumo}_{combustível} \times \textit{FE}_{combustível}$$

Foram contemplados, além do CO₂, os gases metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O), sendo os outros considerados pouco relevantes para o setor de energia como aponta o estudo da EPE. Os fatores de emissão utilizados são aqueles indicados pelo IPCC no Tier 1 (nível menos detalhado) da metodologia aplicada. A Tabela 5 apresenta os fatores de emissão padrão do IPCC convertidos para a unidade t.GEE/mil tep.

Fatores de Emissão (t.GEE/mil tep)			
Combustível	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Alcatrão	3.921	0,126	0,025
Etanol anidro e hidratado	-	0,754	0,025
Carvão metalúrgico	3.882	0,042	0,063
Carvão vapor	3.882	0,042	0,063
Carvão vegetal	-	8,374	0,167
Coque de carvão mineral	4.438	0,042	0,063
Coque de petróleo	4.180	0,126	0,025
Energia hidráulica	-	-	-
Gás de coqueria	1.986	0,042	0,004
Gás de refinaria	2.780	0,042	0,004
Gás natural	2.337	0,042	0,004
Gasolina	2.873	1,382	0,025
GLP	2.614	0,042	0,004
Lenha	-	1,256	0,167
Iltafta	3.040	0,126	0,025
Óleo combustível	3.207	0,126	0,025
Óleo diesel	3.070	0,126	0,025
Outras fontes primárias	3.040	0,126	0,167
Outras secundárias de petróleo	3.040	0,126	0,025
Petróleo	3.040	0,126	0,025
Produtos da cana	-	1,256	0,167
Produtos não energéticos de petróleo	3.040	-	-
Querosene	2.964	0,126	0,025
Urânio contido no UO ₂	-	-	-
Urânio U ₃ O ₈	-	-	-

Tabela 5: Fatores de Emissão de Combustíveis (EPE, 2016)

Como os custos de emissão de carbono estão apresentados em US\$/tCO_{2eq}, é necessário converter as emissões dos outros gases para tCO_{2eq}. Para isso, utiliza-se a tabela de equivalência também apresentada pelo estudo da EPE (2016) que usa como base a métrica do GWP (*Global Warming Potential*) do Fifth Assessment Report (AR5), publicado pelo IPCC. A tabela 6 apresenta os fatores de conversão.

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
GWP_{100 anos}	1	28	265

Tabela 6: Fatores de Conversão GWP-100 (EPE, 2016)

Dessa forma, temos os valores em tCO_{2eq}/mil tep. No entanto, o MDI trabalha com energia elétrica em termos de MWh e, sendo assim, faz-se necessário também converter a unidade tep para MWh. De acordo com o “Atlas de Energia Elétrica do Brasil – 3ª Edição” (ANEEL, 2008b), na parte de fatores de conversão, 1 tep equivale a 11,63 x 10³ KWh, ou 11,63 MWh. Portanto, mil tep equivale a 11630 MWh e temos:

$$\frac{tCO_{2eq}}{MWh} = \frac{tCO_2 + tCH_4 \times 28 + tN_2O \times 265}{mil\ tep} \times \frac{mil\ tep}{11630\ MWh}$$

Como revela a resposta fornecida pela EPE com base na Lei nº 12.527/2011 presente no Anexo I, as termelétricas que utilizam combustíveis fósseis do SIN têm como combustíveis: gás natural, carvão mineral (carvão vapor), óleo diesel e óleo combustível. Sendo assim, é possível montar a seguinte tabela:

Combustível	(t.GEE/mil tep)			tCO _{2eq} /MWh
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
<i>Carvão vapor</i>	3.882	0,042	0,063	0,335328547
<i>Gás natural</i>	2.337	0,042	0,004	0,201138091
<i>Óleo combustível</i>	3.207	0,126	0,025	0,276625365
<i>Óleo diesel</i>	3.070	0,126	0,025	0,264845486

Tabela 7: Emissão de combustíveis por MWh – Elaboração Própria

Multiplicando os valores das emissões em tCO_{2eq}/MWh pelos custos de emissão adotados para este trabalho (US\$ 20/tCO_{2eq} e US\$ 25/tCO_{2eq}) e pelo câmbio de US\$ para R\$ na data de execução do modelo, obtemos os valores em R\$/MWh para a aplicação no modelo. Sendo assim, os valores utilizados como penalidade monetária no MDI para a formulação do cenário 2 se encontram na tabela 8. Obs: A taxa de câmbio adotada (R\$3,26/US\$) é a referencial utilizada no PDE2026 (comercial – fim de período, média de compra e venda, dezembro/2016). É importante ressaltar, no entanto, que esses valores são apenas representativos porque, em realidade, as emissões dependem do tipo de tecnologia da fonte e a eficiência da usina.

		R\$/US\$	
		20	25
Combustível	tCO ₂ eq/MWh	R\$/MWh	
<i>Carvão vapor</i>	0,34	21,86	27,33
<i>Gás natural</i>	0,20	13,11	16,39
<i>Óleo combustível</i>	0,28	18,04	22,54
<i>Óleo diesel</i>	0,26	17,27	21,58

Tabela 8: Penalidade Monetária por MWh – Elaboração Própria

3.3.3 Cenário C: Com a Inclusão de Limite de Emissões

O cenário C se diferencia do cenário A pela inclusão de um limite máximo anual de emissões de CO₂ pela queima de combustíveis fósseis em termelétricas dentro do horizonte de planejamento, de forma que o modelo gere um resultado com uma expansão em que o parque gerador possua uma emissão anual menor ou igual ao valor limite estabelecido. Sendo assim:

Cenário C = Cenário A + Limite Máximo de Emissões GEE

Como já mencionado anteriormente, o governo brasileiro se comprometeu a diminuir 37% de suas emissões de GEE até 2025 (para todo o conjunto da economia) e, como contribuição indicativa subsequente, reduzir em 43% suas emissões até 2030, ambas tendo como base as emissões de 2005 (EPE, 2017). Essas metas estão no documento “Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada” (iNDC - *intended Nationally Determined Contribution*), apresentado pelo governo do país no contexto do Acordo de Paris sob a UNFCCC.

A iNDC cobre o período pós-2020 e é juridicamente vinculante no plano internacional, ou seja, o Brasil e os outros países que ratificaram o acordo são obrigados a cumprir o estabelecido em seus iNDC's. O período de implementação corresponde a ciclos sucessivos de 5 anos. O Brasil propôs, durante a COP-20 (Lima, dezembro de 2014), ciclos de 5 anos (iniciando após 2020) com um compromisso de mitigação em 2025, e uma contribuição indicativa em 2030, para fins de previsibilidade

dos agentes econômicos. Essa foi a abordagem adotada na iNDC do Brasil. A proposta justificava-se por oferecer maior flexibilidade em relação às estimativas das contribuições pretendidas e eventual ajuste futuro, considerando que o novo acordo provavelmente incluiria processos de revisão do esforço global de mitigação já antes de 2025, o que realmente ocorreu na Decisão sobre o Acordo de Paris. (MMA, 2015a)

O comprometimento brasileiro, no entanto, se refere ao conjunto total de emissões englobando todos os setores da economia. Dessa forma, cabe ao próprio país definir quais setores sofrerão modificações para atingir os objetivos, assim como de que forma as modificações serão feitas em cada setor. O governo brasileiro utilizou como base para confecção de seu iNDC o exposto no Acordo de Paris, que reconhece as necessidades específicas e as circunstâncias especiais dos países em desenvolvimento. Assim, estando o Brasil enquadrado nessa categoria, o documento brasileiro apresenta a proposta de redução das emissões tendo em vista a expectativa de crescimento da população, do PIB e da renda per capita no país. Dentro de um contexto de aumento na demanda de energia elétrica e conseqüente necessidade de expansão do parque gerador, as emissões no setor elétrico podem aumentar em volume desde que a meta seja efetivamente alcançada ao final do período proposto com a redução em outros setores econômicos (MMA, 2015b).

