

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

THIAGO SENATORE MORILA

DIVERSIFICAÇÃO E SEGURANÇA DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA BASEADA
EM RECURSOS RENOVÁVEIS EM FUNÇÃO DE CUSTOS E DEMANDA

São Mateus

2021

THIAGO SENATORE MORILA

DIVERSIFICAÇÃO E SEGURANÇA DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA BASEADA
EM RECURSOS RENOVÁVEIS EM FUNÇÃO DE CUSTOS E DEMANDA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Daniel da Cunha Ribeiro

São Mateus

2021

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

M857s Morila, Thiago Senatore, 1995-
Segurança e diversificação da matriz elétrica brasileira baseada em recursos renováveis com foco nos custos e demanda / Thiago Senatore Morila. - 2021.
123 f. : il.

Orientador: Ribeiro Daniel da Cunha.
Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Universitário Norte do Espírito Santo.

1. Energia elétrica - Produção. 2. Energia - Fontes alternativas. I. Daniel da Cunha, Ribeiro. II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Universitário Norte do Espírito Santo. III. Título.

CDU: 620.9

THIAGO SENATORE MORILA

**DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA BASEADA
EM RECURSOS RENOVÁVEIS COM FOCO NOS CUSTOS E
DEMANDA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Energia.

Aprovada em 29 de julho de 2021.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Daniel da Cunha Ribeiro
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof^a. Dr^a. Gisele de Lorena Diniz
Chaves
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof^a. Dr^a. Marielce de Cassia Ribeiro
Tosta
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. Dr. Ednilson Silva Felipe
Universidade Federal do Espírito Santo



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por DANIEL DA CUNHA RIBEIRO - SIAPE 1956013 Departamento de Engenharia e Tecnologia - DET/CEUNES Em 22/09/2021 às 17:16

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/272036?tipoArquivo=O>



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
GISELE DE LORENA DINIZ CHAVES - SIAPE 1717295
Departamento de Engenharia e Tecnologia - DET/CEUNES
Em 23/09/2021 às 14:58

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/272626?tipoArquivo=O>



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
MARIELCE DE CASSIA RIBEIRO TOSTA - SIAPE 1703467
Departamento de Engenharia e Tecnologia - DET/CEUNES
Em 27/09/2021 às 11:15

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/274104?tipoArquivo=O>



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
EDNILSON SILVA FELIPE - SIAPE 2524538
Departamento de Economia - DE/CCJE
Em 27/09/2021 às 11:44

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/274158?tipoArquivo=O>

RESUMO

A energia elétrica é um bem comum necessário para o desenvolvimento da sociedade tendo em vista que toda a tecnologia depende da sua utilização. Nesse contexto, dois importantes parâmetros permitem analisar o setor de geração de energia elétrica: a segurança e a diversidade. A segurança mede a capacidade do sistema de atingir a demanda enquanto a diversidade estuda a participação das diversas fontes de combustíveis na geração total. Estes dois parâmetros serão avaliados em função dos custos envolvidos no uso das seguintes fontes de energia: solar, hidráulica, eólica, biomassa, carvão, óleo combustível, diesel, gás natural e nuclear. Para tal avaliação, é empregada a técnica da Dinâmica de Sistemas (DS) em que as relações entre parâmetros de entrada (capacidade de geração, depreciação, tempo de operação e custos das fontes de energia) e saída (segurança e diversidade) são relacionados por meio de modelos matemáticos e resolvidos com o auxílio do software Vensim PLE 8.1.0. São propostos 20 cenários com dois horizontes diferentes: capacidade de realizar o que é planejado; substituição do gás natural por outra fonte. Os cenários são quantificados pelo custo total de geração de energia, assim como segurança e diversidade do sistema a fim de comparar cada cenário. Para a substituição são propostos cenários em que cada uma das fontes renováveis (solar, eólica, hidrelétrica, biomassa) absorvem o aumento da capacidade do gás natural. Os resultados do modelo mostram que é possível manter níveis próximos ou até melhores de segurança com custos menores em cenários de substituição, como por exemplo considerando o crescimento planejado para o setor, o cenário que substitui o gás por energia solar possui um custo BR\$199,35 enquanto a substituição por energia eólica apresenta um custo BR\$140,27 menor que o previsto. A principal contribuição do trabalho foi implementar uma ferramenta computacional de auxílio à tomada de decisões sobre a questão do aumento da utilização de termelétricas.

Palavras-chave: dinâmica de sistemas, energia de fontes renováveis, planejamento energético, custos de geração de energia.

ABSTRACT

Electric energy is a common good necessary for the development of society, as all technology depends on its use. In this context, two important parameters allow analyzing the electric power generation sector: safety and diversity. Safety measures the system's ability to meet demand while diversity studies the participation of different fuel sources in total generation. These two parameters will be evaluated according to the costs involved in using the following energy sources: solar, hydraulic, wind, biomass, coal, fuel oil, diesel, natural and nuclear gas. For this evaluation, the System Dynamics (SD) technique will be used where the relationships between input parameters (generation capacity, depreciation, operating time and costs of energy sources) and output (safety and diversity) are related through mathematical models and solved with the aid of the Vensim PLE 8.1.0 software. 20 Scenarios are proposed with two different horizons: ability to accomplish what is planned; replacement of natural gas by another source. Being quantified by the total cost of energy generation as well as security and diversity of the system in order to compare each scenario. For the replacement scenarios are proposed in which each of the renewable sources (solar, wind, hydroelectric, biomass) absorb the increase in the capacity of natural gas. The results of the model show that it is possible to maintain near or even better levels of safety with lower costs in substitution scenarios, for example considering the planned growth for the sector, the scenario that substitutes gas for solar energy has a cost of BR \$ 199.35 while replacing with wind energy costs BR \$ 140.27 less than expected. The main contribution of the work was to implement a computational tool to aid decision making on the issue of increasing the use of thermoelectric plants.

Keywords: systems dynamics, energy from renewable sources, energy planning, energy generation costs.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Publicações com energia e recursos renováveis nos últimos 10 anos	18
Figura 2 - Diagrama de causa e efeito do setor de energia genérico para qualquer país	31
Figura 3 - Diagrama de causa e efeito do papel da energia renovável para a SSE na Finlândia	39
Figura 4 - Fluxograma de informações da dissertação	45
Figura 5 - Diagrama de causa e efeito preliminar do mercado de eletricidade brasileiro	47
Figura 6a - Diagrama de estoque e fluxo dos impactos do crescimento da utilização de termelétricas na SSE no Brasil	49
Figura 6b - Diagrama de estoque e fluxo dos impactos do crescimento da utilização de termelétricas na SSE no Brasil (continuação)	50
Figura 7 - Diagrama dos custos de energia no Brasil	60
Figura 8 - Custo unitário de geração hidrelétrica de 2010 a 2016	66
Figura 9 - Teste de reprodução comportamental para as políticas hidrelétricas de 2010 a 2019	73
Figura 10 - Demanda por energia elétrica no Brasil entre 2022 e 2031	74
Figura 11 - Segurança no cenário estagnado	76
Figura 12 - Diversidade no cenário estagnado	77
Figura 13 - Custo total no cenário estagnado	78
Figura 14 - Geração no cenário pessimista	79
Figura 15 - Segurança no cenário pessimista	81
Figura 16 - Diversidade no cenário pessimista	82
Figura 17 - Custo total no cenário pessimista	83
Figura 18 - Geração no cenário otimista	84
Figura 19 - Segurança no cenário otimista	86
Figura 20 - Diversidade no cenário otimista	87
Figura 21 - Custo total no cenário otimista	88
Figura 22 - Geração no cenário baseado no passado	89
Figura 23 - Segurança no cenário baseado no passado	91
Figura 24 - Diversidade no cenário baseado no passado	92
Figura 25 - Custo total no cenário baseado no passado	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais artigos com as palavras-chave “energy”, “security” e “diversification”	19
Tabela 2 – Principais artigos com as palavras-chave “energy”, “costs” e “generation”	23
Tabela 3 – Principais artigos com as palavras-chave “energy”, “demand” e “projection”	25
Tabela 4 – Principais artigos com as palavras-chave “energy”, “Brazil” e “regulation”	33
Tabela 5 – Principais artigos com as palavras-chave “energy”, “system dynamics” e “renewable energy resources”	36
Tabela 6 - Tipos de indústria elétrica e seus combustíveis	47
Tabela 7 - Valores de b e c para as políticas energéticas	54
Tabela 8 - Capacidades instaladas e projetadas por fonte - 2020 e 2030	54
Tabela 9 - Vida útil e depreciação por fonte	55
Tabela 10 - Capacidade e geração da fonte hidrelétrica por ano.	56
Tabela 11 - Tempo médio anual de operação por fonte	57
Tabela 12 - Parâmetros da demanda	59
Tabela 13 - Resultados Statistica®	60
Tabela 14 - Custo Variável Unitário e potência por usinas termelétricas em 2019	64
Tabela 15 - Custo de combustível em 2019	64
Tabela 16 - Custo Unitário Total por fonte em 2019	65
Tabela 17 - Valores de α_1 e α_0 para as os custos por fonte	67
Tabela 18 - Atingimento por fonte	69
Tabela 19 - Valores de segurança para diferentes intervalos de tempo	72

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
1.1 OBJETIVO	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1 SEGURANÇA E DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA	19
2.2 CUSTOS	22
2.3 DEMANDA	25
2.4 ESTRUTURA DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA	33
2.5 ANÁLISE DO SETOR DE ENERGIA ATRAVÉS DA DINÂMICA DE SISTEMAS	36
2.6 IMPACTOS DA CRISE SANITÁRIA NA ECONOMIA E NA POPULAÇÃO BRASILEIRA	41
2.7 CONCLUSÕES	44
3. METODOLOGIA	46
3.1 MODELO BASE DE DINÂMICA DE SISTEMAS	49
3.2 CAPACIDADE	52
3.3 DEPRECIAÇÃO	55
3.4 GERAÇÃO E TEMPO MÉDIO DE OPERAÇÃO	56
3.5 SEGURANÇA	57
3.6 DIVERSIDADE	58
3.7 DEMANDA	58
3.8 CUSTOS	61
3.9 TESTES	68
3.10 CENÁRIOS	69
3.10.1 HORIZONTE DO ALCANCE DAS METAS	69
3.10.2 HORIZONTE DA UTILIZAÇÃO DE TERMELÉTRICAS	70
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	72
4.1 TESTE DO MODELO	72
4.2 DEMANDA	75
4.3 CENÁRIO ESTAGNADO	77
4.4 CENÁRIO PESSIMISTA	80
4.5 CENÁRIO OTIMISTA	86
4.6 CENÁRIO BASEADO NO PASSADO	91
4.7 COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS	96

5. CONCLUSÃO	99
REFERÊNCIAS	103
APÊNDICE A	112
APÊNDICE B	118
APÊNDICE C	121

1. INTRODUÇÃO

O Brasil vem aumentando sua capacidade de geração de energia elétrica e alcançou uma produção de 651,3 TWh em 2019 levando em conta centrais de serviço público e autoprodutores. Considerando ainda as importações líquidas de cerca de 25,0 TWh, somadas à geração nacional, garantem a disponibilidade de 676,3 TWh de energia elétrica. A matriz elétrica brasileira possui origem predominantemente renovável, em que cerca de 80,4% da oferta é originada de fontes renováveis, sendo a principal oriunda de fontes hidráulicas com 64,9% enquanto a biomassa participa com 8,4%, eólica com 8,6% e solar com 1,0%. (EPE 2020)

O consumo final foi de 526,2 TWh, sendo que poucos sistemas isolados que não são cobertos pelo sistema interligado estão localizados na parte norte do país, especialmente na região amazônica. Parte do sistema de transmissão está conectado com os sistemas da Argentina, Uruguai e Paraguai. Essas interconexões são usadas em caso de excesso de geração de energia em um país e falta de fornecimento de energia em outro, ou para atender a casos de emergência. (ONS 2019)

A geração de eletricidade, especialmente a partir de combustíveis fósseis, gera impactos ambientais e socioeconômicos. Um dos impactos ambientais é o aumento da geração de gás carbônico que depende de quais os combustíveis utilizados (gás natural, carvão, diesel etc). Além de fatores como poluição, a geração de energia é um bem que deve ser disponível sem pausa, sendo assim necessária a segurança do abastecimento do mesmo, que por sua vez pode depender da necessidade de estoque de combustíveis. (DEL RIO et al 2014)

No contexto do setor elétrico brasileiro o consumo total de energia por ano é o valor utilizado para estimar a demanda por eletricidade, já que os preços são preestabelecidos e não sofrem variações diretas por picos ou quedas da demanda em um momento específico. Apesar de ser encontrada de maneira diferente, a demanda é um parâmetro fundamental no planejamento do setor elétrico, pois caso o consumo

seja maior que a geração ocorre falta de energia (CHAVES & TOSTA *apud* PEREIRA Jr, 2016).

Apesar de a matriz elétrica possuir uma alta participação de fontes renováveis vem ocorrendo um crescimento na utilização das usinas térmicas, localizadas estrategicamente próximas dos principais centros de carga, um fator importante para garantir a segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN). Pois as usinas térmicas são utilizadas em função das variações que ocorrem nas hidrelétricas, devido a períodos de seca, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios, para assegurar o atendimento futuro. Devido a essa necessidade, é previsto que a energia termelétrica de gás natural e gás natural líquido (GNL) cresça de 12.821 MW em 2018 para 17.780 MW em 2023, o que acarreta um aumento na produção de CO₂. (ONS 2019).

O aumento da utilização de gás vem ocorrendo pois a oferta deste produto encontra-se em expansão já que a rede nas áreas de maior consumo está interligada. Mas Akbi et al (2016) sugerem que a substituição por fontes alternativas permite a venda do gás para outros países, sendo possível não apenas diminuir os custos de sua utilização mas sim lucrar com sua venda.

Os motivos do aumento da utilização das termelétricas podem ser observados devido ao fato de que as usinas hidrelétricas causam grandes impactos ao meio ambiente e, portanto, a legislação ambiental tem restringido a construção de grandes reservatórios nas últimas duas décadas. Sendo assim, o crescimento da demanda de eletricidade foi acompanhado por aumentos na capacidade instalada, mas não pelo aumento da capacidade de armazenamento de energia, o que significa que o sistema fica mais vulnerável às oscilações sazonais da energia hidrelétrica devido a secas. No Brasil, tal absorção é realizada principalmente por usinas termelétricas baseadas em fontes fósseis e com maior custo, pois estas operam utilizando combustível enquanto as hidrelétricas não possuem custos com combustíveis (NOGUEIRA et al., 2014).

Tendo em vista as questões que se referem a segurança do abastecimento de energia,

é possível observar que a matriz brasileira apesar de predominantemente renovável pela utilização de usinas hidrelétricas vem apresentando um crescimento da utilização de termelétricas, pois estas são utilizadas para cobrir o déficit de oferta das fontes renováveis como ocorre no período de secas (SILVA et al 2016).

O crescimento da utilização de fontes fósseis vai na contramão do que é difundido atualmente no mundo. Quase todos os Países-membros da União Europeia adotaram regimes de apoio para promover a utilização da eletricidade a partir de fontes de energia renovável (E-FER), corrigir as deficiências do mercado e alcançar o nível desejado de FER. Isso ocorre, pois, a geração de eletricidade, especialmente a partir de combustíveis fósseis gera impactos ambientais e socioeconômicos, que não estão incluídos no preço da eletricidade. Esses impactos são referidos como externalidades (ORTEGA et al 2016).

Devido a busca pela utilização de fontes renováveis é possível observar um crescimento nos estudos sobre o custo de produção de energia elétrica, com o objetivo de orientar políticas públicas para energias alternativas com baixa emissão de CO₂, como é possível observar na revisão bibliográfica. Esses estudos auxiliam na tomada de decisão, e para isso necessitam cada vez mais abranger diversos fatores referentes ao mercado de produção de energia elétrica. É importante notar que a precisão dessas avaliações é fundamental para orientar políticas públicas de energia (AKBI et al 2016).

Portanto, o planejamento energético deve levar em conta os diversos desafios que afetam o setor de energia, sendo eles as mudanças climáticas, a segurança do suprimento de energia e recessão econômica. Nesse contexto, a energia renovável vem demonstrando ser uma importante aliada para combater esses problemas, pois a conversão de um sistema de energia que depende de combustíveis fósseis para um sistema de energia utilizando fontes renováveis permite melhores respostas a impactos principalmente referentes a mudanças climáticas, assim como um portfólio maior de geração de energia reduz as incertezas tanto na segurança quanto a variações econômicas. Deste modo, a identificação do potencial de energia renovável é uma área

de interesse essencial para o planejamento a longo do prazo do setor (LUND e MATHIESEN 2010).

Um elemento crucial para permitir uma maior penetração de fontes renováveis é a capacidade de obter análises técnicas coerentes sobre a forma de implementação da energia renovável e quais os seus efeitos em outras partes do sistema energético. Tais análises se beneficiam de ferramentas computacionais que permitam estimar os impactos, assim como os resultados levando em conta os três fatores já citados, como as mudanças climáticas, a segurança do suprimento de energia e os impactos econômicos. Portanto, quanto mais bem detalhadas as variáveis, assim como os fatores que interferem, melhor será o modelo final (CONNOLLY et al, 2010).

Um método utilizado para auxiliar na tomada de decisões é o da dinâmica de sistemas que estuda a mudança de sistemas ao longo do tempo, podendo assim incluir os diversos sistemas do setor de produção de energia assim como prever como esses sistemas interagem em diversos cenários diferentes. Um desafio comum é como passar de generalizações sobre o pensamento do sistema para ferramentas e processos que podem ajudar a entender melhor a complexidade. Além disso, é preciso projetar melhores políticas e orientar a mudança nos sistemas. No entanto, aprender sobre sistemas complexos quando você está vivendo neles é difícil. Para isso, a colaboração precisa ser fortalecida dentro de projetos relacionados ao mercado de energia, como na elaboração de contratos de projetos publico-particulares de infraestrutura do setor usando o método de dinâmica de sistemas (HU et al. 2015).

A DS permite estudar o comportamento do sistema ao longo do tempo com base em princípios como sistemas, dinâmica, estruturas e comportamento, o que permite a avaliação das consequências das decisões tomadas. O sistema engloba os diversos elementos que realizam interações. A dinâmica leva em conta que as variáveis estão em constante mudança ao longo do tempo. É possível obter uma estrutura para o sistema ao avaliar as relações entre os elementos. Enquanto o comportamento representa as variações que os elementos e suas estruturas sofrem ao longo do tempo.

O que permite avaliar impactos com diferentes dinâmicas temporais gerando cenários diferentes. A técnica de análise de cenários permite avaliar o efeito da variação de diversos fatores como capacidade de geração, demanda por eletricidade, custos e preços de geração, atividades econômicas, dentre outros, que influenciam o setor elétrico em longo prazo, a fim de oferecer subsídios para o planejamento estratégico (MARTIN, 1997; CHAVES & TOSTA, 2016).

Qual a tendência futura de variação da demanda por energia elétrica no Brasil? Quais os principais fatores que interferem nas variações da demanda? Como as previsões de crescimento da geração principalmente por termelétricas e hidrelétricas interferem no custo geral de geração? Quais os impactos do crescimento previsto na Segurança e na diversidade do setor elétrico? Levando em conta o aumento no custo da energia de hidrelétricas assim como o alto custo de termelétricas, existem fontes alternativas que permitam uma minimização dos custos? A partir das séries históricas dos custos é possível obter tendências futuras?

Esta dissertação busca responder estas perguntas e, para isso, o método de dinâmica de sistemas foi escolhido, pois esta metodologia baseada no pensamento sistêmico busca entender e modelar o comportamento (o que faz ela ser diferente de uma regressão, aumento da demanda requer aumento da capacidade, porém existe um atraso e deve ser previsto a partir da demanda futura) e as atividades dos sistemas complexos ao longo do tempo. O setor energético é complexo pois está em constante mudanças em termos econômicos, políticos, demográficos, mercadológicos, tecnológicos, ambientais, etc, além disso o setor ainda requer um planejamento de longo prazo, sendo fundamental avaliar impactos com diferentes dinâmicas temporais (CHAVES & TOSTA, 2016).