No entanto, permitir que o setor elétrico continue aumentando suas emissões sem nenhuma medida mitigadora vai de encontro ao compromisso do país com o desenvolvimento sustentável e, dessa forma, é interessante trabalhar com o conceito de intensidade de emissões. Ao medir a razão entre o volume de emissões de CO₂ e o PIB, é possível fazer com que o volume de emissões aumente, mas a intensidade diminua se o crescimento do volume de emissões ocorrer a taxas menores que as do PIB. Isso significa dizer que as emissões no setor elétrico podem continuar aumentando em volume desde que a intensidade das emissões diminua, indicando um aumento da eficiência na geração de energia e permitindo a continuidade de desenvolvimento do país.

Sendo assim, o estudo “O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia” (EPE, 2016) leva em consideração a intensidade de emissões no setor elétrico para estabelecer os limites de emissão de CO₂ ao longo dos próximos anos. Ele estabelece como objetivo atingir, em 2050, uma redução de 40% em relação ao valor de intensidade de emissões verificada em 2014 (14,1 tCO₂/milhões R\$), sendo a intensidade medida em volume de emissões por

unidade de PIB. Para tanto, foi escolhida uma trajetória gradual de redução de 5% por quinquênio, resultando em um valor da intensidade de emissões em relação ao PIB limitado a 11,3 tCO₂/milhões R\$ em 2030 (EPE, 2016). O gráfico 4 demonstra essa redução na intensidade de emissões.

Para o cálculo do volume máximo anual de emissões de CO₂ a compor esse cenário, foram utilizadas essas mesmas intensidades de emissões presentes no gráfico 5 para o início e para o final do horizonte (14,1 tCO₂/milhões R\$ em 2014 e 8,5 tCO₂/milhões R\$ em 2050). Sabendo que ocorre uma diminuição de 5% dessa intensidade a cada cinco anos, é possível calcular a intensidade para cada ano. Tendo os valores referentes às intensidades anuais, basta apenas descobrir a previsão do PIB para cada ano do horizonte para descobrir o volume máximo de emissões de CO₂ anual ao dividir o valor da intensidade pelo valor do PIB para cada ano.

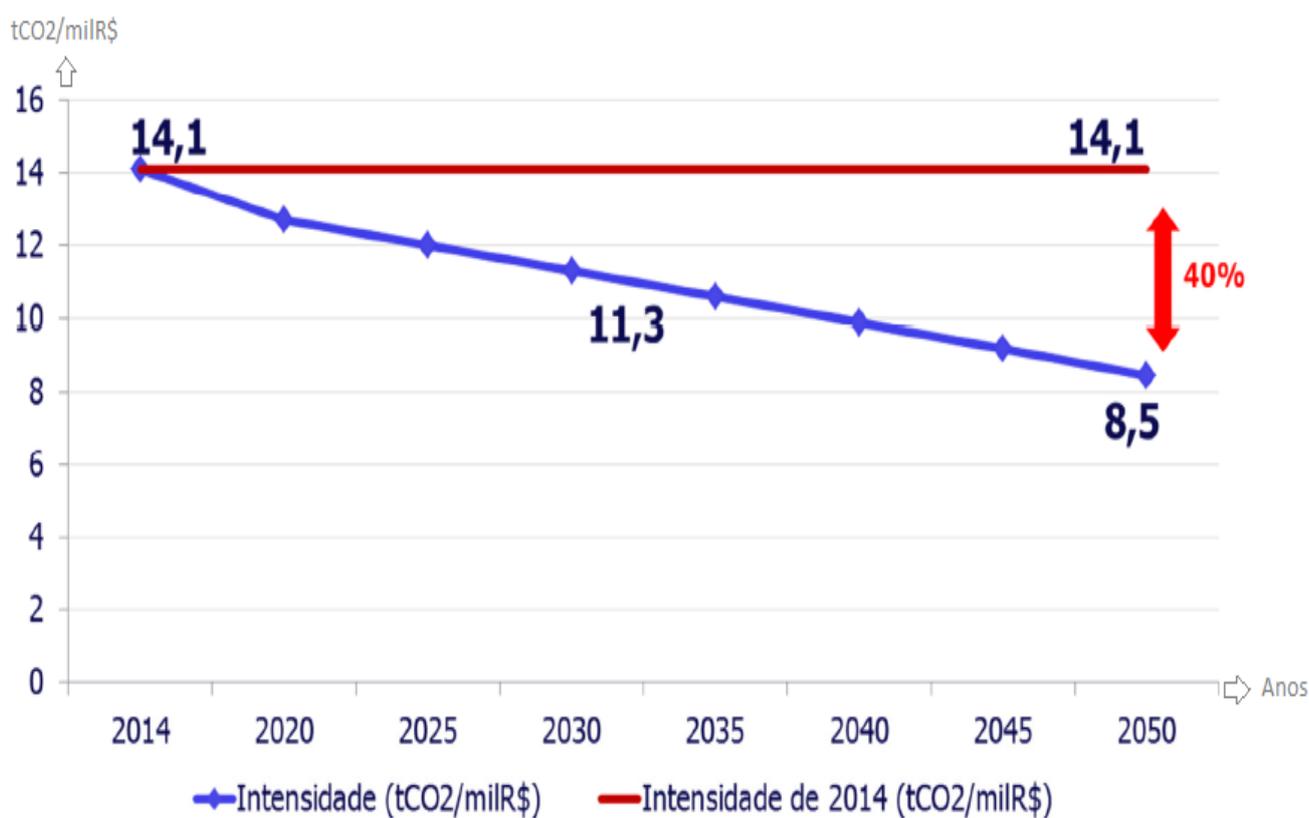


Gráfico 4: Restrição de Emissões Adotada para a Expansão do Setor Elétrico (EPE, 2016)

A previsão de PIB para cada ano foi feita utilizando o valor base para o PIB em valores correntes (em milhões de reais) para 2016, presente nas Contas Nacionais Trimestrais do IBGE divulgadas em 07/03/2017, junto com as taxas de crescimento anuais do PIB até 2024 presentes no arquivo de dados do PDE2026 Capítulo 1 –

Premissas Gerais (EPE, 2017), mais especificamente gráfico 4 – trajetória inferior, e copiadas na tabela 8. Com o valor do PIB de 2016 e as taxas de crescimento anuais, foi feita uma estimativa simples dos valores de PIB (em milhões de reais) para cada ano do horizonte de planejamento.

Tendo os valores anuais de intensidade de emissões e PIB, os volumes máximos de emissão de CO₂ anuais a serem acrescentados no MDI foram encontrados multiplicando a intensidade pelo PIB conforme a fórmula:

$$Intensidade_{emissão} \left(\frac{tCO_2}{\text{milhões R\$}} \right) = \frac{\text{Volume de Emissões (tCO}_2\text{)}}{\text{PIB (milhões R\%)}}$$

$$\text{Volume de Emissões (tCO}_2\text{)} = Intensidade_{emissão} \left(\frac{tCO_2}{\text{milhões R\$}} \right) \times \text{PIB (milhões R\%)}$$

A tabela 9 apresenta os valores máximos de emissão de CO₂ anuais por queima de combustíveis fósseis em termelétricas a serem implementados no modelo para a geração do cenário 3.