A dinâmica de sistemas utiliza vários fatores de controle, como ciclos de retroalimentação e atrasos de tempo para observar como o sistema reage e se comporta às tendências. O trabalho proposto busca analisar como os elementos de custo e demanda influenciam capacidade, demanda e custo no setor elétrico brasileiro.

Para isso deve-se considerar a característica dinâmica dentro e entre os sistemas de energia, os ciclos de retroalimentação envolvem a causalidade cíclica entre as variações no sistema. Portanto uma mudança em um sistema de energia pode afetar muitos outros sistemas que estão interligados, o retroalimentação diz respeito ao fato de que o resultado de uma ação é determinado por seu próprio efeito sobre o sistema e suas partes (ACKOFF 2010; CHAVES & TOSTA, 2016; JEON et al, 2015).

Existem trabalhos como de Senatro et al (2020) que estuda a demanda na Itália, ou de Sueyoshi et al. (2010) e Hampf (2018) que estudam os custos de geração nos EUA ou de Batalla-Bejerano e Trujillo-Baute (2016) que estudam os requisitos e custos do mercado da geração renovável para o sistema elétrico espanhol. A maioria dos estudos são realizados fora da realidade brasileira. Campos (2018) analisa o impacto das políticas para diversificação de fontes na diversidade e na segurança do suprimento de energia elétrica do Brasil, mas não incorpora a questão de custos e requer um melhor detalhamento da demanda.

Xavier (2013) propõe cenários com utilização maiores de fontes renováveis de energia por meio da dinâmica de sistemas com foco no setor de energia do estado de Minas Gerais. no entanto o trabalho de Xavier(2013) possui objetivos diferentes ao proposto por este estudo, já que ao estudar energia deve incluir transportes assim como é feito um estudo específico de apenas um estado e não o Brasil de forma geral. Sendo assim, o objetivo deste trabalho é expandir os estudos referentes à penetração de fontes renováveis no setor elétrico brasileiro para que os resultados possam auxiliar na tomada de decisões quanto a utilização de fontes alternativas de energia.

Portanto este trabalho surge como para auxiliar na tomada de decisões quanto à expansão da geração de energia no Brasil. Para isso são estudados os impactos em variáveis como custos, segurança e diversificação. Para comparar o cenário base com aumento da utilização de termelétricas, com cenários com maior penetração de fontes renováveis ao longo da próxima década (de 2022 a 2032).

1.1 OBJETIVO

O objetivo geral é analisar quais os impactos do crescimento da utilização de geração termelétricas na matriz elétrica do Brasil nas variáveis: demanda, custos, a diversidade de fontes e a segurança do suprimento. Para, por meio de cenários buscar, alternativas a partir de fontes renováveis.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Aperfeiçoamento de um modelo matemático baseado em DS de Campos (2018) do sistema de geração de energia brasileiro.

Identificar custos associados ao aumento da utilização de geração termelétricas na matriz brasileira.

Estimar o aumento da demanda de energia de 2022 a 2032.

A partir do modelo matemático desenvolvido avaliar os impactos na segurança e na diversidade do setor.

Avaliar o comportamento dos custos ao longo do tempo nos próximos 10 anos

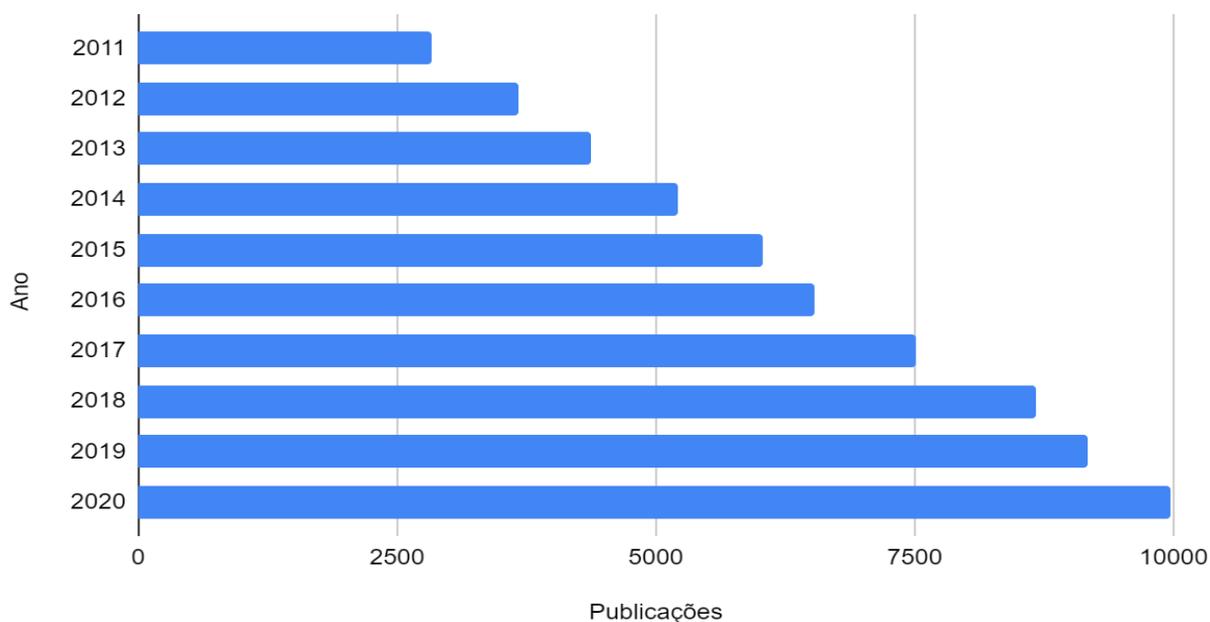
Simular cenários com participações diferentes de fontes renováveis a fim de comparar os impactos nos custos, na segurança e na diversidade do sistema.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo traz uma análise crítica das pesquisas envolvendo temas sobre o efeito de custos de implementação de energia renovável na matriz e demanda da sociedade sobre a segurança da matriz elétrica brasileira. Para isso foi realizada uma análise sistêmica que permitiu a obtenção dos artigos mais relevantes sobre o assunto, sendo estes separados em 6 seções. A seção 2.1 traz estudos sobre segurança e diversificação da matriz energética. A seção 2.2 apresenta estudos sobre custos inerentes à diversificação por introdução ou expansão de energia renovável no mundo. A seção 2.3 descreve estudos sobre previsão de demanda de energia no mundo. A seção 2.4 são apresentados estudos sobre especificidades do mercado brasileiro. A seção 2.5 traz a aplicação de DS no estudo da diversificação de matriz energética. E a seção 2.6 realiza uma busca na literatura sobre os impactos da crise sanitária em dois parâmetros importantes do trabalho: a economia e a população brasileira.

O crescimento de publicações comentado por AKBI et al (2016) na seção 1 pode ser notado ao buscar artigos que levem em conta tanto energia (energy) como recursos renováveis (*renewable resources*) nos últimos 10 anos no *Web of science* como é demonstrado na figura 1 que demonstra que o número de publicações por ano vem apresentando um crescimento constante. Nesse sentido pode-se observar que é uma área que está sendo cada vez mais estudada, principalmente no sentido de encontrar fontes alternativas de geração de energia.

Figura 1 - Publicações com energia e recursos renováveis nos últimos 10 anos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a formulação das seções foi então necessário buscas no banco de dados do *Web of science* específicas de cada tema. Buscando encontrar artigos recentes ou com mais citações referentes a cada palavra-chave, sendo feita uma filtragem a partir da leitura do título e resumo buscando informações que possam ser utilizadas na dissertação. As orientações gerais foram: definidos os tipos de trabalho como artigos científicos, o período de tempo foi considerado os últimos 10 anos e um fator de impacto mínimo de 1,5. As informações procuradas foram definidas em cada uma das seções do capítulo a partir das palavras chave, sendo assim encontrados e selecionados artigos várias vezes para cada um dos temas de pesquisa.

Além dos artigos encontrados na busca cabe ressaltar o livro *Gestão de sistemas de Energia*(2016) que não foi encontrado pela pesquisa mas serve como base para a elaboração desse trabalho, especialmente por reunir artigos de diversos autores renomados no setor de energia brasileiro. Principalmente por apresentar definições importantes como a visão sistêmica do setor assim como impactos que interferem no

planejamento a curto e longo prazo.

Outro trabalho não encontrado na pesquisa e inspirou essa dissertação é o de Campos(2018) que aplica a dinâmica de sistemas estudando os efeitos da maior penetração de fontes renováveis para a geração de energia elétrica em variáveis como segurança e diversidade no setor elétrico brasileiro. a análise é interessante mas os cenários poderiam ser melhorados ao adicionar o efeito nos custos assim como um melhor estudo da demanda.

2.1 SEGURANÇA E DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA

Na seção 2.1 foram utilizadas as palavras chave “*energy*”, “*security*” e “*diversification*” e os principais artigos encontrados foram:

Tabela 1 – Principais artigos com as palavras-chave “*energy*”, “*security*” e “*diversification*”.

Autores	Principal Influência
Pfenninger et al (2014)	Traz definições de segurança no setor energético.
Aslani et al (2013)	Liga a questão da segurança com a diversificação e utilização de energia renovável.
Röpke(2013)	Apresenta o <i>tradeoff</i> entre segurança e custos referentes a energia renovável, guiando a continuação da pesquisa no caminho dos custos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A EPE (2020) define segurança como a garantia de suprimento, ou seja, que a oferta seja maior que a demanda. Do ponto de vista do desenvolvimento nacional, considerando a relação positiva entre o consumo de energia per capita e o nível de renda per capita, a segurança energética é um pré-requisito para o desenvolvimento econômico.

As novas definições de segurança energética incluem as quatro dimensões principais de disponibilidade, acessibilidade, viabilidade financeira e aceitabilidade. Define segurança energética como a disponibilidade ininterrupta de fontes de energia a um preço acessível. No entanto, alguns estudiosos acreditam que outras dimensões devem ser adicionadas. Esfahani et al (2021) acreditam que existem quatro outros desafios principais que devem ser abordados no novo conceito de segurança energética: (1) o meio ambiente, (2) tecnologia, (3) gestão do lado da demanda e (4) Fatores políticos domésticos e sócio-culturais.

Apesar de no passado a disponibilidade de recursos ter sido considerado o elemento crucial da segurança de abastecimento de energia , uma variável que tem gradualmente ganhando espaço é a diversidade, já que a diversidade é a medida dada pela penetração de diversas fontes na capacidade do sistema. Nesse sentido quanto maior a diversidade mais completo é o mix de fontes de geração de energia. o que torna o sistema mais seguro a variações, por exemplo se houver aumento do preço de combustíveis fósseis, um mix que possuir geração renovável é capaz de suprir essa geração com suas fontes alternativas (IOANNIDIS et al 2019).

Um dos fatores que devem ser estudados quando fala-se da diversificação da matriz energética é a segurança do fornecimento de energia. Segurança energética refere-se a um sistema de energia resiliente capaz de suportar incertezas inerentes ao setor, tais como preços dos combustíveis, garantindo que não ocorram faltas (que ocorrem quando a demanda é maior que a geração). Considera-se segurança do suprimento elétrico como um fornecimento confiável e adequado de energia a preços razoáveis (PFENNINGER et al 2014).

A segurança energética afeta diretamente o nível de economia, segurança e bem-estar social de um país. Portanto, preocupações como demanda crescente por energia, escassez de combustíveis fósseis, ameaças de emissão de dióxido de carbono e conseqüentemente aquecimento global fizeram com que formuladores de políticas e governos discutissem o papel da diversificação e utilização dos recursos de energia

renovável (RER) em sua energia (ASLANI et al 2013).

Escribano et al (2013) decompõem os riscos de energia em causas primárias (definidas por questões políticas, sociais, econômicas ou técnicas como acidentes e condições climáticas), secundárias (como interrupção do fornecimento de energia ou danos ao meio ambiente, à propriedade e à saúde humana) e vulnerabilidades (mudanças que ocorrem ao longo da cadeia como modificações dos preços nos mercados internacionais). Comparando os impactos positivos da utilização de fontes renováveis: 1- As instalações de energia renovável descentralizada são menos inseguras do que as convencionais altamente centralizadas em relação a falhas físicas (risco primário). 2- Com a única exceção da energia hidrelétrica, as energias renováveis são consideravelmente mais seguras que as fontes de energia convencionais em caso de acidente (risco secundário). 3- As energias renováveis são tecnologias de “custo marginal zero” que não precisam de “combustíveis” para produzir energia e, portanto, não são afetadas pela volatilidade dos preços nos mercados internacionais de energia, diferentemente do petróleo, gás natural ou carvão. Além disso, as energias renováveis podem reduzir a vulnerabilidade energética através da diversificação do mix de energia em relação a tecnologias e fontes de energia.

Um portfólio diversificado de recursos e fornecedores para geração de eletricidade/calor em um país diminui o risco geral de fornecimento de energia. A diversificação dos recursos de suprimento não apenas reduz a vulnerabilidade de interrupções no fornecimento de uma fonte, mas também diminui o poder dos fornecedores e os riscos de preços mais altos no mercado. Para ter sucesso nos programas de difusão do desenvolvimento de energia renovável (ER) são necessários incentivos, tais como melhorias tecnológicas e apoio político. Já essa difusão permite uma redução da dependência de combustíveis fósseis, muitas vezes importados do ponto de vista do mercado europeu (MATHIESEN 2011).

Nunes et al. (2018) desenvolvem uma abordagem multi estágio para o planejamento de sistemas de energia para lidar com os diversos recursos da energia renovável visando

capturar com precisão o desdobramento das incertezas de curto e longo prazo enfrentadas pelos sistemas de energia e gás. As incertezas das fontes fotovoltaicas (PV) e de energia eólica são tratadas usando seus fatores de capacidade, isto é, sua produção em tempo real dividida por seus valores de pico. Os efeitos da alta penetração de energia renovável e da incerteza quanto à energia renovável são avaliados ao determinar as decisões ideais de investimento e operação em várias etapas do horizonte de planejamento. A abordagem foi validada em um caso real em Queensland, Austrália.

Röpke (2013) considera que os custos associados ao desenvolvimento e manutenção da rede elétrica devem ser considerados parte dos custos de implantação de FER. Sua pesquisa se concentra nos problemas de segurança do fornecimento que surgem da integração descentralizada da rede de energia renovável ao sistema elétrico alemão. Os custos associados à expansão da rede elétrica devido à implantação de FER excedem os ganhos de bem-estar induzidos pela manutenção de um nível constante de segurança no fornecimento. Em consequência, são necessários avanços tecnológicos para diminuir os impactos negativos da maior penetração de FER na segurança energética, tendo em vista que novas tecnologias podem modificar os preços e os riscos à segurança ao longo do tempo.

A partir da pesquisa foi possível definir duas variáveis utilizadas no modelo, não apenas como auxiliares mas também como a principal métrica para comparar os efeitos das tomadas de decisões, como por exemplo se a utilização de fontes renováveis interfere positivamente na segurança e na diversificação do setor. Nesse contexto, a próxima seção trata dos custos referentes ao mercado de energia, buscando analisar se a evolução tecnológica (que afeta os custos de cada fonte) permite ou não uma melhor utilização de fontes renováveis na matriz energética.

2.2 CUSTOS

Na seção 2.2 foram utilizadas as palavras chave “*energy*”, “*costs*” e “*generation*” e os

principais artigos encontrados foram:

Tabela 2 – Principais artigos com as palavras-chave “*energy*”, “*costs*” e “*generation*”.

Autores	Principal Influência
Batalla-Bejerano e Trujillo-Baute (2016)	Devido à natureza variável e não totalmente previsível da geração renovável pode ser necessário fornecer volumes significativamente mais altos desses serviços implicando custos adicionais.
Lund et al. (2015)	Especifica o estudo com foco apenas no setor elétrico e não energético
Silva et al (2016)	Aborda a dificuldade de obter custos no mercado brasileiro e utiliza os valores públicos de leilões para seus cálculos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Da maneira mais genérica possível podemos definir custo como o valor que deve ser pago pelo trabalho que deve ser realizado para a produção de um bem ou serviço. Em economia, podem ser utilizados fatores que complementam o custo, tais como consumo de materiais, depreciações causadas nos meios de produção, ou seja, uma demonstração financeira dos sacrifícios necessários para produção do bem ou serviço (O'SULLIVAN e SHEFFRIN 2003).

Batalla-Bejerano e Trujillo-Baute (2016) buscaram analisar os requisitos e custos do mercado levando em conta a natureza variável e não totalmente previsível da geração renovável intermitente para o sistema elétrico espanhol. Foi enfatizada a importância de ambos os atributos (requisitos e custos de mercado). Como a geração de energia renovável possui variações devido às suas incertezas, é necessário que o sistema de energia seja operado com um alto grau de flexibilidade. A carga líquida flutuante é definida a cada instante como a diferença entre o consumo total de energia e a produção variável total renovável. A aplicação desses requisitos de flexibilidade pode

afetar os preços finais e os custos de integração de fontes renováveis, como custos de compensação. Portanto, precisam ser considerados para calcular os impactos econômicos de uma penetração crescente de FERs nos mercados de eletricidade. Considerando essa previsibilidade e variabilidade limitadas pode ser necessário fornecer volumes significativamente mais altos desses serviços auxiliares implicando custos adicionais.

Sueyoshi et al. (2010) realizaram uma avaliação da geração de eletricidade em termos de produção a fim de minimizar os custos. Os autores relacionaram os potenciais de redução na emissão de poluentes nocivos ao meio ambiente nos EUA com a redução dos custos totais de geração por meio dos créditos de carbono. A análise da eficiência ambiental da geração de eletricidade é particularmente relevante uma vez que o setor de energia nos EUA contribui com uma parcela significativa das emissões totais.

Hampf (2018) avaliou o caso de usinas de carvão dos EUA com carvão vegetal, onde os custos de transporte contribuem com 39% do custo total do combustível, conclui que esses custos podem ser ignorados considerando que todas as minas produzem carvão da mesma qualidade e os preços individuais do carvão das usinas podem incluir esses custos. No entanto, a contabilização dos custos de transporte se torna importante se as usinas puderem escolher entre o carvão de diferentes minas e diferentes locais para substituir as diferentes qualidades do carvão.

O método de regressão de Senatro et al (2020) utilizado para a demanda também pode ser aplicado ao analisar os custos. Para isso é preciso a obtenção dos dados históricos desses custos, com a diferença de que a única variável dependente deste modelo será o tempo. Sendo assim, a equação que define o custo para cada uma das fontes é dada pela equação 1:

$$Custo = f(t, \alpha_1) \quad (1)$$

Onde $f(t)$ é uma função que define a relação entre o tempo e a custo, podendo assumir qualquer forma matemática tal como função logarítmica, exponencial, etc., visando os

resultados mais próximos da realidade. Já a variável α_1 é um parâmetro de otimização calculado durante a regressão.

Em se tratando do mercado brasileiro, apesar da dificuldade de obter dados específicos de custos para cada empresa, é possível obter dados publicados pelo governo referentes a leilões que definem quais as melhores plantas de geração de energia, estipulando o melhor custo benefício possível. O mercado brasileiro será abordado na seção 2.4.

O custo então define o quão atrativo é financeiramente investir em uma fonte, e pode ser utilizado para auxiliar na tomada de decisão sobre a utilização de fontes renováveis no setor elétrico brasileiro, além disso os custos totais de geração podem ser encontrados para realizar comparações entre cenários com diferentes utilizações de cada fonte. Porém a tomada de decisão sobre a contratação de novas fontes não depende apenas dos seus custos. A ampliação da capacidade só é necessária caso exista um aumento na energia demandada e portanto a próxima seção explicará como funciona essa demanda.