	Intensidades (tCO ₂ /milhões R\$)	PIB (milhões de R\$)	Taxa de Crescimento (% a.a)	Emissão (tCO ₂)
2016⁴	13,40	6.266.894,74	-	83.945.054,99
2017	13,40	6.298.229,21	0,50%	84.364.780,27
2018	13,40	6.411.597,34	1,80%	85.883.346,31
2019	13,40	6.546.240,88	2,10%	87.686.896,59
2020	12,69	6.722.989,38	2,70%	85.314.735,28
2021	12,69	6.911.233,09	2,80%	87.703.547,87
2022	12,69	7.104.747,61	2,80%	90.159.247,21
2023	12,69	7.310.785,29	2,90%	92.773.865,38
2024	12,69	7.530.108,85	3,00%	95.557.081,34
2025	11,99	7.756.012,12	3,00%	92.955.805,23
2026	11,99	7.988.692,48	3,00%	95.744.479,39

Tabela 9: Limites Anuais de Emissão de CO₂ para o Cenário 3 – Elaboração Própria

⁴ Sendo a intensidade de emissões de 2014 igual a 14,1 tCO₂/milhões R\$, em 2015 já é iniciada a redução de 5% por quinquênio. Dessa forma a intensidade de 2016 já é 5% menor que a de 2014.

4. Resultados e Discussões

Após a inclusão de todos os dados necessários para cada cenário, o modelo foi executado e os resultados gerados. A apresentação e análise dos resultados são feitas a seguir. Como forma de possibilitar uma melhor comparação dos cenários criados a partir do cenário A (o cenário de referência do PDE2026), abaixo se encontra uma tabela resumo com o montante anual expandido presente no PDE2026 para cada fonte de acordo com os resultados do MDI, ou seja, o somatório da potência expandida desde o início do horizonte de planejamento até o ano em questão. Sendo assim, o valor de potência de cada célula na tabela representa a expansão total desde o início do horizonte de planejamento até o ano da linha. É necessário ressaltar que as análises são feitas a partir do ano 2022 porque antes desse ano não existe necessidade de expansão, já existe expansão contratada até 2021.

Cenário A								
Ano	Biomassa	Solar	Eólica	Gás Natural CC	Gás Natural CA ⁵	Carvão	UHE	PCH
2022	934,60	3000,00	4608,33	0,00	2399,19	0,00	0,00	300,00
2023	1492,15	4000,00	6412,49	1421,21	4106,13	0,00	118,00	600,00
2024	2049,70	5000,00	8216,66	1421,21	7582,76	0,00	787,30	900,00
2025	2607,25	6000,00	10020,82	1974,22	11557,16	0,00	787,30	1200,00
2026	3164,80	7000,00	11824,98	2526,44	11557,16	0,00	2630,90	1500,00
Total	3164,80	7000,00	11824,98	2526,44	11557,16	0,00	2630,90	1500,00

Tabela 10: Montante em MW da Expansão por Fonte pelo PDE – Elaboração Própria

Em relação às UHE's e PCH's que são tratadas como variáveis inteiras no modelo, as decisões e, conseqüentemente, suas entradas no sistema ocorrem em meses específicos, em que suas potências fornecidas são inseridas por completo. As tabelas 11 e 12 apresentam, respectivamente, as datas de entrada das UHE's e das PCH's no sistema decididas pelo modelo junto do total de potência injetado no sistema pela inclusão dessas usinas no final do horizonte de planejamento do PDE. É importante ressaltar que as PCH's entram no sistema em blocos de 100 MW por decisão da própria EPE, sendo uma implementação imposta ao modelo.

⁵ Gás Natural CA se refere a Ciclo Aberto e Gás Natural CC se refere a Ciclo Combinado

Data	UHE	Potência (MW)
01/06/2023	TELEM BORBA	118,00
01/09/2024	APERTADOS	138,90
01/09/2024	ERCILANDIA	87,00
01/09/2024	FOZ PIQUIRI	93,30
01/11/2024	TABAJARA	350,10
01/07/2026	BEM QUERER	708,50
01/11/2026	CASTANHEIRA	140,00
01/11/2026	ITAPIRANGA	724,50
01/11/2026	MARANHAO BAI	125,10
01/11/2026	P GALEANO	81,00
01/11/2026	SAO MIGUEL	64,50
Total		2630,9

Data	Potência PCH (MW)
01/11/2022	100,00
01/11/2022	100,00
01/11/2022	100,00
01/10/2023	100,00
01/10/2023	100,00
01/11/2023	100,00
01/09/2024	100,00
01/09/2024	100,00
01/09/2024	100,00
01/06/2025	100,00
01/06/2025	100,00
01/08/2025	100,00
01/06/2026	100,00
01/11/2026	100,00
01/11/2026	100,00
Total	1500,00

Tabelas 11 e 12: Expansão das UHE's e PCH's pelo Cenário de Referência do PDE2026 –
Elaboração Própria

4.1 Cenário B: Com a Inclusão de Penalidade Monetária

Em relação à implementação da penalidade monetária, o modelo foi executado duas vezes, uma vez para cada valor de penalidade estabelecido. As tabelas apresentadas a seguir (Tabelas 13 e 14) mostram a expansão definida pelo modelo para cada uma das penalidades em termos de MW para cada fonte.

Penalidade: US\$ 20,00								
Ano	Biomassa	Solar	Eólica	Gás Natural CC	Gás Natural CA	Carvão	UHE	PCH
2022	1062,25	3000,00	5086,12	0,00	2952,20	0,00	0,00	300,00
2023	3022,25	4000,00	8491,53	1421,21	4158,07	0,00	256,90	600,00
2024	4982,25	5000,00	11896,95	1421,21	7211,09	0,00	787,30	900,00
2025	6465,25	6000,00	15302,36	1421,21	11394,44	0,00	787,30	1200,00
2026	7912,25	7310,15	18707,78	1491,93	11544,84	0,00	2630,90	1500,00
Total	7912,25	7310,15	18707,78	1491,93	11544,84	0,00	2630,90	1500,00

Tabela 13: Montante em MW da Expansão com Penalidade de US\$20 – Elaboração Própria

Penalidade: US\$ 25,00								
Ano	Biomassa	Solar	Eólica	Gás Natural CC	Gás Natural CA	Carvão	UHE	PCH
2022	972,00	3000,00	5257,95	0,00	2930,32	0,00	0,00	300,00
2023	2119,75	4000,00	8721,14	1421,21	4109,55	0,00	256,90	600,00
2024	4079,75	5000,00	12184,33	1421,21	7248,53	0,00	787,30	900,00
2025	5382,25	6000,00	15647,52	1421,21	11418,59	0,00	787,30	1200,00
2026	6829,25	7170,87	19110,71	1466,39	11581,24	0,00	2630,90	1500,00
Total	6829,25	7170,87	19110,71	1466,39	11581,24	0,00	2630,90	1500,00

Tabela 14: Montante em MW da Expansão com Penalidade de US\$25 – Elaboração Própria

O montante de energia solar permanece semelhante nos dois casos e também no cenário A porque existe uma restrição de expansão mínima de fotovoltaica de 1000 MW anuais estabelecida pelo PDE2026. Segundo ele, uma das premissas é a indicação de expansão uniforme da solar fotovoltaica de no mínimo 1.000 MW/ano a partir de 2021 (EPE, 2017). O fato do montante não ter aumentado tanto em relação ao mínimo obrigatório significa que o modelo optou por expandir apenas um pouco no final de 2026 porque a fonte ainda possui um preço elevado.

Já o aumento da fonte eólica sem proporcional diminuição das usinas termelétricas indica que a necessidade de construção das mesmas se mantém, mesmo que não sejam utilizadas, como forma de garantir o atendimento à demanda máxima instantânea (demanda de ponta do sistema) em casos de necessidade. Percebe-se que o modelo optou por investir basicamente em UTE's a gás natural em regime de ciclo aberto, em detrimento do ciclo combinado, justamente por sua contribuição para a ponta. Além disso, é possível observar também que as fonte eólica e biomassa são aquelas que possuem o maior custo-benefício quando se analisa os seus custos e as emissões de CO_{2eq}, tendo sua participação na expansão aumentada. Adotando-se a penalidade de US\$25,00/tCO_{2eq} é possível observar uma maior expansão da eólica.