2.3 DEMANDA

Na seção 2.3 foram utilizadas as palavras chave “*energy*”, “*demand*” e “*projection*” e os principais artigos encontrados foram:

Tabela 3 – Principais artigos com as palavras-chave “*energy*”, “*demand*” e “*projection*”.

Autores	Principal Influência
Sharma e Balachandra (2019)	No caso da indústria de produção de energia, a integração de fontes de energia renováveis utilizando análise estatística de séries históricas servem de modelo para a demanda e suprimento de energia para auxiliar na tomada de decisões sobre fontes alternativas de energia.
Aslani et al (2014)	Estabelecem um modelo que prevê a demanda futura por eletricidade/aquecimento a partir de dados históricos na

Finlândia.	
Senatro et al(2020)	Propõe um método de regressão a fim de obter dados mais próximos possíveis aos reais para alimentar modelos de previsão.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A demanda é um princípio econômico que se refere ao desejo de um consumidor de adquirir bens e serviços por um preço definido de mercado. Pode significar demanda de mercado para um bem específico ou demanda agregada para o total de todos os bens em uma economia. Mantendo todos os outros fatores constantes, um aumento no preço de um bem ou serviço diminuirá a quantidade demandada e vice-versa. Demanda de mercado é a quantidade total demandada por todos os consumidores em um mercado para um determinado bem. A demanda agregada é a demanda total por todos os bens e serviços em uma economia (MAS-COLELL et al., 1995).

A demanda está intimamente relacionada à oferta. Enquanto os consumidores tentam pagar os preços mais baixos possíveis por bens e serviços, os fornecedores tentam maximizar os lucros. Se os fornecedores cobram demais, a quantidade demandada cai e os fornecedores não vendem o suficiente para obter lucro. Se os fornecedores cobram muito pouco, a quantidade demandada aumenta, mas os preços mais baixos podem não cobrir os custos dos fornecedores ou permitir lucro. Alguns fatores que afetam a demanda incluem o apelo de um bem ou serviço, a disponibilidade de bens concorrentes, a disponibilidade de financiamento e a disponibilidade percebida de um bem ou serviço (JEHLE, 2001).

Ainda sobre a relação entre a demanda e a oferta, um planejamento energético bem feito deve levar em conta ambos os lados da cadeia energética e, portanto, ser capaz de auxiliar na escolha das fontes de energia mais compatíveis levando em conta as tecnologias disponíveis buscando o uso mais eficiente e racional das fontes de energia, assim como garantir que os impactos sociais e ambientais atinjam às demandas da sociedade (SILVA; BERMAN, 2002).

Quando se leva em conta um mercado funcional, o principal mecanismo que regula as variações entre a oferta e a demanda é o preço. Este parâmetro não apenas aponta a quantidade ofertada em comparação à demanda, mas também é utilizado como a principal medida para os impactos econômicos. O preço além de tudo sofre grandes variações principalmente em cenários de escassez, ou seja, o esgotamento dos recursos energéticos, fato que impacta na segurança do suprimento energético. Desse modo, o preço do petróleo é visto como um indicador crucial para a base de operações energéticas globais (CAMPOS, 2018).

O sistema elétrico opera por correspondência em tempo real da demanda e da oferta. Decisões sobre a criação de novas unidades de geração de energia são tomadas devido ao aumento da demanda, assim como à obsolescência das unidades existentes. Essas decisões envolvem a escolha de tecnologias levando em conta uma variedade de opções. Com os avanços da ciência e da tecnologia, é sempre interessante buscar novas opções tecnológicas a fim de fornecer eletricidade para atender à demanda com o uso mais eficiente de combustíveis fósseis convencionais ou sem usá-los de maneira alguma (CECATI et al., 2011; SHARMA e BALACHANDRA, 2014; COCHRAN et al., 2014).

Lund et al. (2015) classificam possíveis intervenções para o sistema elétrico para melhorar o balanceamento entre oferta e demanda: intervenções no lado da demanda, rede (ou seja, transmissão e distribuição), lado da oferta (ou seja, fontes fósseis e renováveis) e o mercado da eletricidade (responsável por garantir as trocas entre a rede e as indústrias). Essas intervenções também podem ser categorizadas em - (i) mudança no tempo de carga ou geração, o que ajuda na melhor correspondência entre demanda e oferta: gerenciamento do lado da demanda (cargas responsivas), relações com outros setores de energia, como transporte, armazenamento, redes inteligentes (consumidores, ou seja, consumidores de eletricidade que produzem sua própria eletricidade em diferentes momentos) e (ii) agregação espacial por meio da rede de transmissão. Como redes robustas e bem projetadas podem equilibrar grandes

diferenças locais de oferta e demanda, oferecendo fortes interconexões espaciais. São analisados três desenvolvimentos futuros em infraestrutura de rede transmissão para garantir o seu melhor funcionamento sendo eles: super-redes (*super grids*), redes inteligentes (*smart grids*) e microrredes (*micro grids*). Ainda foi observado que quando a geração de energia elétrica de fontes renováveis é separada em uma área mais ampla pode reduzir mudanças rápidas na produção de energia renovável. É possível, por exemplo, reduzir a variabilidade da energia eólica com a dispersão geográfica das usinas geradoras.

Sharma e Balachandra (2019) citam que a preocupação devido às mudanças climáticas estimulou intervenções de mitigação em todo o mundo. Para o caso da indústria de produção de energia, a integração de fontes de energia renováveis utilizando análise estatística de séries históricas servem de modelo para a demanda e suprimento de energia para auxiliar na tomada de decisões sobre fontes alternativas de energia. Considerando que os principais desafios são o planejamento e o gerenciamento, é desenvolvida e validada uma nova abordagem para uma melhor representação das dinâmicas de recursos-oferta-demanda na evolução do conjunto de modelos de expansão de geração usando os dados do sistema de eletricidade da Índia para avaliar as implicações de níveis variados de integração de energia renovável. A solução para o problema da expansão da geração do sistema elétrico levando em conta a utilização de fontes renováveis consiste em estabelecer as relações entre as opções de geração, disponibilidade dos recursos energéticos correspondentes e a viabilidade do sistema elétrico. Em outras palavras, correspondência em tempo real da demanda e da oferta com requisitos adicionais de reservas, assim como os recursos financeiros necessários levando em conta as capacidades tecnológicas e implicações no sistema como um todo. Como primeiro passo, essas relações devem ser estabelecidas, após as quais o problema é essencialmente chegar a uma combinação ideal de tecnologias, que atendam aos requisitos de viabilidade do sistema elétrico, tenham uma eficiência de entrada relativamente mais alta e produzam resultados desejáveis em termos de sustentabilidade.

Nunes et al. (2018) em seu estudo sobre as incertezas de curto e longo prazo no setor energético da Austrália definiu que a variação da demanda ao longo de um ano também é ilustrada por seus valores normalizados, ou seja, demanda por hora dividida pela demanda de pico, sendo o conjunto de dados representado pelos dados históricos.

A demanda por eletricidade varia com o tempo e essa variação no padrão de consumo se deve a vários fatores, por exemplo, hora do dia, estrutura econômica, comportamento do consumidor, estilo de vida, clima, difusão de aparelhos, etc. Em estudo realizado na Índia, um país que possui déficits no sistema elétrico, Balachandra & Chandru (2003) notaram que além de variações intra-ano, há um aumento interanual da oferta para reduzir a demanda não atendida. O sistema elétrico indiano está em um estado transitório, com déficits devidos aos baixos níveis de acesso a energia que pode ser observado no baixo consumo per capita. Ou seja, existem dois tipos de déficits no caso do sistema elétrico indiano que acabam se alterando ao longo do ano ou do local, existem lugares muito populosos e com pouca oferta que sofrem com: (i) déficits de oferta (falta de energia, capacidade e picos de demanda), porém ao longo do ano a demanda pode diminuir por falta de capacidade da população de consumir energia que acaba causando; (ii) déficits de demanda que levam a baixos níveis de acesso e baixo consumo per capita.

A população e o crescimento econômico afetam positivamente o PIB. Quando o PIB de um país aumenta, o consumo de eletricidade e, portanto, a sua demanda aumenta. Enquanto o crescimento da demanda por eletricidade aumenta a dependência por importações de energia. O que, por sua vez, aumenta as incertezas e riscos para os formuladores de políticas. É papel do governo superar a dependência introduzindo várias estratégias, como desenvolvimento da utilização de fontes renováveis, políticas de conservação de energia e outras políticas. Que consistem em diferentes opções, incluindo investimentos diretos, pacotes de redução de impostos e tarifas e outras políticas de incentivo. Por exemplo, investimentos do governo ou o incentivo do setor

privado a participar de programas de desenvolvimento de energia renovável visando acelerar os programas de difusão (LEE e CHANG, 2007; NARAYANA e PRASAD, 2008).

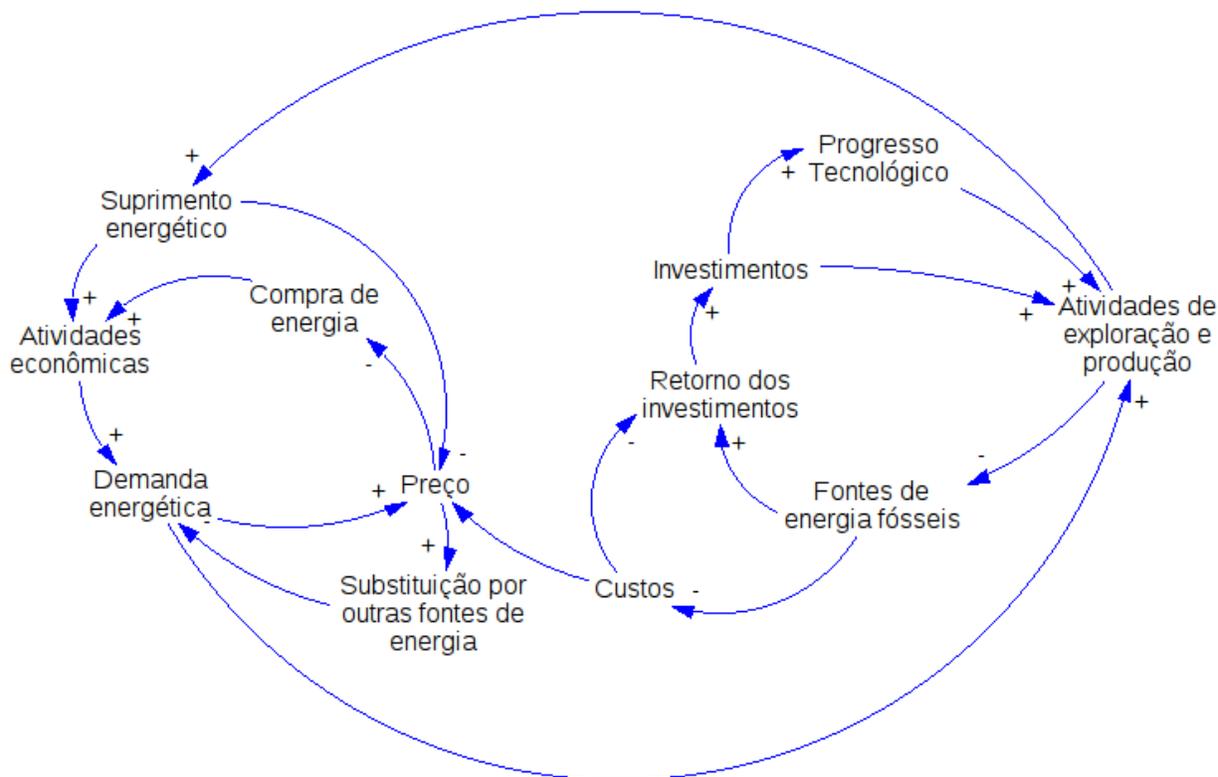
Aslani et al. (2014) realizaram uma previsão quanto à demanda de eletricidade para aquecimento na Finlândia durante o período de 2011-2020, observando um crescimento de 7,2%. Esta previsão que até o momento segue próxima a real, porém é possível que até o fim de 2020 os resultados sejam diferentes devido às condições específicas geradas pelo *covid-19*. A previsão é baseada nos planos de ação da Finlândia multiplicados por um fator especial para o crescimento da demanda por eletricidade per capita, que são afetados por critérios como condições climáticas e crescimento econômico. Caso a demanda não seja satisfeita pela produção interna ocorre um aumento na dependência de recursos energéticos externos (importações). Fator que a longo prazo ocasionará gastos na casa de 4 bilhões de dólares para as importações de gás natural (de 67,2 milhões de dólares em 2013 para 660 milhões de dólares em 2020). Se comparado ao Brasil pode-se traçar uma semelhança já que a demanda por energia também é prevista para ser atendida por meio da utilização de indústrias de gás natural, com o diferencial de não ser importado.

O modelo de Campos (2018) apresenta uma simplificação, definindo assim a demanda futura como uma variação a partir de dados históricos de demanda. Para isso, é necessário encontrar os estoques da demanda, que integram seus fluxos de entrada e saída ao longo do tempo. Sendo a variável Demanda a que acumula essa variação no decurso do tempo, somado à demanda atual.

A partir da utilização da DS no estudo de sistemas energéticos a base de combustíveis fósseis (Figura 2), Campos (2018) apud Kiani et al (2010) chegaram à conclusão de que o aumento da demanda por energia cria uma necessidade de aumentar o suprimento que acarreta um aumento nas atividades de exploração e produção de energia. Por sua vez, esse abastecimento impulsiona a atividade econômica, o que causa um crescimento na demanda por energia e, como resultado, que os preços

subam. A elevação no preço promove a procura por fontes alternativas, que sejam mais baratas que as atuais, para a manutenção dos preços.

Figura 2 - Diagrama de causa e efeito do setor de energia genérico para qualquer país



Fonte: Campos (2018).

Com o aumento da demanda de eletricidade, o risco de falta de suprimento é maior, o que acaba por diminuir a segurança do sistema. Quando a segurança do suprimento é diminuída, o sistema fica mais propenso a falhas como apagões, o que pressiona o governo a ampliar a capacidade de suprimento por meio do uso de fontes não-renováveis de energia, importação direta e/ou o uso de fontes renováveis. Essa capacidade que no caso brasileiro acaba sendo suprida por utilização de fontes não renováveis, principalmente de gás natural (WOLDE-RUFAEL, 2014).

Xavier et al (2013) realizaram um estudo utilizando DS a fim de simular a oferta e demanda de energia no estado de Minas Gerais que apesar da baixa intensidade de

carbono no setor de energia do estado, o aumento da demanda de energia decorrente do crescimento populacional, aumento da renda e crescimento da produção industrial, serviços agrícolas e produto interno bruto em geral apresenta desafios para aumentar e até manter a atual participação de energias renováveis no estado. Além disso, algumas projeções mostram a necessidade de aumentar 10 milhões de MWh o suprimento de energia a fim de garantir que a demanda seja atingida nos próximos 10 anos sem a necessidade de importação. Isso se deve principalmente ao fato de que a principal fonte de energia do estado, a hidreletricidade, praticamente atingiu seu estágio máximo de exploração. Assim, pode-se, então, estabelecer os principais problemas ao analisar o processo de tomada de decisão referente ao setor energético no Brasil. O governo enfrenta um dilema relevante: qual estratégia e mix de energia devem ser priorizados para garantir simultaneamente o aumento da segurança energética e o declínio nas emissões de gases do efeito estufa (GEE)?

Os principais parâmetros que interferem na demanda por energia em um país podem ser descritos pelo crescimento da economia (que pode ser obtido por fatores como PIB, crescimento populacional) que fazem com que sejam feitas mais indústrias, mais aparelhos eletrônicos e, portanto, aumentam a demanda por energia. Além disso, é interessante observar fatores como os locais de onde surgem essa demanda já que a rede de transmissão também gera perdas fazendo com que seja necessária uma produção maior a fim de garantir a segurança do abastecimento de energia.

Senatro et al (2020) busca investigar o comportamento da demanda por energia na Itália por meio de dados históricos. O estudo aplica a análise de regressão para prever tendências de demanda de energia nos setores de uso final. O procedimento proposto é aplicado para caracterizar estatisticamente as relações entre população e produto interno bruto como variáveis que interferem na demanda definida na equação 2.

$$Demanda = f(PIB, \alpha_1) + f(População, \alpha_2) \quad (2)$$

Onde f (PIB) e f (população) são as funções que definem a relação entre as variáveis e a demanda, podendo ser funções logarítmicas, exponenciais, etc, visando os resultados mais próximos da realidade. Já as variáveis α_1 e α_2 são parâmetros de otimização calculados durante a regressão.

O equacionamento de Senatro et al (2020) é interessante pois buscando os melhores dados possíveis para alimentar modelos a eficácia dos modelos de regressão linear e não linear para previsão de demanda de energia é validada por testes estatísticos clássicos.

A partir dos dados encontrados a demanda pode ser estimada em função do PIB e da população, sendo este o equacionamento utilizado no modelo deste trabalho. Enquanto dados como PIB e população são de fácil acesso por meio do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), outros dados são mais difíceis de se obter. Sendo assim, a próxima seção surge para explicar melhor o mercado de energia e facilitar a coleta de dados para o modelo.

2.4 ESTRUTURA DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

A seção tem objetivo principalmente de facilitar o entendimento do mercado brasileiro, principalmente para auxiliar na busca de dados para alimentar o modelo, nesse sentido serão apresentados um pouco da história do setor e depois como é feita a previsão futura assim como são definidos os custos em leilões.

Na seção 2.4 foram utilizadas as palavras-chave “*energy*”, “*Brazil*” e “*regulation*” e os principais artigos encontrados foram:

Tabela 4 – Principais artigos com as palavras-chave “*energy*”, “*Brazil*” e “*regulation*”.

Autores	Principal Influência
Silva et al (2016)	Aborda a dificuldade de obter custos no mercado brasileiro e utiliza os valores públicos de leilões para seus cálculos.

Schmidt et al (2018)	Faz uma revisão das principais leis que interferem no mercado brasileiro de energia.
----------------------	--

Fonte: Elaborado pelo autor.

O setor energético brasileiro é regido pela Constituição Federal brasileira podendo ser explorado diretamente ou através de autorização, concessão ou permissão. Nos últimos 20 anos, o setor de energia foi reestruturado possibilitando a abertura ao investimento estrangeiro para geração de energia. Nesse contexto, o Congresso Nacional aprovou a Lei no 8.987/1995 (Lei de Concessões) e a Lei no 9.074/1995 (Lei de Concessões de Energia). Essas leis reformularam o mercado de eletricidade estabelecendo que todas as concessões para os principais serviços de energia devem ser concedidas por meio de um processo de licitação pública. Isso desenvolveu um mercado de energia livre, que se tornou mais competitivo, uma vez que alguns consumidores de energia puderam comprar energia diretamente dos fornecedores. Para regular e supervisionar essa nova dinâmica, o Congresso Nacional aprovou a Lei no 9.427/1996, criando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Posteriormente, um mercado atacadista foi incorporado sob a Lei nº 9.648/1998, em que surgiram as empresas de comercialização de energia (SCHMIDT et al, 2018).

Para suprir a necessidade de um planejamento de médio e longo prazo do setor energético do Brasil foi criada uma nova empresa estatal, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Os planos criados dependem também da participação da população, sendo necessária sua apresentação e eventualmente modificação antes de sua aprovação final e implementação (EPE 2018).

Tendo em vista a demanda projetada dos consumidores, é obtido o plano de médio prazo ou decenal, que define quando as novas usinas hidrelétricas e termelétricas devem entrar em operação, assim como definir a criação de novas linhas de transmissão para suprir as restrições regionais na rede básica de transmissão. Os editais dos leilões visam atrair propostas de investidores cujos projetos atendam às necessidades de suprimento energético, ou de reforço da rede básica de transmissão,

detectadas no plano decenal (BAJAY, 2013).

Dois tipos principais de leilões de energia são previstos pelo setor elétrico brasileiro: leilões regulares e de reserva. No leilão regular, uma quantidade de energia declarada pelas empresas de distribuição é contratada para atender ao crescimento da demanda no mercado regulado. Leilões de energia de reserva são usados para contratar energia suplementar para aumentar a margem de reserva do sistema. Os custos desses contratos são divididos entre todos os consumidores por meio de um encargo de sistema. As propostas requerendo os menores preços para a energia gerada, ou as menores receitas para as novas linhas de transmissão, vencem os leilões (SILVA et al 2016).

A demanda por energia de reserva é inteiramente determinada pelo governo seguindo seus próprios critérios de segurança de fornecimento e política energética. Os principais fatores levados em conta estão expressos no Plano Decenal de Expansão de Energia, para definir a demanda para os próximos dez anos, a EPE (2020) define um cenário em que a população brasileira cresça a uma taxa média de 0,6% a.a. Assim como espera-se uma recuperação gradual da economia brasileira ocorrendo um crescimento médio do PIB de 2,9% a.a. e de 2,2% a.a. nos próximos dez anos. Dessa forma, o consumo de energia deve crescer à taxa média de 2,5% anuais.

Os leilões também podem ser classificados quanto ao tipo de planta: um para a geração de plantas existentes e um para a construção de novas usinas. O primeiro tipo é conhecido como energia velha, que corresponde à contratação de plantas que já foram construídas após o término dos contratos vigentes. O segundo tipo é conhecido como energia nova. As propostas vencedoras dos leilões de energia velha tendem a ser mais baratas do que as dos leilões de energia nova. Isso é esperado tendo em vista que os valores para construção de uma nova usina levam em conta outros fatores além do simples funcionamento, tais como mão de obra e materiais necessários para a construção da planta, etc. Sendo assim, mais interessante utilizar os valores de energia nova para estimar os custos totais de cada uma das fontes de energia (BAJAY, 2013).

Os leilões de energia nova, por se tratar da construção de novas plantas geradoras, possuem um tempo até que a indústria comece a produzir energia. Os tipos de leilão são nomeados com siglas no formato A-n em que n representa o número de anos em que as empresas devem começar a gerar energia. Os mais comuns são os leilões A-4, A-5 e A-6, estimando o tempo de espera para 4, 5 ou 6 anos, respectivamente. No contexto deste trabalho, é mais interessante utilizar o ano base em que foi feito o leilão, ou seja, utilizar o leilão A-6 de 2019 para estimar os valores de 2019 e não de 2025. Para os casos de ausência de novos leilões disponíveis utiliza-se o valor do último leilão (EPE, 2018).

Sendo assim a coleta de dados para alimentar o modelo pode ser feita principalmente buscando dados de leilões para os custos, enquanto na demanda é utilizado o consumo de energia total, e essa informação assim como para vários outros dados podem ser encontrados em Planos Decenais de Expansão de Energia publicado pela EPE. Com um entendimento melhor de onde colher os dados, a próxima seção busca encontrar explicar melhor a Dinâmica de Sistemas e encontrar modelos próximos ao proposto neste trabalho para servir de base.

2.5 ANÁLISE DO SETOR DE ENERGIA ATRAVÉS DA DINÂMICA DE SISTEMAS

Na seção 2.5 foram utilizadas as palavras chave “*energy*”, “*system dynamics*” e “*renewable energy resources*” e os principais artigos encontrados foram:

Tabela 5 – Principais artigos com as palavras-chave “*energy*”, “*system dynamics*” e “*renewable energy resources*”.

Autores	Principal Influência
Aslani et al (2014)	Utilizam a DS para estudar o papel das políticas de energia renovável na dependência energética na Finlândia. Serve como base para a criação do modelo proposto por esse trabalho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Dinâmica de Sistemas (DS) foi desenvolvida pelo engenheiro Jay Wrigh Forrester no Massachusetts Institute of Technology (MIT) na década de 1950. Com a DS, é possível modelar o comportamento de sistemas ao longo do tempo, através de simulações numéricas de modelos diferenciais, analisar os efeitos causados pelas decisões tomadas. Pode-se definir um sistema como um grupo de componentes que realizam interações constantemente ao longo do tempo. Já a dinâmica diz respeito ao fato de que as variáveis dos sistemas passam por uma mudança ao longo do tempo. O sistema é estruturado a partir das relações e conexões entre os elementos e as suas variações refletem o comportamento do sistema (CHOOPOJCHAROEN e MAGZARI, 2012).

A dinâmica de sistemas é, portanto, um método utilizado para auxiliar na tomada de decisões que estuda a mudança de sistemas ao longo do tempo, podendo assim incluir os diversos fatores do setor de produção de energia assim como prever suas interações em diversos cenários diferentes.

Chi et al. (2009) construíram um modelo usando a abordagem da dinâmica de sistemas para investigar os fatores que influenciam a oferta e a demanda de longo prazo da indústria de gás natural no Reino Unido. Utilizando variáveis como: reservas de gás ainda não encontradas, porcentagem dessas reservas já encontradas, o custo de exploração, o retorno do investimento dessa exploração, o quanto é investido para exploração, a taxa em que são descobertas novas reservas, a demanda que cada reserva possui, a capacidade de produção de cada reserva, o custo de produção, assim como o preço de venda do gás foram algumas das variáveis utilizadas no modelo. O modelo ainda visa auxiliar na tomada de decisões referente a políticas para amenizar a transição da geração de gás, que antes era auto suficiente (capaz de suprir o país) até a dependência de importação de gás a longo prazo devido a diminuição das reservas de gás no país. Os autores chegam à conclusão de que uma política de baixa tributação não promove um efeito líquido geral sobre a produção e o consumo a longo prazo. Já o efeito de esgotamento causa um aumento no custo da exploração e atua

como contrapeso à política de baixa tributação, diminuindo a taxa de consumo.

Aslani et al. (2014) discutem como o aumento da utilização de energia de fontes renováveis impacta positivamente na segurança do sistema de energia elétrica no caso da Finlândia que é um País muito dependente da utilização de combustíveis fósseis. O método da dinâmica de sistemas foi utilizado para a criação de diversos cenários de previsão do mercado de geração de energia em termos de segurança do abastecimento de energia, incluindo a substituição dos combustíveis fósseis e fontes não renováveis por FERs. É importante destacar que a matriz finlandesa possui uma matriz energética diferente da brasileira, com pouca utilização de hidrelétricas e uso maior de termelétricas. O objetivo do trabalho foi analisar cenários.

O modelo proposto por Aslani et al (2014) pode ser dividido em três cenários para as políticas de energias renováveis. Esse modelo define os principais influenciadores da dependência como: a capacidade de produção dos sistemas renováveis; sua depreciação ao longo do tempo; demanda por eletricidade. No caso da Finlândia, que possui uma grande dependência da utilização de combustível fóssil importado, ocorre um aumento das incertezas e riscos, o que por sua vez diminui a segurança. Nesse caso, a criação de políticas que incentivem a utilização de energia oriunda de recursos renováveis auxilia na difusão desses recursos, aumentando o número de instalações produtivas a partir de RER e diminuindo as incertezas e riscos.

Segundo Aslani et al (2014), instalações afetam no aumento da capacidade dos sistemas de fontes renováveis, que ao longo do tempo tem impacto não apenas na depreciação desses sistemas, como também no crescimento econômico do país. Esse crescimento, que por sua vez interfere positivamente no PIB, causa um consumo elétrico elevado e um aumento da dependência do sistema. Apesar de ser aplicado num contexto diferente de dependência, a metodologia deste trabalho pode ser aplicada no caso brasileiro tendo em vista que as relações entre crescimento da demanda e necessidade de aumento da capacidade ocorrem independentemente dos tipos de fontes utilizadas. O Diagrama de Causa e Efeito (figura 3) já envolve os

idades são sistemas dinâmicos complexos, com várias variáveis independentes que se afetam. É preciso considerar simultaneamente uma variedade de fatores associados ao desenvolvimento econômico, crescimento e migração populacional, mudança climática e até padrões de comportamento do consumidor em um modelo de simulação. Ou seja, a previsão de demanda de energia em diferentes escalas temporais e espaciais deve levar em conta os diferentes níveis de complexidade do sistema (FENG et al 2013).

A partir dos trabalhos estudados e com base na Figura 3 é possível definir os principais parâmetros tais como capacidade de cada fonte que é influenciada pelo seu uso no sistemas, que pode aumentar devido a criação de novas usinas, bem como a diminuir de acordo com a depreciação. Quanto maior o uso de fontes, maior será a diversidade. A demanda influencia os custos e os riscos do sistema que devem fazer parte do diagrama de causa e efeito capaz de representar o setor elétrico brasileiro de maneira relevante. Apesar da maioria dos estudos ser aplicada em outras localizações cabe ressaltar que os fatores que interferem no setor são parecidos. Por exemplo, não importa em qual lugar do mundo exista uma demanda por energia, cabe ao pesquisador definir a demanda específica do país estudado. Outros fatores, como a degradação das indústrias instauradas podem ser adaptadas de outros países para a realidade brasileira.

Os principais parâmetros em um modelo DS para um sistema de energia é o crescimento econômico e o crescimento populacional, já que o aumento da população aumenta a procura por energia ou aparelhos assim como um crescimento econômico aumenta a utilização de eletrodomésticos assim como crescimento da indústria que requer mais energia. Estes dois parâmetros influenciam a demanda por energia. Por sua vez, a demanda alavanca a necessidade por recursos naturais (como por exemplo de combustíveis fósseis). Quando se fala das indústrias geradoras cabe ressaltar que estas sofrem depreciação ao longo do tempo, até que sejam descontinuadas e, portanto, esse fator deve ser levado em conta quando se planeja políticas a longo

prazo. Assim como os custos da criação de novas plantas industriais definem o caminho que os investimentos serão feitos. Toda a indústria pode sofrer alterações devido ao progresso tecnológico, sendo assim é necessário ter em vista não apenas políticas que incentivem inovações assim como investimentos feitos na geração de novas tecnologias. Ainda existem fatores como riscos e incertezas que dificultam investimentos e que são de suma importância para garantir que exista uma segurança do suprimento visando evitar faltas como apagões.

Os modelos analisados neste capítulo, apesar de representarem bem sistemas elétricos particulares, possuem objetivos diferentes aos desta dissertação que é estudar os impactos dos custos e demanda sobre a diversificação oriunda de fontes renováveis especificamente no setor elétrico brasileiro e, portanto, apesar de servir como base devem ser modificados para este estudo.

A próxima seção surgiu no decorrer do trabalho devido a pandemia da *Covid-19* buscando verificar os impactos causados em duas variáveis principais no cálculo da demanda, que são PIB e população, já que estas são mais fáceis de estimar que outras variáveis como custos, e buscando entender o impacto causado no sistema.

2.6 IMPACTOS DA CRISE SANITÁRIA NA ECONOMIA E NA POPULAÇÃO BRASILEIRA

Como o estudo possui foco no Brasil, foram necessários buscar ferramentas além do web of science, como por exemplo o Scielo e o Google Scholar.

Na seção 2.6 foram utilizadas as palavras chave “*pandemic*”, “*economy*”, “Brazil” em inglês e “pandemia”, “economia” e “brasileira” em português, e os resultados foram não apenas artigos como resultados de institutos e normas técnicas.

O surto do novo coronavírus COVID-19 teve seu primeiro foco na China e rapidamente se espalhou para o mundo, além de causar impactos na população com milhares de perdas humanas, que é obviamente o lado mais urgente e doloroso desta doença, a

pandemia está atualmente balançando a economia mundial e jogando a maioria dos países em uma recessão profunda (Junior et al 2021).

Dell’Ariccia et al. (2020) destacam o *trade-off* existente entre as medidas para impedir o contágio e a deterioração aguda da economia. À medida que o vírus se espalha, os governos encontram-se na encruzilhada de escolher entre: 1- deixar as pessoas serem infectadas, com o custo em termos de vidas humanas, ou 2- estabelecendo quarentena, com um enorme custo a prazo da produção e do emprego. Depois de uma certa resistência inicial, às autoridades em geral têm optado pela segunda opção, embora em grau variável. As consequências econômicas provam-se bastante visíveis. A COVID-19 causou um colapso severo no fornecimento global que foi agravada por uma queda abrupta na demanda agregada, porque tanto o consumo quanto os investimentos deverão despencar devido ao bloqueio e ao aumento da incerteza decorrente da própria pandemia.

O Brasil por ser um dos países que por mais tempo seguiu por buscar manter a economia à custa de perdas humanas se soma à incerteza quanto à efetividade da atuação do governo na mitigação dos impactos. A direção e a intensidade da atuação serão fatores determinantes para atenuar os efeitos do grande número de casos e conseqüentemente impactos na mortalidade e queda da população (Gullo 2020).

Segundo o IMF (*International Monetary Fund*) (2020), a pandemia de COVID-19 teve um impacto mais negativo na atividade econômica na primeira metade de 2020 do que o previsto. Assim como a previsão de recuperação projetada vem sendo mais lenta do que o previsto no começo da pandemia. Em economias com taxas de infecção em declínio, a trajetória de recuperação mais lenta na previsão atualizada reflete que apesar da queda de infecções ainda persiste o distanciamento no segundo semestre de 2020 causando danos maiores do que o previsto para a atividade econômica e um impacto na produtividade, à medida que as empresas sobreviventes aumentam as práticas de segurança e higiene necessárias no local de trabalho. Para economias que lutam para controlar as taxas de infecção, como o caso brasileiro, um bloqueio mais

demorado pode infligir uma queda adicional à atividade, que pode ser visto comparando a primeira previsão de abril de 2020 que tinha uma queda de 3,9% do PIB com a previsão do final de 2020 que estima uma queda de 9,1% do PIB brasileiro. Por outro lado, essa queda maior abre espaço para uma maior recuperação que já esperada para o ano seguinte, enquanto a previsão de abril era de um crescimento de 0,7% do PIB a do final do ano prevê um crescimento de 3,6% do PIB em 2021.

Procurando dados específicos do Brasil as projeções do Banco Central do Brasil (BCB) (2020), no entanto, são mais otimistas, prevendo uma retração anual de -6,4%, ao mesmo tempo que reconhece que o nível de incerteza continua elevado para os próximos trimestres.

Uma das projeções mais completas sobre os impactos econômicos da pandemia, realizada a partir de dados da matriz de insumo produto brasileira, foi feita pelo Grupo de Indústria e Competitividade do Instituto de Economia da UFRJ por Dweck et al (2020). O estudo prevê três cenários para o comportamento do PIB e os componentes da demanda final, para o ano de 2020. O cenário otimista prevê uma atuação mais efetiva do governo durante a crise para minimizar seus impactos permitindo um isolamento social eficaz e apresentando uma recuperação parecida com a da China e uma queda de 3,1% do PIB. O cenário de referência espera uma retomada mais lenta da atividade econômica após um período maior de isolamento social que ocorre devido à adoção de medidas menos eficazes durante o período de isolamento e um período mais prolongado de recuperação da economia com uma queda de 6,4% do PIB. O cenário pessimista ocorre a implementação inadequada das medidas de contenção ao novo coronavírus e de medidas de mitigação dos efeitos econômicos da pandemia, com ampla deterioração do mercado de trabalho e aumento da pobreza e da desigualdade levando em conta não apenas o Brasil como toda a economia mundial, com uma queda de 11,0% do PIB brasileiro.

2.7 CONCLUSÕES

A partir dos estudos aqui citados, o primeiro fator evidente é de que trabalhos acadêmicos geralmente são focados em partes específicas do sistema elétrico. Esta dissertação, no entanto, busca um modelo mais geral que seja aplicável para todo o setor elétrico brasileiro. Para isso, é necessária a utilização da dinâmica de sistemas que permite englobar uma ampla quantidade de variáveis. Deste modo, será proposta uma abordagem considerando todas as categorias de fonte de energia existentes no Brasil ao invés de ser considerado apenas uma. O foco deste trabalho é a penetração de fontes renováveis, assim como o de Campos (2018) e Aslani et al (2014).

Nesse contexto, o estudo de Senatro et al (2020) propõe uma metodologia de análise de dados históricos de demanda e custos por meio de regressão. Utilizam de uma regressão com duas variáveis diferentes definidas como PIB e População para encontrar os valores da demanda e são, portanto, utilizados na metodologia final dessa dissertação. Sendo possível buscar os dados necessários para os cálculos no sítio eletrônico do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

A partir do trabalho de Aslani et al (2014), que aplica um modelo de dinâmica de sistemas para previsão quanto à demanda de eletricidade para aquecimento na Finlândia, pode-se tomar como base um modelo que utiliza séries históricas dos últimos 10 anos para guiar a coleta de dados. O ponto de destaque deste trabalho é utilizar não apenas quantidades relevantes como volume de gás poupado pela utilização de outras fontes, mas sim por definir o preço desse gás o que permite demonstrar financeiramente como a diversificação interfere nos valores finais.

Campos (2018) criou um modelo próximo ao de Aslani et al (2014) porém dessa vez aplicado ao setor elétrico brasileiro, sendo as definições de geração de energia bem como as variáveis que a definem como a diferença entre o crescimento da capacidade e o desgaste das plantas também aplicadas na metodologia final. A partir do equacionamento do seu modelo é possível criar um mais completo separando as

termelétricas pelo seu tipo de combustível. O trabalho ainda auxilia mostrando onde colher informações referentes a planejamento e capacidade do setor no Plano Decenal de Expansão de Energia publicado pela EPE.

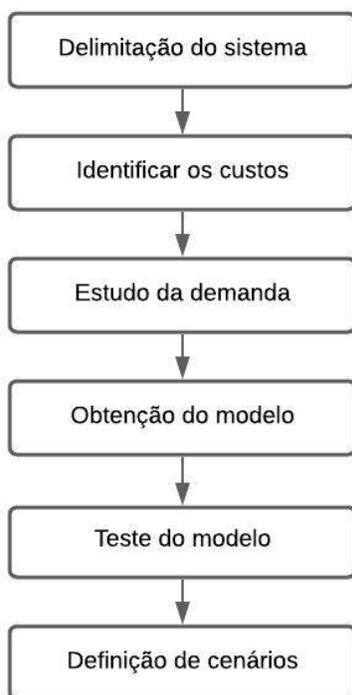
No que diz respeito ao planejamento da EPE (2020) não existe mais a contratação de novas plantas a base de diesel e óleo, assim como foi proposto o fim da utilização do carvão, por isso no futuro as termelétricas terão seu principal combustível o gás.

Atualmente, existem poucas propostas de modelagem do setor nacional que levem em conta os custos envolvidos na penetração de fontes renováveis de energia, mesmo que em nível regional, já que até onde a pesquisa foi capaz de alcançar apenas Campos (2018) aplica uma metodologia quanto a diversificação de fontes renováveis no setor brasileiro e ainda não leva em conta os custos, além da simplificação da demanda. As pesquisas buscando a substituição de combustíveis fósseis buscando uma produção mais limpa são encontradas em sua maioria em países da Europa. Isso ocorre devido a sua maior dependência na utilização desses combustíveis. No caso brasileiro, em que ainda existe uma predominância de usinas hidrelétricas, esse assunto é pouco abordado. Tendo isso em vista, esse estudo propõe contribuir na discussão desse tema no cenário nacional.

3. METODOLOGIA

A metodologia a ser seguida para a elaboração desta dissertação pode ser descrita pelo fluxograma de informações descrito na figura 4.

Figura 4 - Fluxograma de informações da dissertação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a realização deste estudo, primeiramente se faz necessário a delimitação do sistema a ser estudado. No presente caso a partir do referencial teórico o setor elétrico brasileiro, assim como as principais variáveis consideradas no modelo, estão definidas a partir do diagrama de causa e efeito da Figura 5. O próximo passo é estimar os parâmetros, usando a técnica de regressão linear. A seguir, a variável custo será detalhada, separando-a entre as diversas fontes geradoras, sendo elas descritas na Tabela 6.

Tabela 6 - Tipos de indústria elétrica e seus combustíveis

Fonte ou combustível:								
hidrelétrica	eólica	solar	termelétricas					
			gás	carvão	biomassa	óleo	diesel	nuclear

Fonte: Elaborado pelo autor.