O Gráfico 5 faz uma comparação das expansões para as fontes abordadas acima no último ano do horizonte de planejamento do PDE (2026) entre o cenário base e o cenário com a adição da penalidade, separando as colunas pelo resultado do modelo com a adição da penalidade de US\$20,00 e a de US\$25,00.

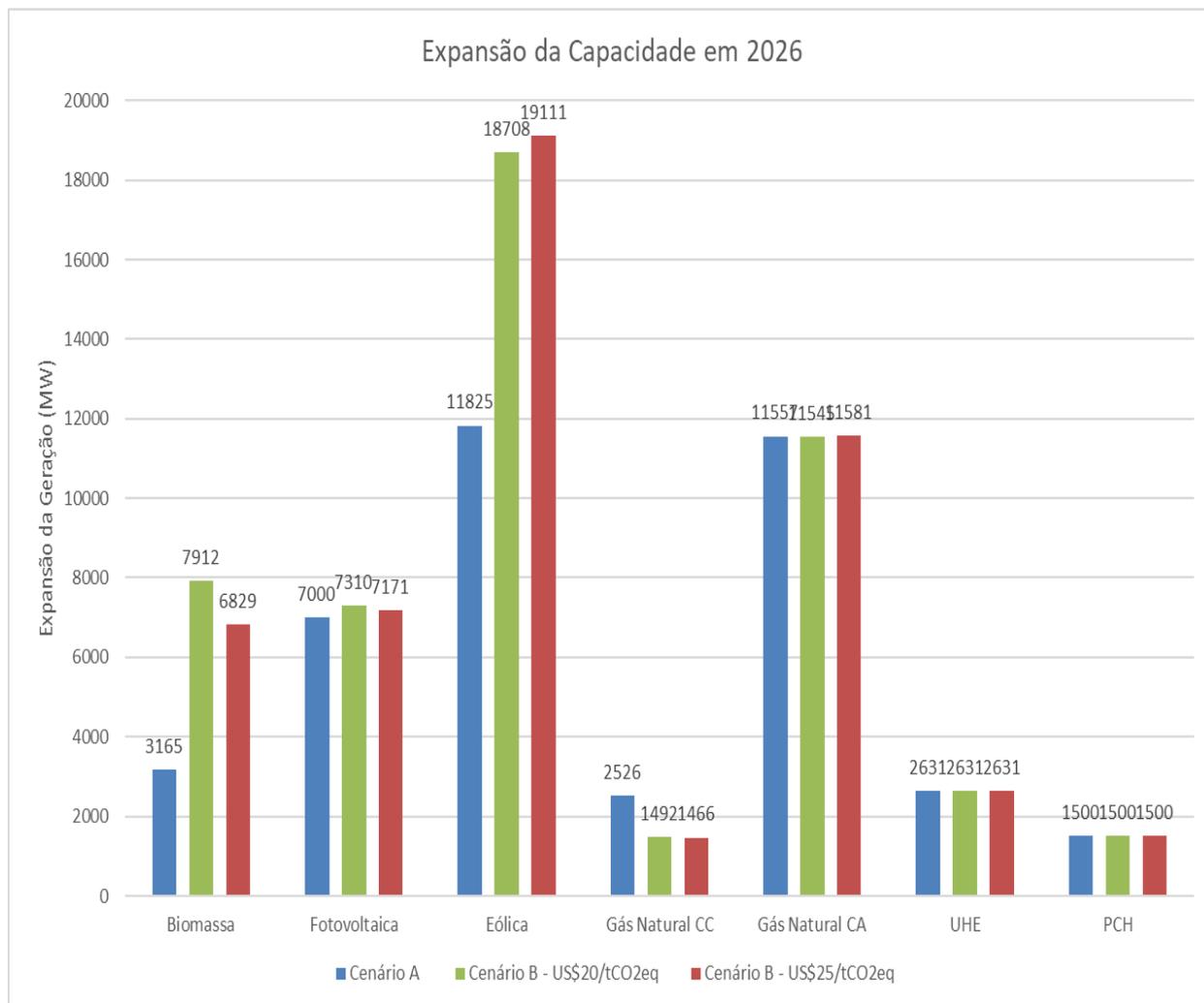


Gráfico 5: Montante de expansão das fontes nos cenários A e B em 2026 – Elaboração Própria

É importante também avaliar a redução nas emissões proporcionada pela aplicação da penalidade. Considerando que o PDE2026 não apresenta as emissões totais da expansão proposta pelo cenário base, as emissões de todos os casos, tanto do cenário A quanto dos que apresentam as penalidades, foram calculadas a partir da execução do MDI utilizando as informações fornecidas pela resposta da EPE encontrada no Anexo 1. O modelo apresenta uma variável que define a emissão em cada período, sendo possível extrair essa informação. A tabela 15 resume as emissões anuais em MtCO₂eq pela queima de combustíveis fósseis para a produção de eletricidade nos casos em questão.

Emissões em MtCO2eq			
Ano	Cenário A	Cenário B - US\$20	Cenário B - US\$25
2022	44,36	10,41	10,24
2023	16,30	14,98	14,72
2024	9,01	8,99	8,89
2025	9,74	8,88	8,78
2026	17,36	15,67	15,42
TOTAL	96,76	58,93	58,06

Tabela 15: Emissões de GEE anuais para os Cenários A e B – Elaboração Própria

O gráfico 6 mostra as informações contidas na tabela como forma de facilitar a visualização. A partir dele é possível perceber que existe uma queda acentuada em relação ao ano de 2022, mas os outros anos não apresentam uma disparidade tão exorbitante, apesar de relevante. Ainda, a diferença na emissão pelo aumento de US\$5,00 na penalidade também não é muito significativa.

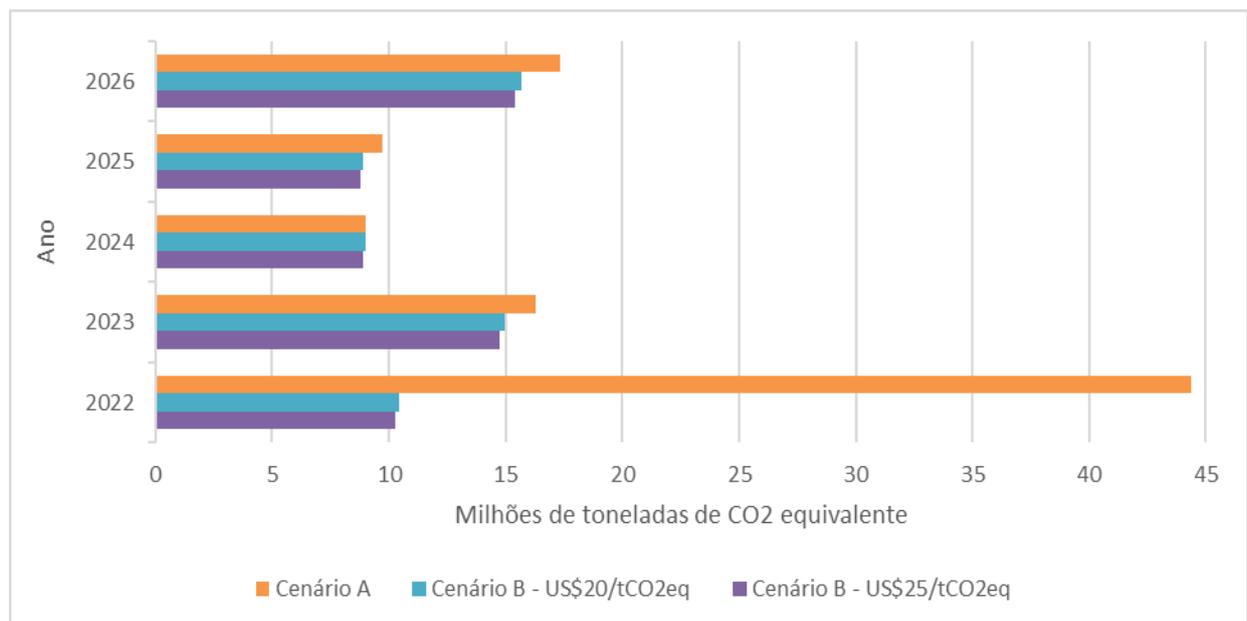


Gráfico 6: Montante de emissões de GEE nos cenários A e B – Elaboração Própria

Em relação as UHE's e PCH's, nesse cenário a expansão ocorre com nenhuma variação em relação à expansão do cenário A. O montante expandido para ambos os tipos de usina é o mesmo que no cenário A, variando apenas as datas de entrada das usinas, tanto para a implementação da penalidade de US\$20,00 quanto para a de US\$25,00. Em ambos os casos, as expansões das UHE's e das PCH's foram exatamente as mesmas. As tabelas 16 e 17 apresentam, respectivamente, as datas de

entrada dessas usinas no sistema de acordo com o modelo junto do total de potência injetado no sistema pela inclusão dessas usinas para o cenário B.