Após um estudo detalhado dos custos exposto na seção 3.8, também é necessário estudar o parâmetro demanda (seção 3.7), assim como as variáveis que causam efeitos na demanda, no caso PIB e população.

Com os parâmetros e modelo definidos devem ser realizados testes para garantir que o modelo esteja se comportando de uma maneira próxima a realidade, podendo ser definido qual o grau de variabilidade aceito entre os valores reais e os calculados. A partir dos testes do modelo podem ser necessários realizar alterações tanto no modelo como nos parâmetros, buscando minimizar os desvios do comportamento de referência.

A parte final da metodologia é definir os cenários que serão gerados na análise dinâmica do modelo.

A partir da revisão, o esquema que define o modelo ainda de forma preliminar pode ser descrito pela Figura 5

modelo de Campos (2018) para esse trabalho utilizam principalmente a previsão da demanda utilizando PIB e população assim como a adição de custos ao sistema.

Algumas variáveis foram consideradas constantes no modelo, ou seja, que não mudam ao longo do tempo. Apesar de que ao longo de uma década seja provável que sofram, a fim de simplificar o modelo. O sistema sofre impactos por questões estruturais (institucionalidade) do sistema elétrico, assim como os efeitos da implantação de novas tecnologias causam nos custos como por exemplo uma nova tecnologia que diminui os custos da geração solar. Essas questões existem, mas são consideradas constantes. Portanto, sendo como sugestão de novos estudos, considerar essas variáveis e suas mudanças.

As tarifas também são consideradas como constantes e não variando e causando efeitos nos custos e na demanda ao longo do modelo.

3.1 MODELO BASE DE DINÂMICA DE SISTEMAS

Partindo do modelo de DS proposto por Campos (2018), pode-se observar as variáveis que devem ser estudadas no modelo. O setor elétrico é classificado em função do combustível usado para geração de energia. Portanto, a capacidade de geração é dividida em: hidrelétrica, eólica, solar, termelétricas. Destaca-se que o modelo deste trabalho possui duas diferenças quando comparado com o de Campos (2018): a geração termelétrica foi subdividida em função do combustível utilizado, que são: gás, carvão, biomassa, óleo combustível, diesel e nuclear; e a demanda é calculada a partir de PIB e população. A capacidade de geração de cada fonte foi obtida ao somar as indústrias separadas pelos seus combustíveis. Sendo assim, o modelo adaptado que representa os impactos do crescimento da utilização de termelétricas na segurança do setor elétrico (SSE) brasileiro está disposto conforme a figura 6a e 6b.

Figura 6a - Diagrama de estoque e fluxo dos impactos do crescimento da utilização de termelétricas na SSE no Brasil

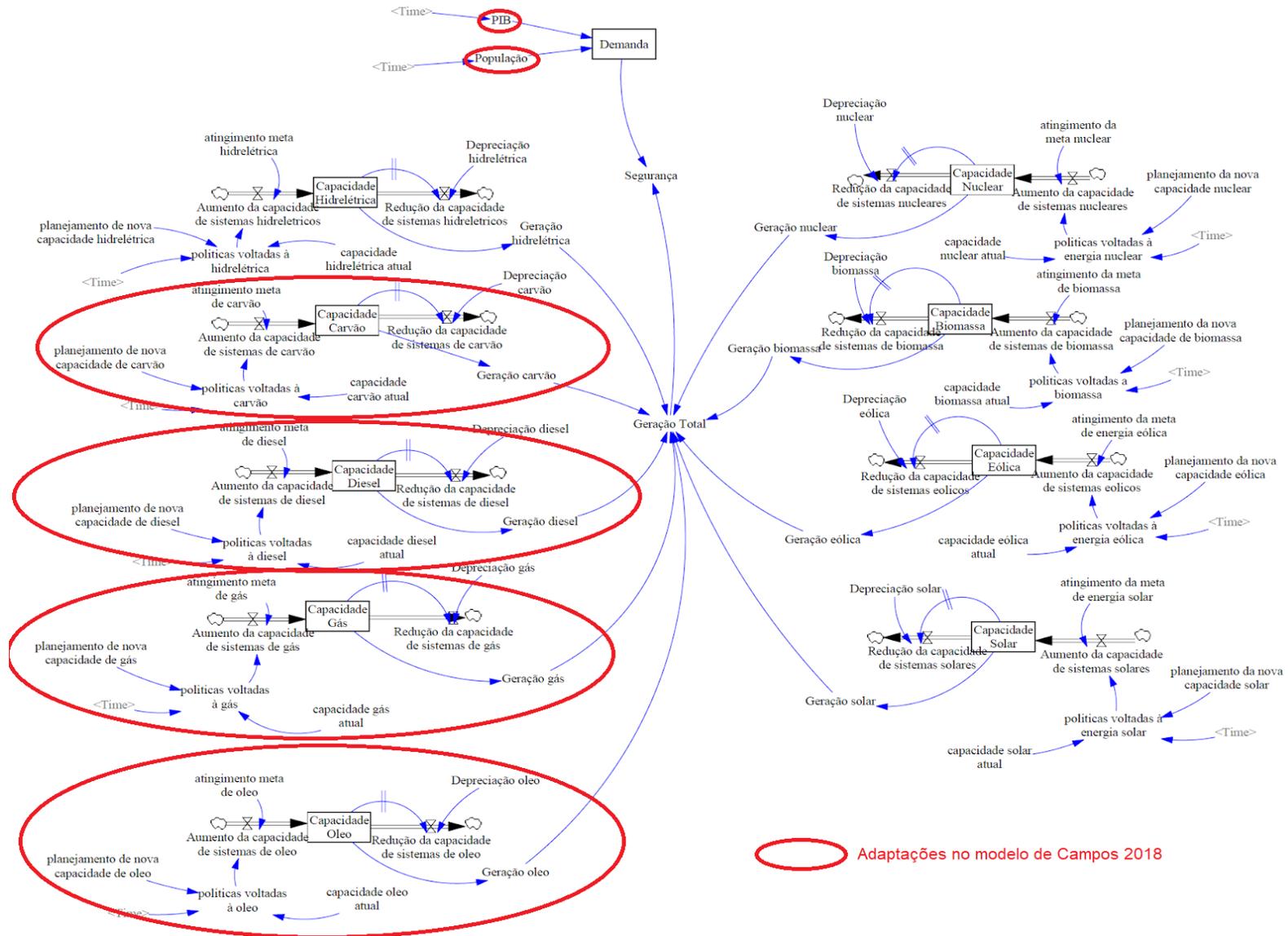
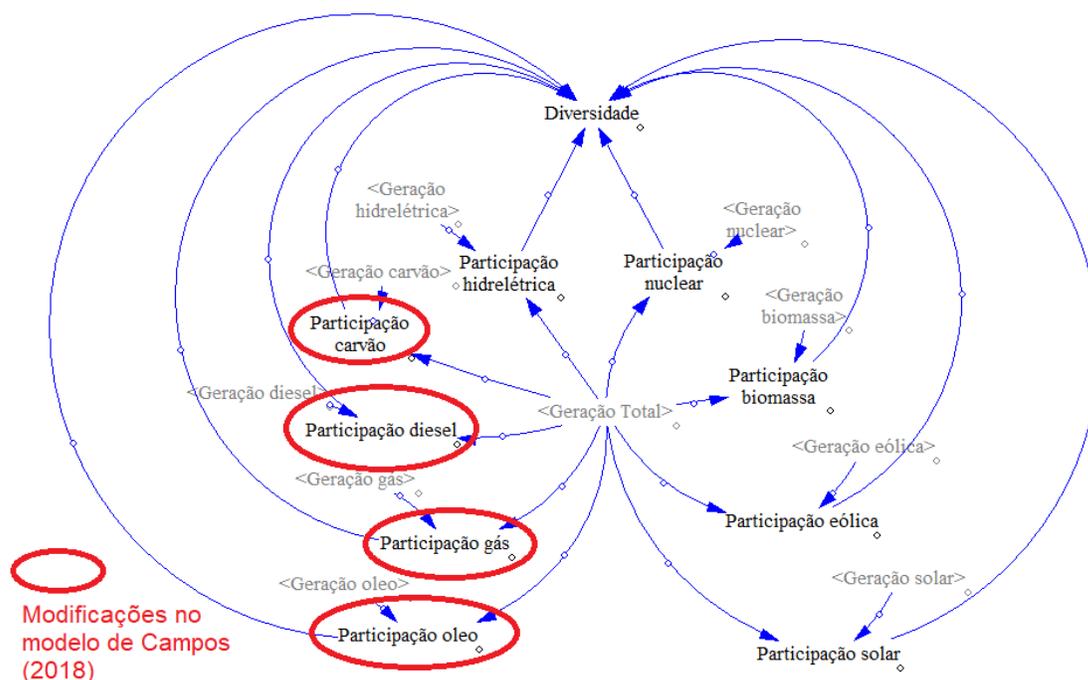


Figura 6b - Diagrama de estoque e fluxo dos impactos do crescimento da utilização de termelétricas na SSE no Brasil (continuação)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Cada uma das fontes possui seus próprios projetos de aumento de capacidade assim como suas peculiaridades e, portanto, podem levar tempos diferentes para estabelecer suas metas de expansão. Nesse sentido, o aumento da capacidade vai depender tanto das políticas empregadas quanto do atingimento da meta preestabelecida. Os valores responsáveis pela diminuição da capacidade se dão principalmente devido a depreciação específica de cada tipo de indústria.

A segurança por sua vez depende tanto da capacidade do sistema de geração de energia assim como da demanda que o sistema deve atender.

O Diagrama de Estoque Fluxo (DEF) é a base do modelo pois permite inserir as equações para identificação do comportamento das variáveis ao longo do tempo. A primeira informação necessária para alimentar o modelo é a capacidade que cada fonte tem de gerar energia, que será apresentada na seção a seguir.

3.2 CAPACIDADE

A capacidade representa o total de indústrias que utilizam o mesmo combustível instaladas em todo o território brasileiro. Portanto, no contexto de planejamento deve levar em conta, a capacidade instalada atual, assim como fatores que influenciam em sua variação, tais como, o planejamento de capacidade futura e a depreciação. A fim de estudar o impacto de políticas voltadas à ampliação da capacidade de geração de energia de cada fonte, atribui-se uma variável AM (fração estimada de alcance das metas, que é uma variável auxiliar, que pode ser calculada ou estimada) referente ao atingimento das metas planejadas, ou seja, a ampliação planejada pode ocorrer completamente ou não de acordo com a modificação dessa variável.

O modelo utilizado para cálculo da capacidade para cada fonte de energia pode ser dado pela equação 3:

$$Cap = \int_{t_0}^t (AC - RC) dt + Cap_0 \quad (3)$$

Onde Cap_0 representa a capacidade inicial, o aumento da capacidade (AC) é a variável que depende tanto do planejamento do crescimento de cada fonte e a redução da capacidade dos sistemas (RC) depende diretamente do AC, pois reflete a depreciação dado no aumento do ano anterior.

O valor de AC é calculado pela multiplicação do AM pela variação líquida acarretada pela PV (políticas voltadas). A variação líquida pode ser obtida pela diferença entre o resultado acumulado da política até o ano corrente e o resultado acumulado até o ano anterior. Utiliza-se, portanto, a função *Delay1* (função de atraso de primeira ordem, ou seja, que considera que os efeitos ocorrem nesse caso uma unidade de tempo depois da implementação) para a realização desse cálculo, conforme mostrado na Equação 4.

$$AC = AM(PV - DELAY1(PV, 1)) \quad (4)$$

O aumento da capacidade (AC) é a variável que depende tanto do planejamento do crescimento de cada fonte dado na tabela 10 quanto da variável AM de atingimento das metas que pode variar de 0 a 1.

Sendo nesse caso 1 o atingimento completo das metas e 0 que não ocorra aumentos da capacidade e, portanto, a variação será dada apenas pela depreciação.

As PV podem ser representadas por uma curva sigmoidal (Equação 5), equacionada por uma função de tangente hiperbólica.

$$PV = \frac{((PNC - Cap) * \tanh(b * (ano - 2019) + c) + (PNC + Cap_0))}{2} \quad (5)$$

Já os parâmetros b e c podem ser calculados de maneira iterativa, de modo que, estimando-se um valor para b, pode-se calcular c. O item ano é representado por “<time>” no modelo representado na figura 6. No presente trabalho, esta variável adotará os valores do presente ano (2020) até o ano 2029.

O equacionamento das curvas sigmoidais relativas às políticas voltadas a cada tipo de fonte energética é definido a partir de registros de expansão de capacidade realizada no período entre 2010 e 2019, disponíveis nos PDE's (Plano Decenal de Expansão de Energia), foi possível estabelecer uma equação para cada fonte, baseando-se na Equação 5, e que se aproximasse o máximo possível da realidade.

Os valores de b e c puderam ser calculados através de regressão não linear no software Calc do pacote LibreOffice. O procedimento consiste em calcular ano a ano a diferença entre o valor previsto e o observado buscando minimizar a diferença entre esses valores, sendo a expressão descrita na equação 6 para o caso da energia hidrelétrica.

(6)

$$MinZ_H = \sum_{i=0}^n \left\{ \left| \frac{((CapH_N - CapH_0) * \tanh(b_H * (ano_i - 2010) + c_H) + (CapH_N + CapH_0))}{2} \right| - CapH_i \right\}$$

Onde ano_i representa os anos de 2010 a 2019, $CapH_0$ e $CapH_N$ são, respectivamente, as capacidades instaladas nos anos de 2010 (81669 MW) e 2019 (98832 MW). O item $CapH_i$ representa as capacidades instaladas em cada um dos anos utilizados no estudo (2010 a 2019), e estão expostos na Tabela 10. Essa expressão minimiza a diferença existente entre os valores reais e uma projeção de uma política (Equação 6).

A resultado dado pela ferramenta solver do excel para os valores de b_H e c_H é:

$$b_H = 0,3457 \text{ e } c_H = -2,547$$

A mesma modelagem pode ser utilizada para encontrar os valores de b e c, para os casos de energia de biomassa, solar, eólica, gás, óleo, carvão, diesel e nuclear. Sendo assim, os resultados dos valores para b e c estão disponíveis na Tabela 7.

Tabela 7 - Valores de b e c para as políticas energéticas

Fonte	b	c
Hidráulica	0,3457	-2,547
Biomassa	0,3489	-1,779
Solar	0,2315	-1,182
Eólica	0,8105	-6,374
Carvão	0,3351	-1,996
Gás	0,3205	-1,826
Óleo	0,3242	1,456
Diesel	0,3243	-1,455
Nuclear	1,395	-9,090

Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir do último PDE publicado (EPE, 2020), foi possível encontrar tanto os valores das capacidades instaladas atuais, como a projeção de novas capacidades instaladas para o próximo decênio, como pode ser observado na Tabela 8.

Tabela 8 - Capacidades instaladas e projetadas por fonte - 2020 e 2030

Fonte	Cap. Instalada 2020 (MW)	Cap. Instalada Projetada 2030 (MW)
Hidráulica	97630	123449
Biomassa	13335	15195
Solar	2072	9072

Eólica	14968	35968
Carvão	1478	251
Gás	12921	40706
Óleo	3697	3697
Diesel	1047	1047
Nuclear	1990	3395

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

3.3 DEPRECIAÇÃO

A redução da capacidade dos sistemas (RC) é definida pela equação 7 e depende da capacidade instalada no ano anterior (AC) assim como o percentual anual de depreciação (Dep) que está disponível na tabela 9.

$$RC = DELAY1(AC, 1) * Dep \quad (7)$$

Para definir a porcentagem em que cada fonte sofre depreciação ao longo do tempo, Campos (2018) encontrou os valores específicos que cada tipo de indústria tem definidos pela ANEEL expostos na tabela 9. O cálculo da depreciação é feito então dividindo a porcentagem total (100%) pelo número de anos de vida útil (tempo em que cada usina geradora funciona).

Tabela 9 - Vida útil e depreciação por fonte.

Suprimento	Vida útil (anos)	Depreciação anual (Dep) (%)
Hidrelétrica	30	3,3
Biomassa	30	3,3
Solar	20	5,0
Eólica	25	4,0
Termelétrica	30	3,3
Nuclear	30	3,3

Fonte:Campos(2018)

3.4 GERAÇÃO E TEMPO MÉDIO DE OPERAÇÃO

A geração de cada fonte é dada pela equação 8:

$$G = Cap * t \quad (8)$$

Onde a geração G é obtida ao multiplicar a capacidade Cap pelo tempo médio anual de operação t .

O tempo médio anual de operação (t) é definido por uma constante no modelo que é capaz de transformar os valores de capacidade em geração total. Para encontrar o tempo primeiro foi necessário colher dados dos últimos 10 anos de geração e de capacidade para cada fonte (hidrelétrica, eólica, solar, etc) presentes nos PDE's. O exemplo da fonte hidrelétrica está disposto na tabela 10:

Tabela 10 - Capacidade e geração da fonte hidrelétrica por ano.

Ano	Capacidade (MW)	Geração (TWh)	Horas trabalhadas(Mh)
2010	81669	409,9	0,0050
2011	83604	435,5	0,0052
2012	84833	424,8	0,0050
2013	86033	402,4	0,0046
2014	89789	385,0	0,0043
2015	93540	372,1	0,0039
2016	96698	394,2	0,0041
2017	95376	404,0	0,0042
2018	97104	417,4	0,0043
2019	98832	418,0	0,0042

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

Os dados para as outras fontes estão disponíveis no Apêndice B.

As horas trabalhadas são calculadas ano a ano e expressam a relação entre a capacidade e a geração específica de cada ano. Como a capacidade está em MW e geração em TWh os valores das horas são resultados em Mh (milhões de horas). Para encontrar o valor de horas trabalhadas no ano de 2010 é dado pela equação 9:

$$Horas\ trabalhadas = \frac{Geração}{Capacidade} \quad (9)$$

$$Horas\ trabalhadas(2010) = \frac{409.906}{81669} = 0,0050Mh$$

Sendo feito sucessivamente para cada ano com valores dispostos na tabela 9. Em seguida é obtida a média ponderada dos valores considerando os últimos 10 anos a fim de encontrar um valor que melhor represente para o futuro (tempo médio anual de operação t) definido na equação 10.

$$t = \frac{\sum_1^n (Geração_i * horas trabalhadas_i)}{\sum_1^n (Geração_i)} \quad (10)$$

Onde $Geração_i$ e $horas trabalhadas_i$ representa os valores para cada ano i de 2010 a 2019. Os valores do tempo médio anual de operação (t) devem ser calculados analogamente para cada fonte e estão dispostos na Tabela 11.

Tabela 11 - Tempo médio anual de operação por fonte

Fonte	Tempo médio anual de operação (t) (Mh)
Hidráulica	0,00447
Biomassa	0,0100
Solar	0,00253
Eólica	0,00742
Carvão	0,00541
Gás	0,00540
Óleo	0,00576
Diesel	0,00576
Nuclear	0,00699

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

3.5 SEGURANÇA

Com os valores de geração para cada fonte, Campos (2018) propôs um método de cálculo da segurança do sistema elétrico brasileiro, representado pela equação 11.

$$Segurança = \frac{Geração\ total}{Demanda} \quad (11)$$

Onde geração total é o somatório da geração de todas as fontes do modelo (equação 9) e demanda é o valor calculado na seção 3.7. Valores superiores a 1 remetem a superávit de oferta em relação à demanda, logo maior segurança. Resultados inferiores a 1 indicam déficit de oferta, o que caracteriza uma insegurança elétrica.

$$G_{total} = G_H + G_B + G_S + G_E + G_C + G_G + G_O + G_D + G_N \quad (12)$$

3.6 DIVERSIDADE

A diversidade depende tanto da quantidade de fontes diferentes de energia assim como da participação de cada uma e é expressa pela equação 13.

$$Diversidade = \frac{\sum_{i=1}^N (P_i * \ln(P_i))}{\ln(N)} \quad (13)$$

Nessa equação, P_i é a parcela de cada fonte primária de energia no fornecimento total de energia. N é o número de fontes. Geralmente, quanto maior a diversidade para um país significa alta SSE e baixo risco.

Outra variável necessária para o cálculo da diversidade é a participação de cada fonte definida na equação 14.

$$P_H = \frac{G_H}{G_{total}} \quad (14)$$

Em que a participação da fonte hidrelétrica (P_H) é calculada ao dividir a geração hidrelétrica (G_H) pela geração total (G_{total}).

De modo análogo, pode-se calcular as participações de cada uma das outras fontes e, com isso, calcular a diversidade da matriz, como mostrado na Equação 13.

3.7 DEMANDA

A princípio a demanda por energia não é medida da mesma maneira que outros tipos de demanda, já que o preço da energia para o consumidor não possui uma relação direta com o custo de produção em tempo real e sim um uma tarifa fixa por MWh gerado, também conhecida como tarifa *flat rate*. O motivo do uso da tarifação

simplificada (*flat rate*) ocorre por duas falhas de demanda: 1- Não é feita a medida em tempo real do consumo de eletricidade, o que acaba escondendo a elasticidade (como ela varia ao longo do tempo) da demanda. 2- A falta de controle em tempo real do fluxo em que a potência que a eletricidade chega ao consumidor dificulta a obtenção de dados sobre o consumo. Como a falta de infraestrutura técnica de medição e comunicação inibe a participação da demanda no mercado em tempo real (mudanças rápidas no preço a partir de picos de demanda), a princípio a demanda é definida por um fator de mais fácil medição. O consumo total de energia por ano é a medida de mais fácil obtenção, já que reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados tais como automóveis, eletrodomésticos e eletroeletrônicos (CHAVES & TOSTA *apud* PEREIRA Jr, 2016).

Para realizar modificações na utilização de cada fonte é importante primeiro estudar a demanda e se essas modificações podem suprir a demanda futura. A princípio os parâmetros para o equacionamento da demanda são o Produto Interno Bruto (PIB) e a população do país. Nesse sentido, é possível estabelecer uma equação que represente a relação da demanda com os dois parâmetros a partir de dados históricos, para depois com previsões tanto do PIB como da população seja possível estimar a demanda.

É possível obter a demanda no Balanço Energético Nacional (BEN) publicado pela EPE em 2020 por meio dos dados do consumo de energia por ano. Enquanto os dados como PIB nos dados de contas trimestrais e População nas estimativas da população ambos no site do IBGE(2020). Sendo os valores descritos na tabela 12.

Tabela 12 - Parâmetros da demanda

Ano	Consumo de Energia (TWh)	PIB (TR\$)	População (M)
2010	455,7	3,885	195,7
2011	480,1	4,040	197,5
2012	498,4	4,117	199,3
2013	516,3	4,241	201,0
2014	531,1	4,263	202,8

2015	522,8	4,111	204,5
2016	520,0	3,977	206,2
2017	526,2	4,029	207,8
2018	535,4	4,082	209,5

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2020) e IBGE (2020)

Uma equação de regressão linear pode ser obtida a partir desses dados definida pela equação 19:

$$Dem = f(PIB, \alpha_1) + f(Pop, \alpha_2) \quad (19)$$

Onde Dem é consumo anual em TWh, PIB é o PIB anual em trilhões de reais, e Pop é a população em milhões.

A demanda pode ser prevista realizando uma regressão múltipla considerando as variáveis PIB e população como dependentes obtendo o resultado por meio do Statistica® na tabela 13:

Tabela 13 - Resultados Statistica®

R=0,9933	
Variável	b
Intercept	-839,9
PIB	104,0
Pop	4,562

Logo pode-se substituir na equação da demanda e obter:

$$Dem = - 839,8 + 104,0PIB + 4,562Pop$$

Onde Dem é consumo anual em TWh, PIB é o PIB anual em trilhões de reais, e Pop é a população em milhões. Tanto o teste do R^2 como o de f garantem nesse caso que o modelo condiz com a realidade.

Porém, as variáveis (PIB e Pop) que são utilizadas neste modelo também devem ser previstas para os anos futuros e por isso é necessário realizar uma regressão simples

para cada uma delas. Sendo assim tem-se os dados para PIB calculado ao realizar a regressão simples por meio da planilha eletrônica Libreoffice 7.0 Calc como:

$$PIB = 0,00575 * ano - 7,498 \quad R^2 = 0,804$$

Enquanto para a população tem-se:

$$Pop = 1,72 * Ano - 3268 \quad R^2 = 0,99$$

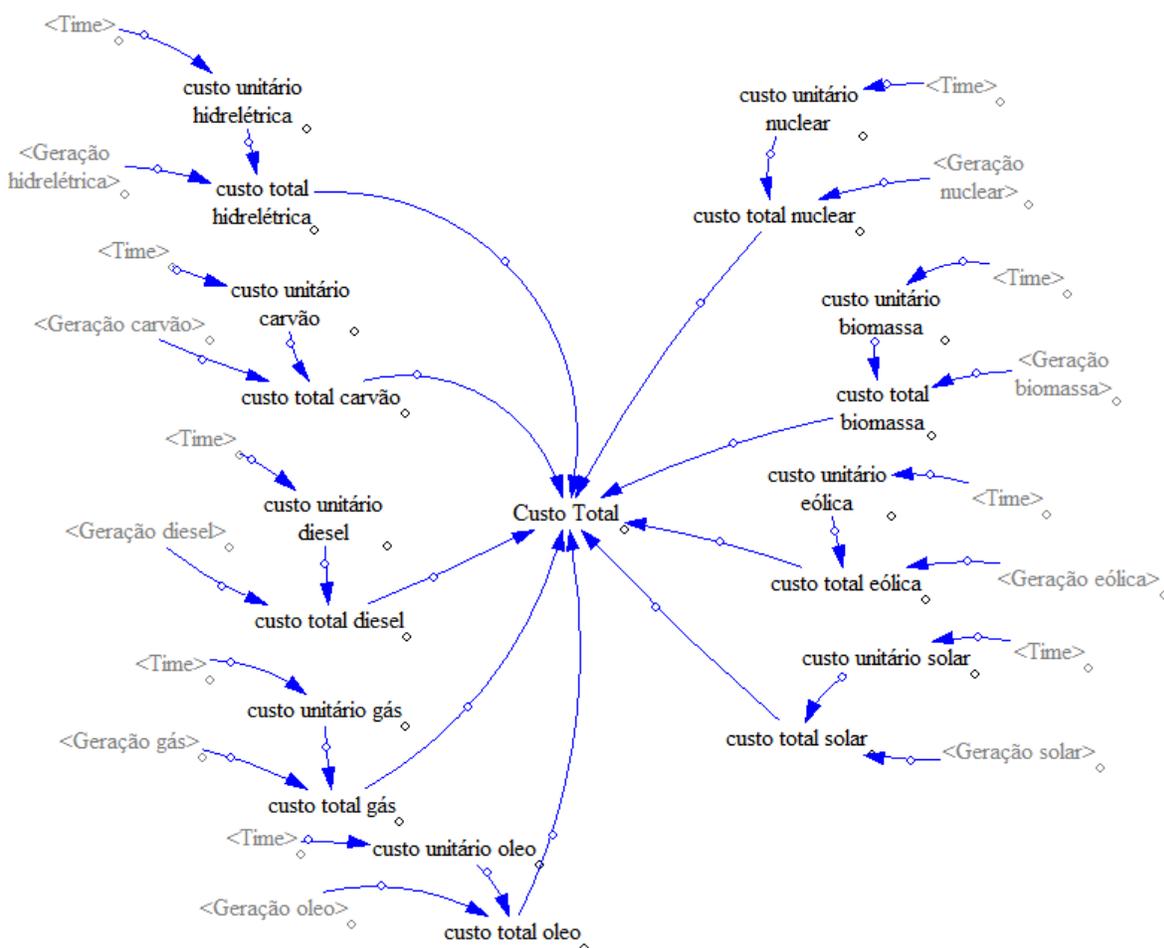
3.8 CUSTOS

Para colher dados para o cálculo dos custos foi necessário um maior entendimento da regulamentação e principalmente da parte de leilões a partir do estudo de Silva(2016), sendo possível obter parâmetros como nome, combustível, potência efetiva e custo unitário, necessários na metodologia de custos e disponíveis no Programa Mensal da Operação do Operador Nacional Do Sistema Elétrico.

Para estimar os custos, propõe-se, a partir dos custos médios unitários para cada uma das fontes, custos gerais de cada uma das fontes ao multiplicarmos o custo médio unitário para a obtenção de 1 MWh (R\$/MWh) pela geração total de energia oriunda dessa fonte (MWh). Esse modelo simplificado permite comparar os impactos nos custos totais com o aumento ou diminuição de cada uma dessas fontes.

A figura 7 representa como os custos podem ser divididos por fonte, sendo então necessário obter o custo unitário por MWh para depois multiplicar pela capacidade e obter o custo total.

Figura 7 - Diagrama dos custos de energia no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para encontrar o custo total de geração de energia, cada uma das fontes possui seus próprios valores, que podem ser obtidos como o custo unitário em reais para a geração de MWh de energia. Ao multiplicar esse valor pela geração total de MWh de energia é possível obter o gasto total por fonte de energia no setor elétrico brasileiro. Ao obter equações para estimar custos futuros é possível observar os impactos das decisões nos custos ao longo do tempo.

Como os dados de leilões são de preço devemos lembrar que preço é o valor que um cliente está disposto a pagar por um produto ou serviço. Sendo então o lucro a diferença entre o preço pago e os custos incorridos. No contexto do mercado brasileiro

de energia, há diversas plantas geradoras de energia que possuem seus custos de produção de energia que são específicos de cada empresa e muitas vezes não divulgados. O preço por outro lado é referente a quanto o consumidor paga pela energia e possui o lucro das empresas geradoras agregado, sendo esses preços expostos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Sendo assim, do ponto de vista do custo geral da cadeia é possível tomar os preços definidos nos leilões, pois para o consumidor final o lucro das empresas geradoras ainda se torna um valor a ser pago, ou seja, um custo (SILVA et al 2016).

O custo unitário total (C_{ut}) de cada fonte pode ser obtido ao somar os custos fixos encontrados nos leilões (CL) e os custos variáveis (também conhecidos como custos de combustível (CC) definido na equação 20.

$$C_{ut} = CL + CC \quad (20)$$

Os custos de combustível, ou seja, que dependem da utilização de combustíveis, que só ocorrem no caso de termelétricas, podem ser encontrados no sítio eletrônico da Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS 2020) no Programa Mensal da Operação (PMO) definido como Custo Variável Unitário (CVU). Para obter os custos referentes a cada fonte (gás, carvão, biomassa, óleo diesel e nuclear) pode-se fazer a média ponderada utilizando a potência efetiva multiplicado pelo CVU utilizando todas as plantas geradoras presentes no PMO (cerca de 100 indústrias com seu nome, capacidade, custo e combustível específico, disposto no apêndice C), dividindo o somatório do produto dos custos e potência pela potência total de cada fonte (gás, carvão, biomassa, óleo diesel e nuclear). Os valores podem ser obtidos nas publicações ano a ano do PMO na parte de despacho térmico por modalidade, patamar de carga e usina (ONS 2020)

O custo de Combustível CC é dado pela equação 21:

$$CC = \frac{\sum_1^n (Pot_i C_i)}{\sum_1^n (Pot_i)} \quad (21)$$

Onde Pot_i é a potência efetiva da usina i e C_i é o Custo Variável Unitário da usina i .

Esses dados podem ser obtidos ano a ano o que permite obter um equacionamento das curvas ao longo do tempo, cabe ainda definir quais os parâmetros que interferem nos custos a fim de fechar o equacionamento da função.

Como foram definidos os custos como o sacrifício financeiro para obter um bem, no ponto de vista de políticas públicas esse custo pode ser estimado a partir dos preços pagos nos leilões disponíveis no sítio eletrônico da EPE, considerados como custos fixos. O mesmo procedimento de média ponderada é adotado para se obter o preço da energia e a capacidade de geração de cada nova planta construída.

Para encontrar o custo fixo do empreendimento são considerados apenas os leilões de energia nova ou que levam em conta que as usinas ainda serão construídas. Para garantir que o investimento para a criação da usina seja viável a longo prazo, já estão considerados custos como investimentos e mão de obra necessária.

O custo fixo ou custo de leilões CL é dado pela equação 22:

$$CL = \frac{\sum_1^n (Pot_i P_i)}{\sum_1^n (Pot_i)} \quad (22)$$

Onde Pot_i é a potência efetiva da usina i e P_i é o preço médio da usina i definido no leilão.

Sendo assim o custo total de cada fonte pode ser definido pela equação 23:

$$C_{total} = C_{ut} * G \quad (23)$$

Onde o custo total (C_{total}) é dado pelo custo unitário total (C_{ut}) multiplicado pela geração (G) de cada fonte de energia.

Primeiro deve ser feito o cálculo do custo de combustível para cada uma das fontes termelétricas (gás, carvão, biomassa, óleo diesel e nuclear) de energia, a partir dos dados da Tabela 14.

Tabela 14 - Custo Variável Unitário e potência por usinas termelétricas em 2019

Usina	Combustível	Potência efetiva (MW)	CVU (R\$/MWh)
Angra1	NUCLEAR	640	31.17
Angra2	NUCLEAR	1350	20.12
Angra3	NUCLEAR	1405	25.58

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ONS (2020). Obs: o restante da tabela com demais combustíveis está disponível no Apêndice C.

Por exemplo no caso da nuclear tem-se segundo a ONS 2020:

$$CC_{nuclear} = \frac{(640*31,17) + (1350*20,12) + (1405*25,58)}{640+1350+1405}$$

$$CC_{nuclear} = 24,46$$

O equacionamento para as demais fontes é feito de forma análoga. Vale ressaltar que os custos de combustível levam em conta apenas usinas termelétricas que dependem da compra e utilização de combustíveis.

Sendo assim os custos que dependem de combustíveis podem ser dispostos na tabela 15.

Tabela 15 - Custo de combustível em 2019

Combustível	Custo de Combustível(R\$/MWh)
NUCLEAR	24,46
DIESEL	118,07
GAS	249,96
OLEO	743,74
CARVÃO	156,67
BIOMASSA	163,23

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ONS (2020)

Por exemplo podemos obter os custos unitários a partir dos leilões descrito na tabela 16:

Tabela 16 - Custo Unitário Total por fonte em 2019

Fonte	Custo Fixo (R\$/MWh)	Custo de Combustível (R\$/MWh)	Custo Unitário Total (R\$/MWh)
Hidrelétrica	204,41	-	204,41
Biomassa	187,12	163,23	350,35
Solar	79,96	-	79,96
Eólica	97,42	-	97,42
Diesel	137,60	118,07	1325,67
Nuclear	269,75*	24,46	294,21
Óleo	145,86	743,74	889,60
Gás	188,87	249,96	438,83
Carvão	201,98	156,67	358,65

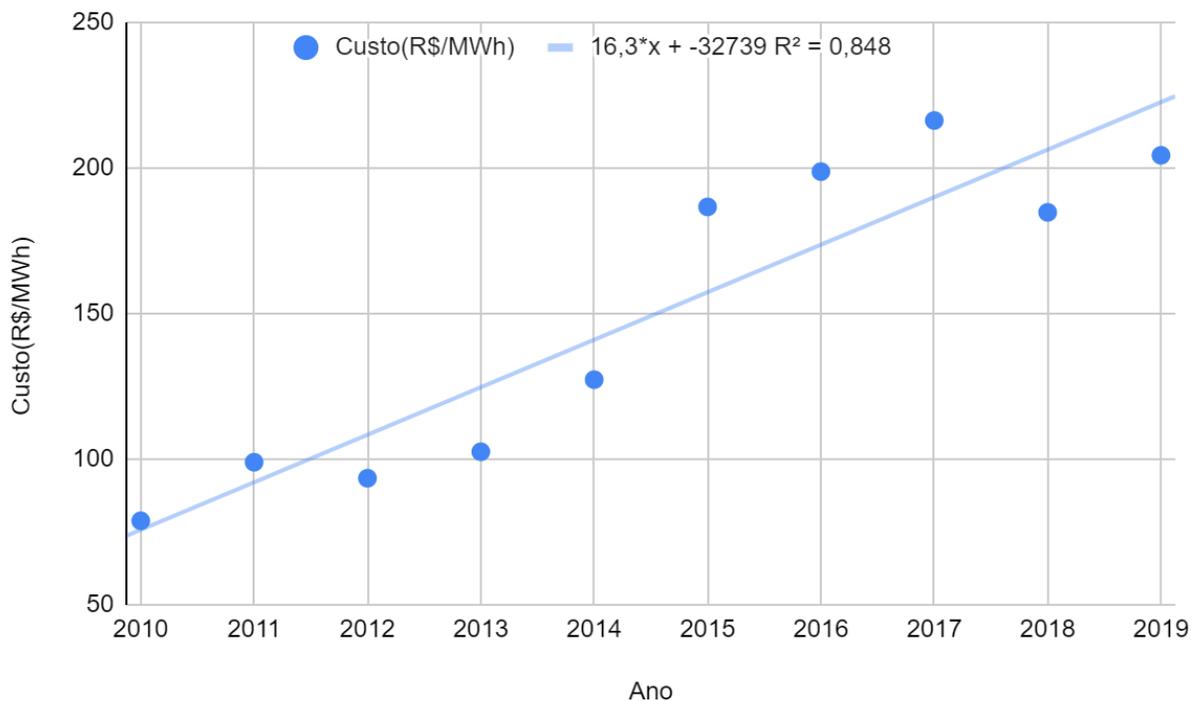
Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE e ONS (2020)

*O preço da energia nuclear não está presente em leilões e é fixado pela ANEEL (valores encontrados ao pesquisar Angra no sítio <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa>).

A princípio, com os valores apenas de 2019, é possível perceber que as fontes que possuem a maior expansão prevista pela EPE que são as hidrelétricas e as térmicas de gás não são as que possuem os menores custos, sendo solar e eólica mais baratas. Nesse sentido, se faz necessário um estudo mais amplo que englobe as variações desses custos nos últimos 10 anos e que possibilite analisar se a tendência é o aumento ou a diminuição desses valores e verificar quais fontes são mais interessantes economicamente.

Para estimar os custos no futuro, é necessário primeiramente obter as séries históricas de cada fonte nos últimos 10 anos para depois realizar a regressão. O comportamento dos custos pode ser descrito por um gráfico exposto na figura 8.

Figura 8 - Custo unitário de geração hidrelétrica de 2010 a 2019



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2020)

Pode-se perceber uma tendência de crescimento dos custos de usinas hidrelétricas ao longo do tempo, fato que pode ocorrer devido a leis ambientais mais rigorosas, principalmente referentes à construção de barragens.

Ao realizar a regressão simples por meio da planilha eletrônica Libreoffice Calc, os resultados para os valores de α_1 e α_0 foram:

$$\alpha_{1H} = 16,3 \text{ e } \alpha_{0H} = -32739$$

A mesma modelagem pode ser utilizada para encontrar os valores de α_1 e α_0 , para os casos de energia de biomassa, solar, eólica, gás, óleo, carvão, diesel e nuclear. Sendo assim, os resultados dos valores para α_1 e α_0 estão disponíveis na Tabela 17.

Tabela 17 - Valores de α_1 e α_0 para as os custos por fonte.

Fonte	α_1	α_0
Hidráulica	16,3	-32739
Biomassa	33,3	-66606
Solar	-39,4	79640
Eólica	-1,82	3781
Carvão	11,0	-21849
Gás	52,6	-105044
Óleo	40,8	-81338
Diesel	60,0	-119489
Nuclear	16,6	-33317

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2020)

A partir das seções 3.1 a 3.8 foi possível equacionar o modelo, sendo essas equações demonstradas no apêndice A.