Data	UHE	Potência (MW)
01/06/2023	APERTADOS	138,90
01/06/2023	TELEM BORBA	118,00
01/09/2024	ERCILANDIA	87,00
01/09/2024	FOZ PIQUIRI	93,30
01/11/2024	TABAJARA	350,10
01/07/2026	BEM QUERER	708,50
01/11/2026	CASTANHEIRA	140,00
01/11/2026	ITAPIRANGA	724,50
01/11/2026	MARANHAO BAI	125,10
01/11/2026	P GALEANO	81,00
01/11/2026	SAO MIGUEL	64,50
Total		2630,9

Data	Potência PCH (MW)
01/10/2022	100,00
01/10/2022	100,00
01/10/2022	100,00
01/06/2023	100,00
01/06/2023	100,00
01/06/2023	100,00
01/09/2024	100,00
01/09/2024	100,00
01/09/2024	100,00
01/06/2025	100,00
01/06/2025	100,00
01/06/2025	100,00
01/11/2026	100,00
01/11/2026	100,00
01/11/2026	100,00
Total	1500,00

Tabelas 16 e 17: Expansão das UHE's e PCH's para o Cenário B – Elaboração Própria

4.2 Cenário C: Com a Inclusão de Limite de Emissões

Já para o cenário C o modelo foi executado incluindo o limite máximo anual de emissões de CO_{2eq} seguindo o cálculo explicado no capítulo anterior. A tabela apresentada a seguir (Tabela 18) mostra a expansão definida pelo modelo para este cenário com limite de emissões em termos de MW para cada fonte.

Cenário C: Emissões Limitadas								
Ano	Biomassa	Solar	Eólica	Gás Natural CC	Gás Natural CA	Carvão	UHE	PCH
2022	1078,80	3000,00	5154,95	0,00	2273,47	0,00	0,00	300,00
2023	3186,65	4000,00	9309,91	1421,21	3917,54	0,00	343,90	600,00
2024	4827,20	5000,00	11387,38	1421,21	7409,61	0,00	787,30	900,00
2025	6413,80	6000,00	13464,86	1421,21	11795,86	0,00	787,30	1200,00
2026	8054,35	7000,00	15542,34	1910,56	11795,86	0,00	2630,90	1500,00
Total	8054,35	7000,00	15542,34	1910,56	11795,86	0,00	2630,90	1500,00

Tabela 18: Montante em MW da Expansão com Limite de Emissões – Elaboração Própria

Comparando o resultado da expansão do cenário C com a expansão do cenário A (caso de referência do PDE2026), nota-se também um aumento das fontes biomassa e eólica no cenário com implementação do limite de emissões de CO_{2eq}, assim como ocorreu no cenário B. Além disso, mais uma vez esse aumento das fontes renováveis é acompanhado de uma expansão significativa das usinas termelétricas a gás natural como forma de garantir o atendimento à demanda máxima instantânea. No entanto, percebe-se que o aumento da expansão da fonte eólica para o cenário com limitação de emissões não é tão expressivo quanto no cenário B, embora a expansão de biomassa tenha sido maior.

O gráfico 7 traz uma comparação dos resultados do modelo para os cenários A, B (penalidade de US\$25,00/tCO_{2eq}) e C ao explicitar o montante expandido até o último ano do horizonte de planejamento do PDE2026. A partir dele é possível observar graficamente o que foi exposto acima e também apontar que o cenário B apresenta uma expansão ligeiramente menor de termelétricas, contando tanto as usinas a Gás Natural quanto a biomassa, possivelmente indicando que a implementação de uma penalidade monetária de US\$25/tCO_{2eq} é mais vantajosa para atingir o objetivo de redução de emissões do que a definição do limite máximo anual de emissões de CO_{2eq} estabelecido para o cenário C.

O gráfico 7 também mostra que o cenário C apresenta o mesmo montante expandido de hidrelétrica que os cenários A e B. Tanto a inclusão da penalidade quanto a definição de um limite para o volume de emissões não alteraram a expansão de hidrelétricas em relação ao cenário A, indicando que essa fonte não apresenta

grandes variações ao se aplicar medidas na redução das emissões de GEE's na forma como o modelo foi criado (contabilizando apenas as emissões por queima de combustíveis fósseis). Isso pode ser explicado pelo fato das UHE's e PCH's serem despacháveis e terem um baixo custo de operação, além de serem tratadas como variáveis inteiras pelo modelo, o que significa que não existe a possibilidade de expansão parcial dessas usinas para acrescentar apenas uma parcela de sua potência no sistema.