3.9 TESTES

Após o equacionamento do modelo é necessário verificar a sua validade. É possível separar em 4 tipos de testes, sendo eles: Consistência Dimensional, Condições Extremas, Erro de Integração e Reprodução Comportamental.

A análise da consistência dimensional do modelo tem como principal objetivo garantir que as unidades das variáveis assim como de suas relações estejam de acordo, a fim de garantir apenas resultados possíveis o modelo não apresenta qualquer resultado caso existam unidades impróprias. O teste é feito pelo *software Vensim* por meio da função da checagem de unidade (*units check*) e a ferramenta checagem do modelo (*check model*).

O teste de condições extremas é importante especialmente quando o modelo utiliza variáveis com relações de divisão a fim de garantir que o modelo funcione mesmo em casos em que a variável apresenta valores muito grandes ou especialmente muito pequenos. Para isso, as variáveis escolhidas para esse teste foram: Demanda, todas as capacidades instaladas atuais.

O terceiro teste que é o do erro de integração consiste em analisar como a variação do passo de tempo interfere nos resultados dos cálculos, para isso a configuração do *time step* (passo de tempo) do *software* é modificado dividindo pela metade a cada vez comparando os resultados obtidos para a variável de Segurança.

O quarto teste consiste em comparar os resultados do modelo com o comportamento passado, para isso cabe analisar os parâmetros do modelo foram calculados a partir de valores passados, no caso as capacidades instaladas, para isso a equação de cálculo do modelo (política proj) é comparado com o realizado. Sendo os resultados dos testes expostos na seção 4.1.

3.10 CENÁRIOS

Com o verificado cabe definir quais os cenários devem ser simulados buscando comparar como diferentes escolhas interferem no resultado final das variáveis chave do modelo, buscando principalmente analisar os efeitos nos parâmetros Demanda, Segurança, Diversidade e Custo Total, para isso são definidos dois horizontes de análise: quanto ao alcance das metas e quanto a utilização de termelétricas.

3.10.1 HORIZONTE DO ALCANCE DAS METAS

Quanto ao alcance das metas (variável AM) Campos (2018) propôs cenários que coincidem com os utilizados pelo modelo aqui proposto:

- 1) Estagnado: o atingimento das metas é considerada 0 para todas as fontes, ou seja, não ocorreu nenhum aumento da capacidade planejado e portanto as capacidades sofrerão variações apenas devido a depreciação.
- 2) Pessimista: o atingimento das metas é considerado 0,3 para todas as fontes, o que significa que apenas uma parte pequena do previsto foi implementado.
- 3) Otimista: o atingimento das metas é definido como 1 para todas as fontes, sendo assim todas as políticas previstas foram atingidas no prazo definido.
- 4) Baseado no passado: como foi descrito no teste reprodução comportamental é

possível encontrar a porcentagem do planejado que foi atingido ao comparar o projetado com o realizado, sendo assim obtido atendimentos específicos para cada uma das fontes, no caso da hidrelétrica:

$$AM_H = \frac{\text{realizado}}{\text{projetado}} = \frac{97630}{107330} = 0,9096 \text{ sendo calculado da mesma maneira para as}$$

demais fontes com resultados dispostos na tabela 18.

Tabela 18 - Atingimento por fonte.

Fonte	Atingimento
Hidráulica	0,9096
Biomassa	3,266
Solar	1,028
Eólica	2,832
Carvão	0,9860
Gás	0,9610
Oleo	0,9324
Diesel	0,9545
Nuclear	0,5755

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2020)

3.10.2 HORIZONTE DA UTILIZAÇÃO DE TERMELÉTRICAS

Quanto a utilização de termelétricas são propostos cenários em que o crescimento previsto de termelétricas de gás (já que não ocorre crescimento em outras produtoras de CO^2 como diesel, carvão e óleo) de 12921 MW para 40706 MW (aumento de 27785 MW) seja absorvido por uma fonte de energia diferente visando diminuir a emissão de CO^2 assim como avaliar os impactos nos custos. Sendo assim os cenários são:

- 1) Base: São mantidos os valores planejados e continua ocorrendo o aumento do uso de indústrias termelétricas de gás.
- 2) Substituição por energia solar: O planejamento solar sofre um aumento a fim de absorver a falta de termelétricas de gás e as outras fontes permanecem inalteradas.
- 3) Substituição por energia Eólica: O planejamento de energia Eólica sofre um aumento a fim de absorver a falta de termelétricas de gás e as outras fontes

permanecem inalteradas.

- 4) Substituição por energia Hidrelétrica: O planejamento de energia Hidrelétrica sofre um aumento a fim de absorver a falta de termelétricas de gás e as outras fontes permanecem inalteradas.
- 5) Substituição por energia Biomassa: O planejamento de Biomassa sofre um aumento a fim de absorver a falta de termelétricas de gás e as outras fontes permanecem inalteradas.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir das simulações do modelo, para a melhor compreensão foi subdividido em 5 seções. Como a demanda não depende dos fatores modificados em cada um dos diferentes cenários, a análise dos efeitos sobre esta variável será apresentada na seção 4.1 e seus resultados são os mesmos. Em seguida, cada seção é definida pelo horizonte de atingimento das metas, sendo os 4 cenários abordados nas seções 4.2 a 4.5. Separando pelo horizonte do alcance de metas a comparação dos resultados é realizada ao analisar os impactos das escolhas referentes ao uso de termelétricas em variáveis chave, sendo elas segurança, diversidade e custos totais da geração de energia elétrica do Brasil.

Ainda cabe ressaltar que o planejamento dado pela EPE (2020) é de cessar a utilização de indústrias à base de carvão e, portanto, o comportamento é o contrário das outras variáveis, o que significa que enquanto nas demais fontes a capacidade aumenta conforme o atingimento das metas aumenta, no caso do carvão a capacidade é menor com o aumento de AM. Além disso, nos dados divulgados de expansão da capacidade não consta a contratação de indústrias que utilizam diesel e óleo ao longo da próxima década. Sendo assim as variações nas indústrias termelétricas se dão principalmente pelas políticas voltadas à geração por gás.

4.1 TESTE DO MODELO

Antes de realizar as simulações foram feitos testes para verificar o funcionamento do modelo conforme descrito na metodologia. A análise da consistência dimensional é feita pelo próprio software.

O teste de condições extremas estudando como a demanda interfere no cálculo da segurança o modelo deve seguir a lógica:

- a) Se a demanda for nula e houver alguma geração de energia a equação de suprimento terá um divisor nulo e, portanto, deve resultar um valor grande o

suficiente já que a demanda será menor que o suprimento o que significa que existe um excedente da oferta.

- b) No caso de tanto a demanda como a geração forem nulos ambos os fatores do cálculo de segurança serão nulos e o valor da segurança então deve ser 1 tendo em vista que não existe nem oferta nem demanda por energia e, portanto, não ocorre nem excedente nem falta.
- c) Para todos os outros casos o modelo permanece inalterado.

Quando capacidades instaladas atuais possuem valor nulo ocorre um erro no cálculo das variáveis de participação, pois cada participação é calculada dividindo pela geração total que nesse caso é nulo, o modelo então deve seguir a condição:

- a) Se a geração total for nula os resultados das participações devem ser 1, o que representa que cada uma das fontes representa 100% da geração total, que apesar de contra intuitivo faz sentido no cálculo da diversidade que utiliza de logaritmo natural dos valores de participação. Nesse sentido os valores unitários geram logaritmos naturais nulos no cálculo da diversidade que portanto apresenta um valor nulo, logo quando a geração for nula a diversidade também será nula.
- b) Em todos os outros casos os cálculos permanecem os mesmos

O teste que o do erro de integração depende da variação do *time step* e seus na variável de Segurança dispostos na Tabela 19.

Tabela 19 - Valores de segurança para diferentes intervalos de tempo.

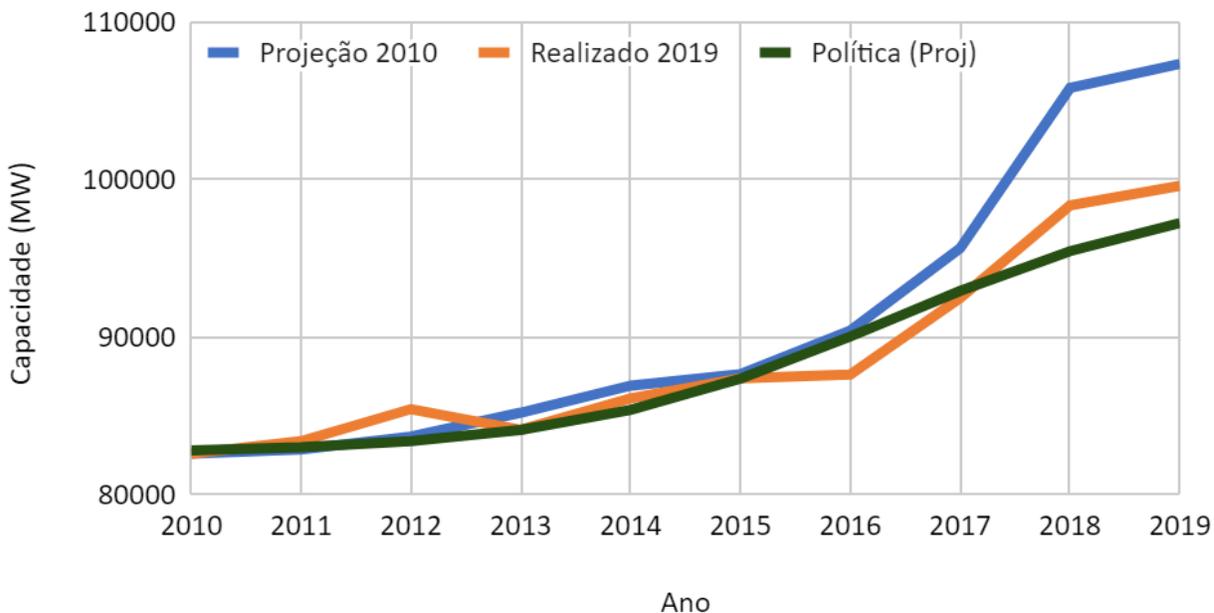
Ano	<i>Time Step</i> (anos)	Segurança (%)
2030	1	1,745
	0,5	1,730
	0,25	1,723
	0,125	1,720
	0,0625	1,718
	0,03125	1,718

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2020)

Apesar de resultar valores diferentes eles são todos muito próximos e portanto não ocorrem erros em nenhum dos intervalos de integração utilizados. Nesse caso, segundo Sterman (2000) quando os valores não apresentam uma diferença significativa recomenda-se a utilização de um *time step* de 0,25, sendo esse o aplicado no modelo.

O teste de reprodução comportamental do modelo com o pode ser realizado ao comparar a equação de cálculo do modelo (política proj) com o realizado dos anos 2010 a 2019 na Figura 9.

Figura 9 - Teste de reprodução comportamental para as políticas hidrelétricas de 2010 a 2019



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Campos(2018).

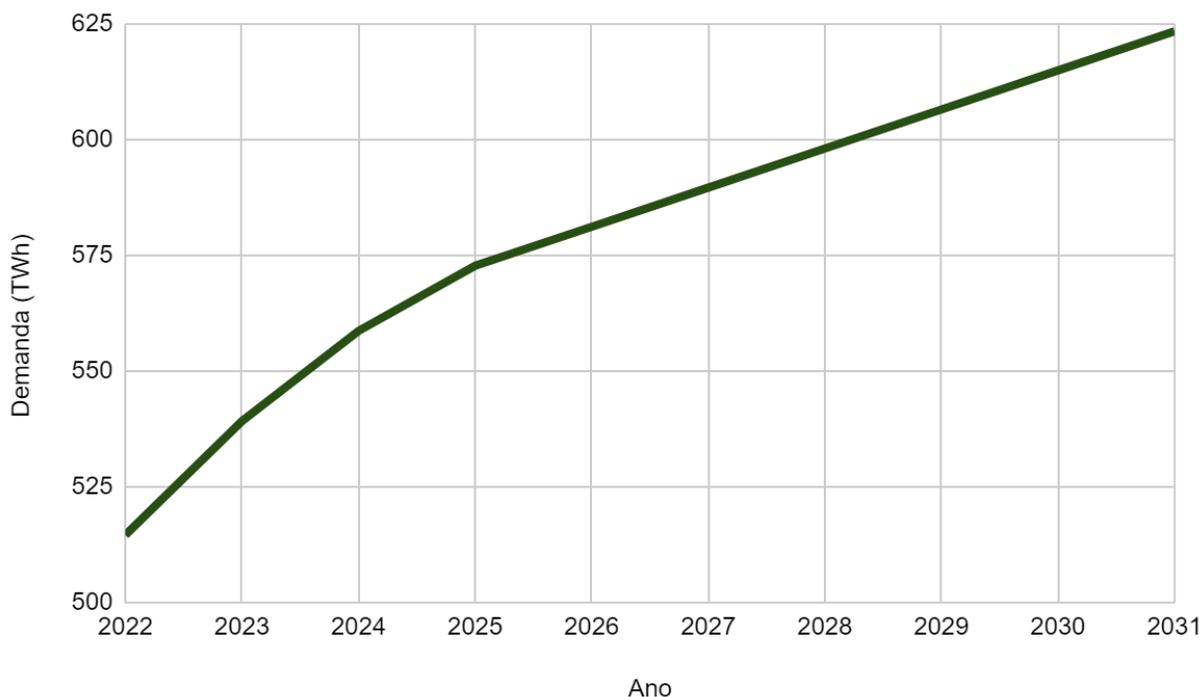
Ainda é possível observar que enquanto o projetado pelo modelo e o realizado apresentam resultados similares as projeções estabelecidas em 2010 sofrem uma alteração maior que o real, nesse sentido como o modelo depende das projeções para estimar valores futuros um dos cenários propostos será utilizando os valores comparados entre o projetado e o realizado.

4.2 DEMANDA

O resultado da simulação da demanda elétrica brasileira para os próximos 10 anos está disposto na figura 10. Sendo esses valores utilizados no cálculo da segurança específica de cada cenário.

Entre os 3 estudos dos impactos da pandemia no PIB apresentados na revisão, do Fundo Monetário Internacional, do Banco Central do Brasil e dos pesquisadores da UFRJ é possível estabelecer uma previsão da queda do PIB em cerca de 6,4% para 2020 ano com uma retomada para 2021. No que diz respeito a esse trabalho portanto o método de regressão que estima um crescimento constante para o futuro pode ser utilizado a partir de 2021, sendo necessário calcular a demanda por meio da equação 19 substituindo os valores do PIB que previa um crescimento de 1,5% para uma queda de 6,4% especificamente em 2020, enquanto nos anos seguintes é esperado um crescimento e a regressão pode ser utilizada.

Figura 10 - Demanda por energia elétrica no Brasil entre 2022 e 2031



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por ser definida pelo PIB e a população é esperado que a demanda siga um comportamento semelhante aos dois que apresentam perspectiva de crescimento no futuro assim como o previsto pelo Plano Decenal de Expansão de Energia da EPE (2020). Sendo assim, é possível observar um crescimento linear para a demanda por energia, fato que deve ser levado em conta em decisões futuras, ou seja, definir se o sistema deve aumentar a sua capacidade a fim de atingir o crescimento previsto da demanda.

Quanto ao parâmetro de população dados do Ministério da Saúde(2021) de cerca de 170 mil mortes em 2020 e 280 mil mortes em 2021 devido a COVID-19 ainda são menores que as previsões de crescimento de cerca de 1,5 milhões dados pelo IBGE (2020) para os próximos anos e, portanto, com o progresso das vacinações é esperado que não ocorram variações negativas na população significativas devido à pandemia.

Com a queda do PIB e um menor crescimento da população a demanda em 2022 ocorre uma queda de 6% que deve ser recuperada nos anos seguintes segundo o IMF e portanto pode seguir sendo calculada pela regressão.

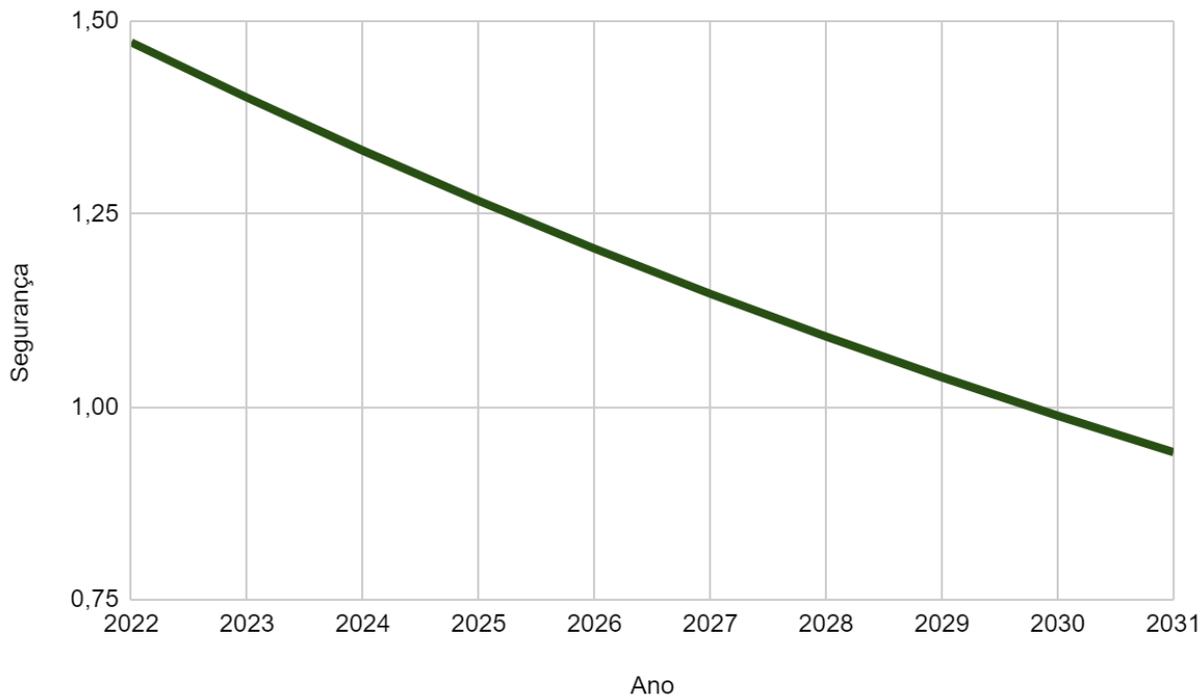
4.3 CENÁRIO ESTAGNADO

Ao definir o atingimento das metas (AM) como nulo, o cenário simula o que acontece caso não ocorra nenhum aumento planejado das capacidades, nesse caso as variações são dadas apenas pelas reduções devido a depreciação.

Diferente dos outros cenários, não é possível fazer comparações buscando substituir o aumento das termelétricas a gás já que não existe nem aumento dessas indústrias assim como não existe aumento de outra fonte que possa realizar essa substituição.

Sendo assim o comportamento da Segurança e da Diversidade são descritos nas figuras 11 e 12 respectivamente.