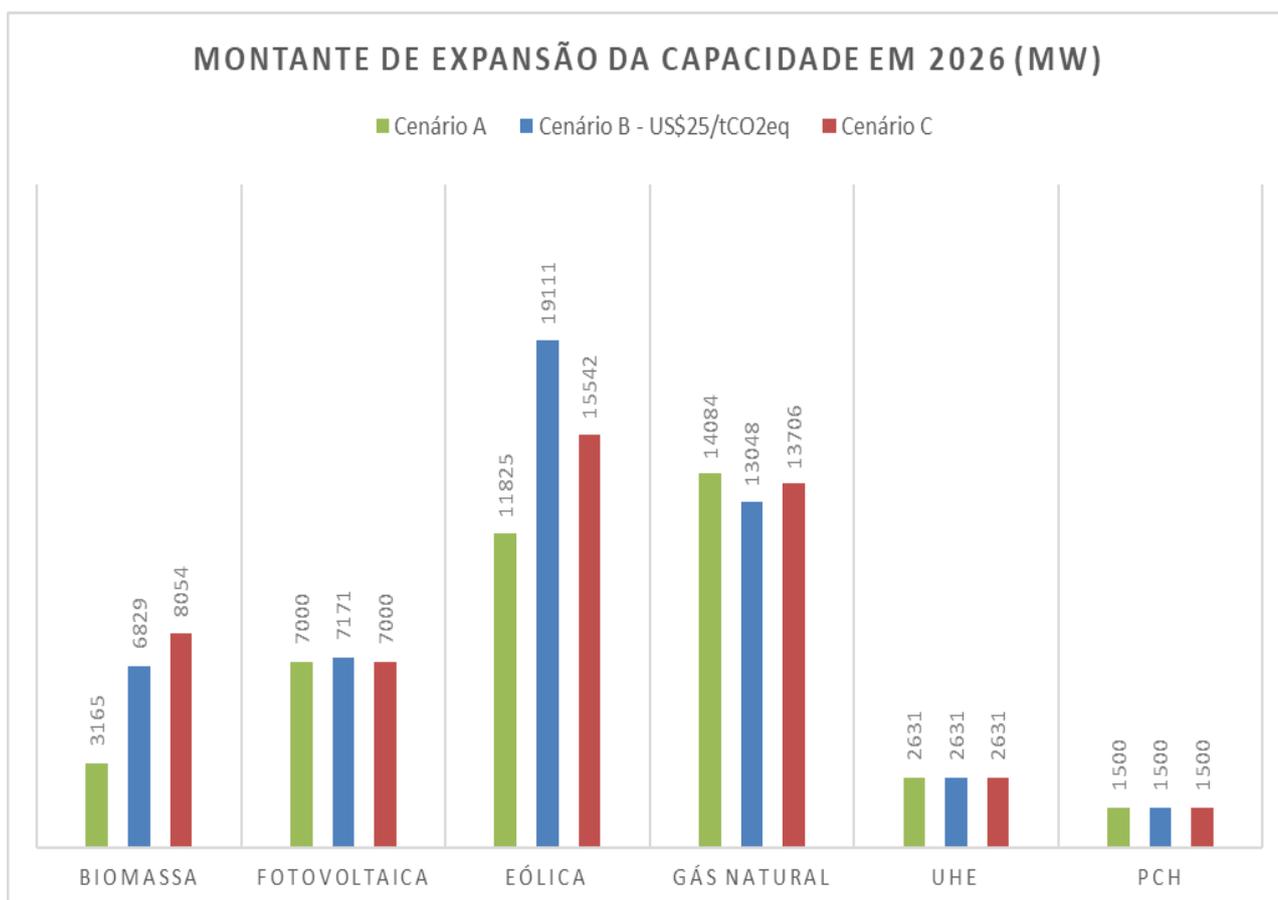


Gráfico 7: Montante de expansão das fontes nos cenários A, B e C em 2026 – Elaboração Própria

Interessante observar que entre o cenário C e B, há uma pequena retração da capacidade de biomassa a ser instalada frente a uma significativa expansão da eólica. Por ser uma fonte térmica controlável, a biomassa possui um fator de capacidade próximo a 100%, uma vez que o seu CVU é muito baixo. Ao mesmo tempo o fator de capacidade de uma eólica gira em torno de 35%. Logo, a diferença de 1.255MW de biomassa entre os cenários B – US\$25/tCO₂eq e C equivale, em termos de contribuição de energia, a 3.500MW de eólica (35% de 3500MW = 1255MW), valor muito próximo dos 3.569MW de diferença na expansão da fonte eólica entre ambos os cenários. Isso

pode indicar que o modelo foi indiferente quanto a escolha de biomassa ou eólica neste caso.

Para verificar se o cenário B com uma penalidade de US\$25/tCO_{2eq} é realmente mais vantajoso em termos de redução de emissões do que o cenário C, também foi feita uma análise do volume total de emissões de CO_{2eq} da mesma forma que no cenário B. A tabela 19 resume as emissões anuais em MtCO_{2eq} para os casos em questão no horizonte de planejamento do PDE2026.

Emissões em MtCO _{2eq}			
Ano	Cenário A	Cenário B - US\$25	Cenário C
2022	44,36	10,24	17,08
2023	16,30	14,72	13,70
2024	9,01	8,89	9,13
2025	9,74	8,78	8,36
2026	17,36	15,42	14,33
TOTAL	96,76	58,06	62,59

Tabela 19: Emissões de GEE anuais para os Cenários A, B e C – Elaboração Própria

O Gráfico 8 mostra as informações contidas na tabela anterior. A partir dele é possível perceber que existe uma queda acentuada em relação ao ano de 2022 em ambos os cenários alternativos, mas novamente os outros anos não apresentam uma disparidade tão exorbitante em nenhum dos casos. Comparando o cenário B com C, percebe-se que em alguns anos a emissão total do cenário B ultrapassa a do cenário C, no entanto, o montante de emissões no final do horizonte de planejamento permanece maior no cenário C devido a diferença existente entre ambos os cenários em 2022, como é possível observar pelo gráfico.

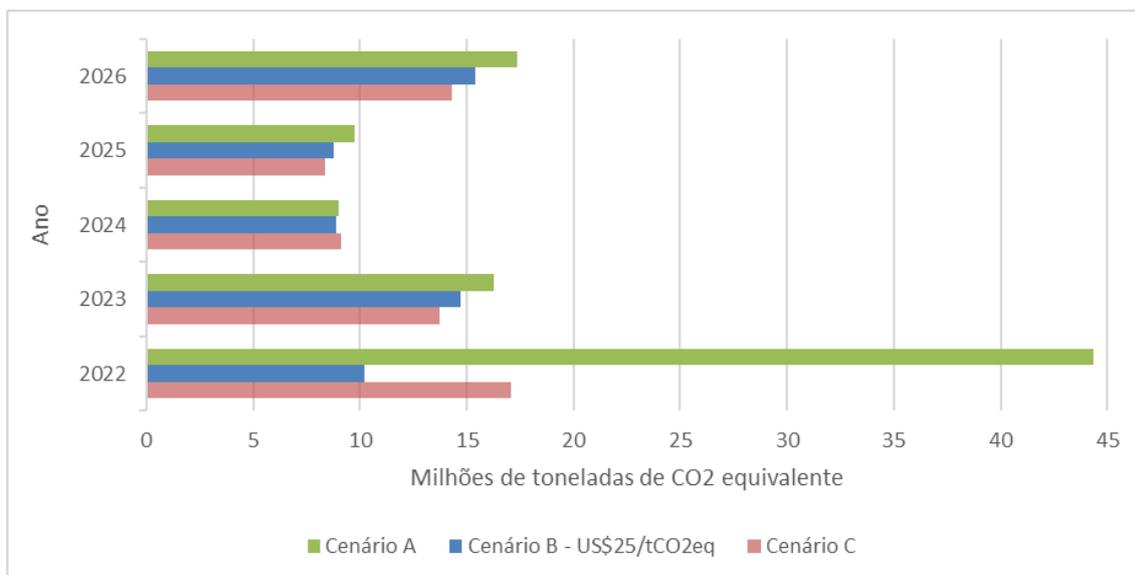


Gráfico 8: Montante de emissões de GEE nos cenários A, B e C – Elaboração Própria

Como já mencionado anteriormente, a expansão para UHE's e PCH's no cenário C também ocorre sem variações em relação à expansão do Cenário A. Mais uma vez, apenas a ordem e a data de entrada das usinas são diferentes. As tabelas 20 e 21 mostram, respectivamente, as datas de entrada dessas usinas no sistema de acordo com o resultado do modelo junto do total de potência injetado no sistema para o Cenário C devido à inserção dessas usinas.

Data	Usina	Potência (MW)
01/06/2023	TELEM BORBA	118,00
01/08/2023	APERTADOS	138,90
01/08/2023	ERCILANDIA	87,00
01/09/2024	FOZ PIQUIRI	93,30
01/11/2024	TABAJARA	350,10
01/11/2026	BEM QUERER	708,50
01/11/2026	CASTANHEIRA	140,00
01/11/2026	ITAPIRANGA	724,50
01/11/2026	MARANHAO BAI	125,10
01/11/2026	P GALEANO	81,00
01/11/2026	SAO MIGUEL	64,50
Total		2630,9

Data	Potência (MW)
01/10/2022	100,00
01/10/2022	100,00
01/10/2022	100,00
01/08/2023	100,00
01/08/2023	100,00
01/08/2023	100,00
01/08/2023	100,00
01/09/2024	100,00
01/09/2024	100,00
01/09/2024	100,00
01/06/2025	100,00
01/06/2025	100,00
01/06/2025	100,00
01/11/2026	100,00
01/11/2026	100,00
01/11/2026	100,00
Total	1500,00

Tabelas 20 e 21: Expansão das UHE's e PCH's para o Cenário C – Elaboração Própria

Por fim, na Tabela 22, são apresentados o somatório dos custos de expansão (investimento) e de operação para cada um dos cenários. Nota-se que o cenário A (expansão base do PDE2026) custa cerca de 204 bilhões de reais, entre operação e custo de expansão dentro do horizonte de planejamento. O cenário mais caro, cenário B US\$25/tCO_{2eq}, eleva o custo em 5,32%, ao mesmo tempo em que permite uma redução total de aproximadamente 39 MtCO_{2eq} em relação ao cenário A no final do horizonte de planejamento.

	CUSTO TOTAL EM BILHÕES		CUSTO ADICIONAL EM RELAÇÃO AO PDE 2026
PDE 2026	R\$	204.24	
CENÁRIO B - US\$ 20	R\$	212.11	3.86%
CENÁRIO B - US\$ 25	R\$	215.11	5.32%
CENÁRIO C - LIMITE DE EMISSÃO	R\$	208.65	2.16%

Tabela 22: Comparação de Custos das Expansões – Elaboração Própria

5. Conclusões e Recomendações

No contexto de mudanças no panorama mundial de geração elétrica, que enxerga nas fontes renováveis uma opção menos poluente e mais sustentável em longo prazo, o Brasil possui grande vantagem competitiva, devido ao alto grau de fontes renováveis na matriz com potencial de aumento. Nosso maior desafio é atender à crescente demanda por eletricidade ao mesmo tempo em que mantemos nossa matriz majoritariamente renovável.

Neste trabalho foram apresentadas alternativas para a expansão do Setor Elétrico Brasileiro que minimizam a emissão de gases de efeito estufa. Além disso foi quantificado o custo para a sociedade de tal redução.

A partir dos resultados apresentados, é possível concluir que a inserção de parâmetros ambientais relacionados a GEE no planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro é pertinente pois efetivamente gera alterações nos resultados antes baseados apenas em parâmetros técnicos e econômicos. Sendo assim, é interessante que se estude de forma mais aprofundada quais outros parâmetros ambientais influenciam nas decisões acerca do planejamento da expansão da geração e quais deles são os mais importantes, de forma a tornar os modelos que tratam desse problema mais condizentes com a proposta do país de seguir rumo a um desenvolvimento mais sustentável.

Neste trabalho, apenas a emissão de GEE em relação à queima de combustíveis fósseis na geração elétrica foi considerada. A partir da inclusão desse parâmetro no problema de expansão, percebe-se que o modelo optou por uma maior expansão das fontes eólica e biomassa quando se compara os resultados obtidos pelos cenários criados com a solução apresentada no PDE2026. No entanto, observa-se também que o total de expansão termelétrica a gás natural presente no cenário de referência do PDE2026 não é tão discrepante em relação aos cenários criados para essa análise. Isso é explicado pelo fato do sistema precisar de usinas que gerem energia facilmente despachável para cumprir o atendimento à demanda máxima instantânea. Sendo assim, o modelo indica que a geração de energia elétrica a partir das fontes eólica e biomassa é preferível, mas termelétricas a gás natural precisam ser construídas e estarem disponíveis em caso de necessidade. Além disso, é interessante destacar que, em termos de hidroeletricidade, o modelo optou pelo mesmo total de potência expandida ao final do horizonte para todos os cenários, variando apenas as decisões

anuais de quais usinas hidrelétricas devem entrar no sistema e em quais datas, ou seja, variando apenas a ordem de entrada das usinas hidrelétricas.

A diferença no volume total de emissões de GEE entre os cenários indica que a preferência pela geração de energia elétrica a partir das usinas eólicas e de biomassa, em detrimento das usinas a gás natural, é capaz de promover uma redução significativa nas emissões, sendo a implementação de uma penalidade monetária de US\$25,00/tCO_{2eq} a solução que mais reduziria as emissões totais de GEE ao final do horizonte de planejamento dentre os cenários criados. No entanto, para tal resultado ser validado, é necessário um estudo mais abrangente que considere as emissões presentes em todo o ciclo de vida das fontes mencionadas, não somente as emissões diretas pela queima de combustíveis fósseis. Além disso, a crescente redução no custo de investimento de usinas solares fotovoltaicas também pode impactar o resultado em trabalhos futuros.

Por fim, recomenda-se a realização de estudos mais abrangentes a partir da inserção de outros tipos de parâmetros ambientais e da definição de limites de emissão mais restritivos, de forma a representar de fato a redução proposta no compromisso brasileiro com o Acordo de Paris. Além disso, recomenda-se também fazer uma análise para se descobrir o valor ótimo de penalidade monetária que deve ser aplicado quando se deseja reduzir as emissões de GEE até um volume máximo anual estabelecido.

Referências Bibliográficas

- IEA - AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, 2015. *Energy and Climate Change*. Paris, France.
- IEA - AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, 2016. *Energy, Climate Change and Environment 2016 Insights*. Paris, France.
- IEA - AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, 2017. *CO2 Emissions from Fuel Combustion 2017 - Highlights*. Paris, France.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008a. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 3a Edição*. Brasília, Brasil.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008b. *Fatores de Conversão*. Brasília, Brasil.
- ALVES, L.A.; UTURBEY, W., 2010, "Environmental Degradation Costs in Electricity Generation: The Case of the Brazilian Electrical Matrix". *Energy Policy*, v. 38.
- AQUINO, R.R.B.; TORRES, G.L.; LIRA, M.M.S., SIMONI, V.R.; SILVA, J.B.; GOUVEIA, H.T.V.; NETO, O.N., 2016, "Despacho Hidrotérmico-Eólico ótimo por Método de Pontos Interiores".
- DUCHARME, C., 2012, *Modelagem e Otimização do Programa de Manutenção de Transformadores de Potência*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018. "27º Leilão de Energia Nova contrata projetos renováveis com menores preços da história" Disponível em: <<https://bit.ly/2BZLx3c>>. Acessado em: 5 Junho 2018.
- CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA ELETROBRAS, 2001. "Atlas do Potencial Eólico Brasileiro". Brasília, Brasil.
- CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA ELETROBRAS, 2013. "Projeto NEWAVE - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - Manual do Usuário". Rio de Janeiro, Brasil.

- CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA ELETROBRAS, 2017. **"Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Simulações 2013"**. Rio de Janeiro, Brasil. 1ª Edição.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília, Brasil.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016. **O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas : Produção e Uso de Energia**. Brasília, Brasil.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília, Brasil.
- EUROPEAN COMMISSION EXTERNE, 2005. **ExternE - Externalities of Energy Methodology 2005 Update**.
- GANDELMAN, D. A., 2015, **Uma Metodologia Para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas**. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- GEORGAKELLOS, D. A., 2010, **"Impact of a Possible Environmental Externalities Internalisation on Energy Prices: The Case of the Greenhouse Gases from the Greek Electricity Sector"**. *Energy Economics*, v. 32.
- GWEC - GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2016. **Global Wind Report 2015**.
- HILLIER, F.S.; LIEBERMAN, G. J., 2013. **Introdução à Pesquisa Operacional**. 9ª. Edição, AMGH Editora Ltda. Porto Alegre, Brasil.
- INPE - INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2017. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição**. São José dos Campos, São Paulo - Brasil.
- IPCC - INTERNATIONAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2009. **IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**.
- IPCC - INTERNATIONAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2014. **Fifth Assessment Report - Chapter 1**.

- JONG, P.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. A., 2015, "**Economic and Environmental Analysis of Electricity Generation Technologies in Brazil**". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 52.
- LISBOA, M.L., *et al.* 2003, "**MELP - Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos**". In: *V Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade*. São Pedro, SP, Brasil.
- MACEIRA, M. E. P., PENNA, D. D. J., DAMÁZIO, J. M., 2006, "**Geração de Cenários Sintéticos de Energia e Vazão para o Planejamento da Operação Energética**". In: *CADERNOS DO IME – Série Estatística - UERJ*, v. 21.
- MACHADO JÚNIOR, Z.S., 2000, "**Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento**". Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2014. **Plano Nacional de Eficiência Energética**. Brasília, Brasil.
- MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2017a. **Resenha Energética Brasileira**. Brasília, Brasil.
- MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2017b. **Capacidade Instalada de Geração Elétrica Brasil e Mundo (2016)**. Brasília, Brasil.
- MMA - MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2015a, "**Fundamentos para a Elaboração da Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC) do Brasil no Contexto do Acordo de Paris sob a UNFCCC**". *Acordo de Paris. Convenção da ONU sobre Mudança do Climáticas*.
- MMA - MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2015b, "**Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas**". *Acordo de Paris. Convenção da ONU sobre Mudança do Climáticas*.
- MORAES, R.A., 2016, "**Despacho Eólico Hidrotérmico para Horizonte de Curto Prazo**". Dissertação de M.Sc., PPGEE/UFPR, Curitiba, PR, Brasil.

- NOGUEIRA, L. P. P., 2011, ***Estado Atual e Perspectivas Futuras para a Indústria Eólica no Brasil***. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- OLIVEIRA, A.P.M., FUGANHOLI, N.S., CUNHA, P.H.S., BARELLI, V.A., BUNEL, M.P.M., NOVAZZI, L.F., 2018, "Análise Técnica e Econômica de Fontes de Energia Renováveis". In: *The Journal of Engineering and Exact Sciences*, v. 04.
- PINTO JR., H. Q., 2007, ***Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial***. 5a Edição. Elsevier, Rio de Janeiro, Brasil.
- REN21, 2015. ***Renewables 2015 Global Status Report***. Paris, France.
- SANTOS, H. L., 2008, ***Inserção dos Custos Ambientais Em Um Modelo de Expansão Da Geração A Longo Prazo***. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- SOUZA, M.C.O., CORAZZA, R.I., 2017, "Do Protocolo Kyoto ao Acordo de Paris: Uma Análise das Mudanças no Regime Climático Global a Partir do Estudo da Evolução de Perfis de Emissões de Gases de Efeito Estufa". In: *Desenvolvimento e Meio Ambiente – UFPR*, v. 42.
- SPADARO, J. V., RABL, A., 1998. ***External Costs of Energy: Application of the ExterneE Methodology in France***. Paris, France.
- TOLMASQUIM, M. T., 2015, ***Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro***. 2ª Edição. EPE, Rio de Janeiro, Brasil.
- TOLMASQUIM, M. T., 2016a, ***Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica***. EPE, Rio de Janeiro, Brasil.
- TOLMASQUIM, M. T., 2016b, ***Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear***. EPE, Rio de Janeiro, Brasil.

ANEXO 1 – Pedido à EPE com Base na Lei de Acesso à Informação

PEDIDO 1

Perguntas:

- 1) Emissão de CO₂ por MWh (ou MW instalado), de cada fonte utilizada no PDE 2026, que embasou os resultados obtidos no capítulo X – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL?
- 2) Na construção das usinas são consideradas as emissões de gás carbônico no processo de construção da usina, e no processo de fabricação dos componentes encomendados, nas análises do PDE?

Resposta:

Prezado Senhor,

1) Emissão de CO₂ por MWh (ou MW instalado), de cada fonte utilizada no PDE 2026, que embasou os resultados obtidos no capítulo X ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL?

Resposta: A estimativa futura das emissões de gases de efeito estufa do PDE segue rigorosamente a metodologia recomendada pelo IPCC para inventários nacionais de emissões. Os resultados apresentados no Capítulo X – Análise Socioambiental – contemplam todo o consumo final energético do país, em todos os subsetores da economia (transporte, indústria, agropecuário, residencial, comercial e público - conforme alocação do Balanço energético nacional - BEN) e também na produção (p.ex, consumo de energia nas plataformas de petróleo e mineração de carvão) e transformação da energia (p.ex: a geração de energia elétrica e consumo de energia nas refinarias). Também são contabilizadas as emissões fugitivas. Especificamente na geração de energia elétrica, as emissões de GEE refletem os resultados da simulação da operação do sistema interligado nacional – SIN, já contando com o cronograma de expansão da geração apresentado no capítulo III – Geração de Energia Elétrica. Ao contrário do que sugere a pergunta, não é utilizado um fator de emissão de CO₂/MWh. Primeiramente, com os resultados da simulação da operação, estima-se o consumo de combustível nas termelétricas e com esse consumo é possível estimar as emissões de GEE utilizando os fatores de emissão (CO₂/tep) apresentados na tabela abaixo. As termelétricas que utilizam combustíveis fósseis no SIN têm como combustíveis: gás natural, carvão mineral, óleo diesel e óleo combustível. Os fatores de emissão utilizados são aqueles propostos pelo Tier 1 da metodologia do IPCC, já convertidos para CO₂/tep, conforme a tabela abaixo: Fatores de Emissão – combustíveis fósseis para geração elétrica (t.GEE/mil tep)

Combustível	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Carvão vapor	3.882	0,042	0,063
Gás natural	2.337	0,042	0,004
Óleo combustível	3.207	0,126	0,025
Óleo diesel	3.070	0,126	0,025

Mais detalhes sobre a metodologia podem ser encontrados no Anexo da NT – O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia.

2) Na construção das usinas são consideradas as emissões de gás carbônico no processo de construção da usina, e no processo de fabricação dos componentes encomendados, nas análises do PDE?

Resposta: Conforme resposta da primeira pergunta, as emissões são calculadas para toda a matriz energética do país, e dessa forma, a análise contempla as emissões

devido à queima de combustíveis fósseis dos diferentes subsetores industriais tais como ferro-gusa e aço, cimento, química etc., bem como todos os demais setores da economia. O nível de detalhamento desejado nesse tipo de plano não permite calcular as emissões específicas do ciclo de vida de cada projeto de geração individualmente. Por outro lado, ao analisar as emissões de toda a matriz energética futura, espera-se que todos os processos e materiais necessários para a expansão estejam contemplados nos resultados apresentados no Capítulo X – Análises Socioambientais – do PDE.

Atenciosamente,

Serviço de Informações ao Cidadão - SIC Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Prazo para interposição do recurso de 1ª instância: 10 dias.

PEDIDO 2

Pedido:

De forma a dar publicidade e transparência ao processo de cálculo do CME utilizando o modelo matemático apresentado em Nota Técnica da EPE “MDI”, alguns parâmetros (dados) não são encontrados em nenhum documento referente ao PDE 2026, ou NTs de CME e MDI. Para replicar os resultados de CME e expansão da EPE, utilizando a modelagem matemática descrita, solicito:

1 - As séries de energia de cada usina no horizonte de planejamento (UHE Existente, Projetos de UHE, todas as usinas existentes, todos os projetos de todas as fontes (UFV, EOL, BIOMASSA, etc). Enviar os dados para cada série.

2 - Os dados de limite de intercâmbio durante todo o horizonte (contratados).

3 - Os projetos de expansão contratados detalhados.

Resposta:

Prezado Sr,

Em atenção à sua solicitação, apresentamos as seguintes respostas, seguindo a numeração das perguntas formuladas:

1) Informação apresentada em arquivo anexo. Vale ressaltar que no atendimento à ponta, representamos, nessa versão do MDI, os fatores de ponta das UHE equalizados por subsistema e que para as PCH e Biomassa a contribuição de ponta é a mesma que os valores adotados para a contribuição de energia. As UTE são apresentadas pela sua potência disponível ($Cap. Instalada \times (1 - Teif) \times (1 - IP)$). Todas essas informações estão descritas no Relatório e Notas Técnicas.

2) Os limites de intercâmbio podem ser obtidos no arquivo sistemas.dat do deck do Newave, para a expansão de referência. Esse deck foi disponibilizado com o relatório para a consulta pública.

3) Os projetos contratados podem ser identificados nos arquivos anexos ou no deck do Newave, pela data de entrada.

Atenciosamente,

Serviço de Informações ao Cidadão - SIC Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Prazo para interposição do recurso de 1ª instância: 10 dias.

OBS: O arquivo enviado pela EPE com as séries de energia propriamente ditas não foi anexado neste trabalho por ser bastante extenso.