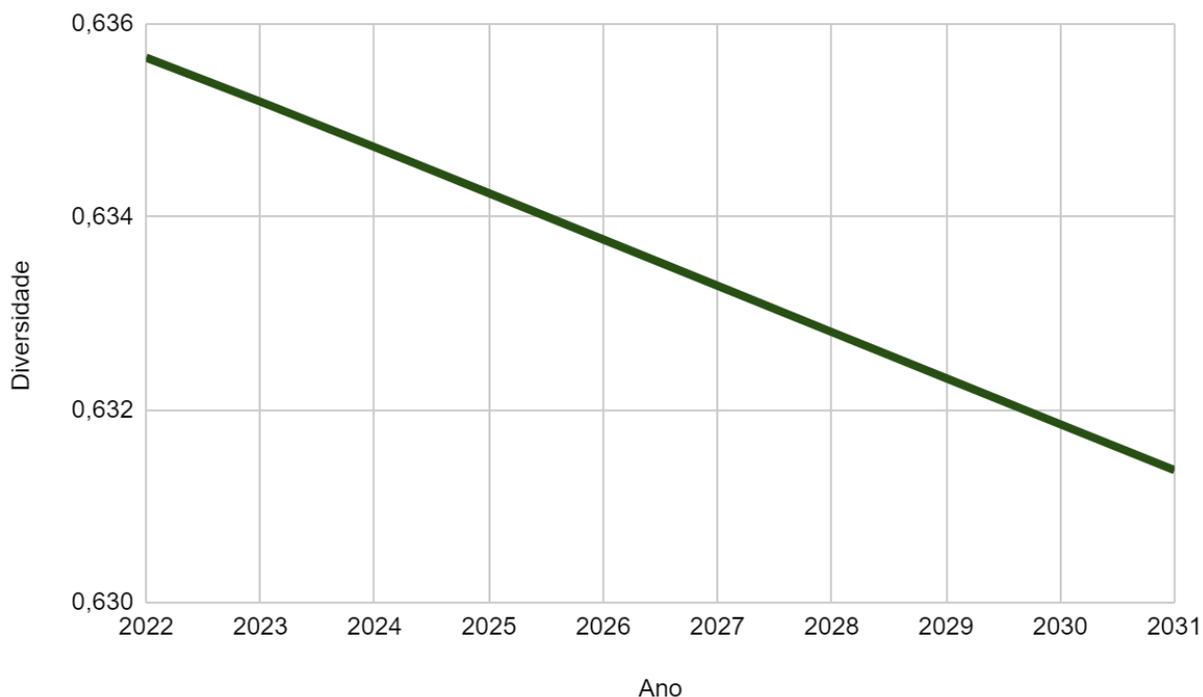
Figura 11 - Segurança no cenário estagnado



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com o aumento da demanda e a redução da geração devido a depreciação a segurança sofre uma rápida queda, chegando inclusive a ficar abaixo de 1, o que indica que a demanda é maior que a geração, fator que pode causar apagões por falta de energia.

Figura 12 - Diversidade no cenário estagnado

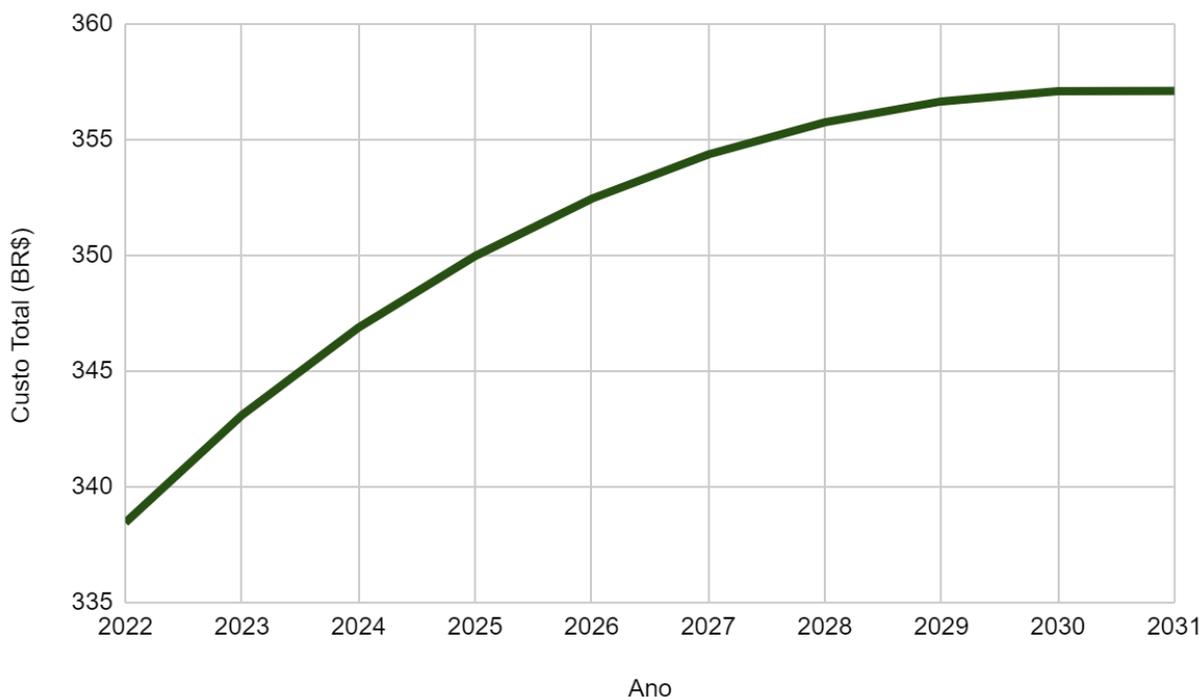


Fonte: Elaborado pelo autor.

A diversidade diferente da segurança sofre apenas uma quase imperceptível queda (0,6%) na década, principalmente porque todas as fontes estão variando de uma maneira muito próxima (devido apenas a depreciação que varia entre 3,3 e 5) garantindo que a diversidade permaneça sempre muito próxima à inicial.

O custo total permite entender melhor como as decisões interferem no investimento total necessário para gerar a energia necessária no ano e está disposto na figura 13.

Figura 13 - Custo total no cenário estagnado



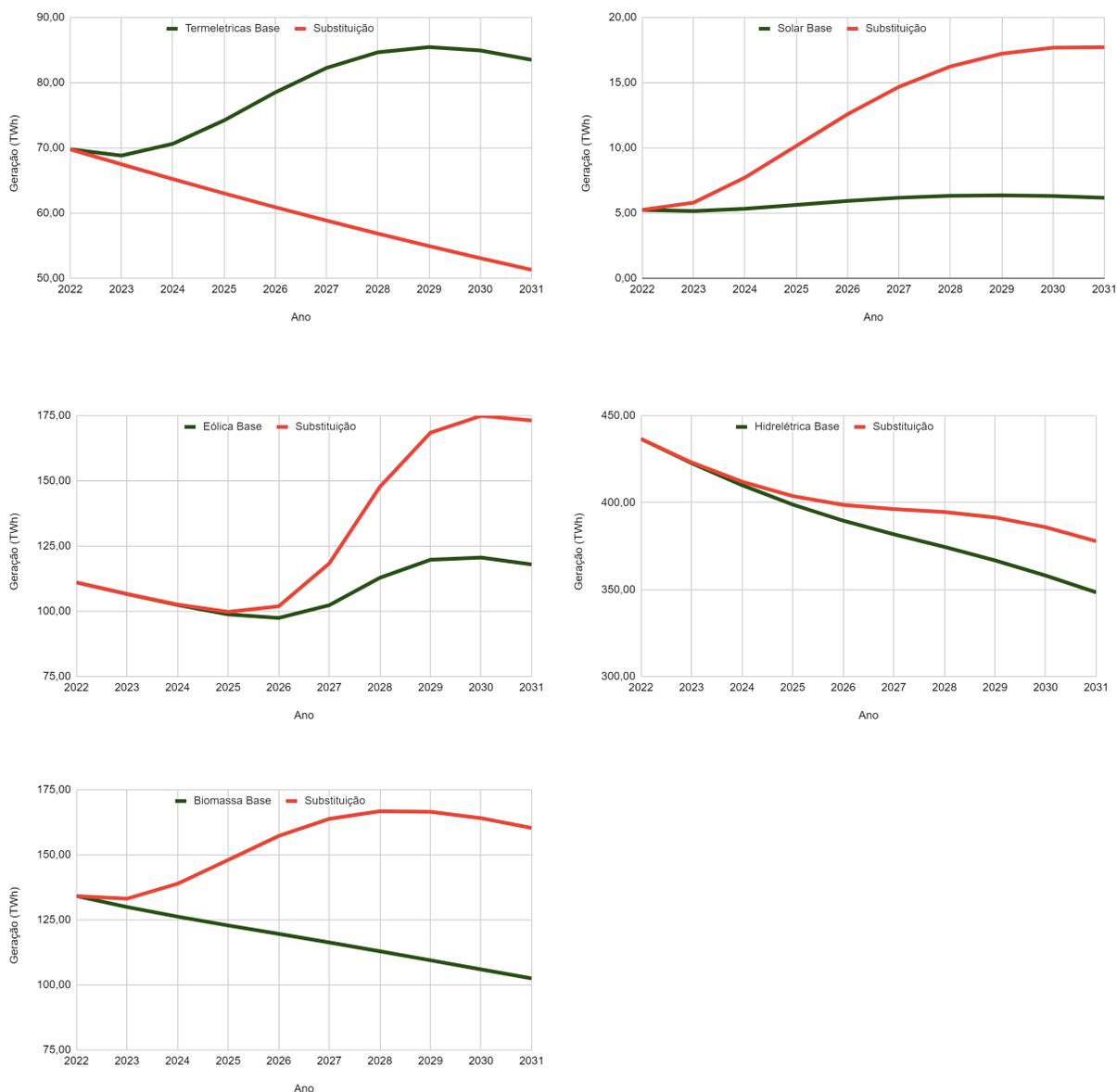
Fonte: Elaborado pelo autor. *BR\$ = Bilhões de reais

Apesar de ocorrer uma redução das capacidades o custo total ainda aumenta, isso ocorre pois, embora a geração total diminua, o custo unitário (por MWh) aumenta, fazendo assim com que custo total com a geração de energia elétrica ultrapasse 350 bilhões de reais até o final da próxima década.

4.4 CENÁRIO PESSIMISTA

Nesse cenário, os valores atribuídos para o atingimento são 0,3, ou seja, do planejamento total apenas uma parte será realizada, isso pode ocorrer por diversos fatores que afetam negativamente, como falta de investimentos, aumento nos custos da construção das indústrias, escassez de fontes etc. Nesse sentido, é interessante comparar as gerações das fontes entre o cenário base e o que cada fonte assume o aumento de geração das termelétricas a gás a fim de comparar qual fonte supre melhor em um cenário de pouco crescimento por meio da figura 14.

Figura 14 - Geração no cenário pessimista



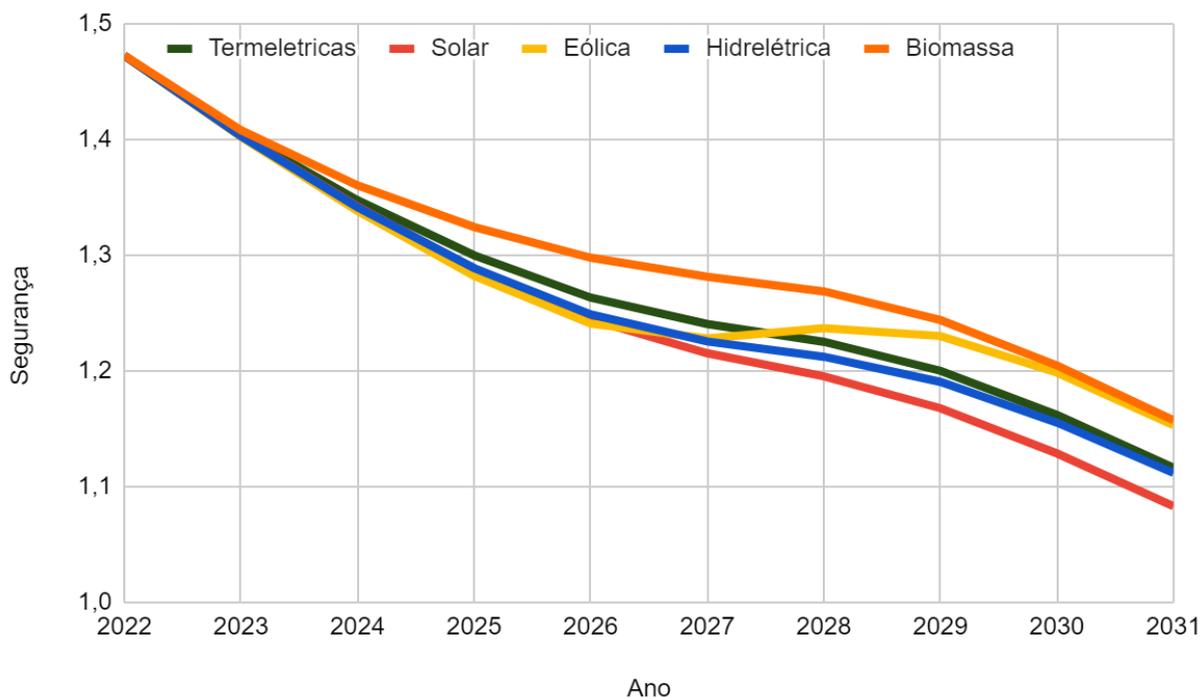
Fonte: Elaborado pelo autor.

Mesmo no cenário pessimista as fontes de gás, eólica e solar apresentam um aumento da sua geração ao longo dos anos, o que significa dizer que mesmo com problemas na implementação apresentam bons resultados, o que é diferente principalmente no caso das hidrelétricas que por ser a mais consolidada é a fonte que sofre mais devido a

depreciação sendo o aumento insuficiente para manter a geração, fato que também ocorre com a biomassa apesar de possuir uma capacidade menor.

Quando comparados o cenário base com o de substituição, primeiramente observa-se que as termelétricas apresentam comportamento semelhante ao do cenário estagnado, ou seja, a geração sofre apenas variações devido a depreciação, sendo uma diferença de 32,21 TWh no fim da década. Apesar da energia solar possuir um bom crescimento no cenário, não é capaz de substituir toda a geração termelétrica já que apresenta um aumento de apenas 11,55 TWh. Outra fonte que não foi capaz de suprir a geração é a hidrelétrica. Porém, garantindo níveis de geração muito próximos já que teve um aumento de 29,42 TWh. Duas fontes não apenas garantem a geração, como superam as expectativas, sendo elas a eólica com 55,20 TWh e a de biomassa com 57,84 TWh. Os efeitos dessa mudança de geração serão expostos a seguir nos gráficos da segurança (figura 15) e diversidade (figura 16).

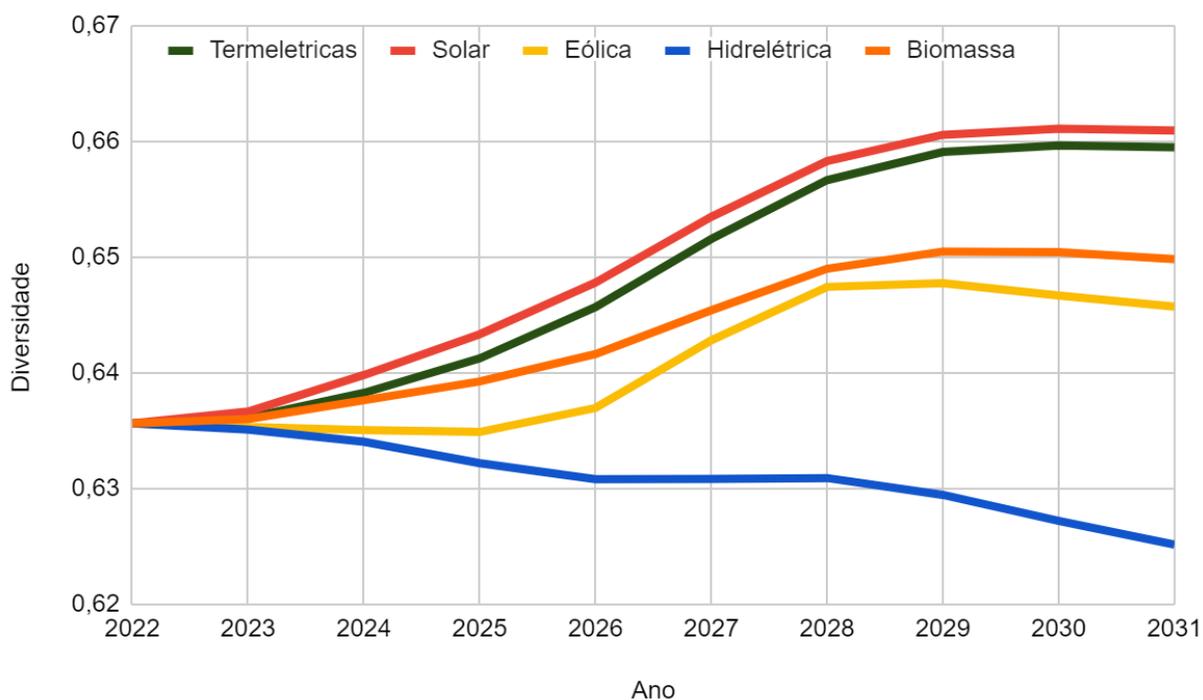
Figura 15 - Segurança no cenário pessimista



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em todos os cenários a segurança fica bem próxima a 1, ou seja, igual a demanda, fator preocupante, pois com a escassez de energia elétrica pode ocorrer apagões, quando comparados os cenários de substituição seguem o que foi observado na geração, como a energia solar não possui a mesma geração o cenário que a utiliza como substituta tem uma segurança 3,0% menor, enquanto hidrelétricas e termelétricas apresentam resultados muito próximos (diferença de 0,4%) e biomassa e eólica se sobressaem, sendo 3,7% e 3,3% maiores que o cenário base respectivamente.

Figura 16 - Diversidade no cenário pessimista

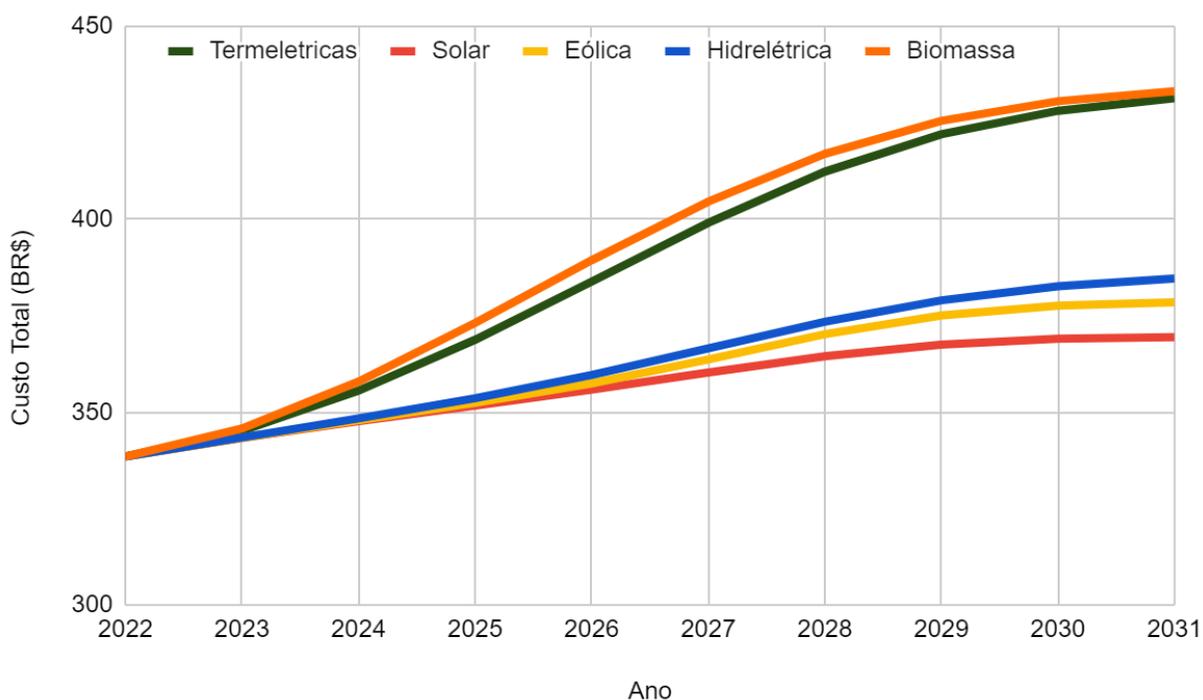


Fonte: Elaborado pelo autor.

A diversidade por depender principalmente da participação de cada fonte na geração total decai apenas quando é proposto um aumento da utilização de hidrelétricas, o que faz sentido, pois é a fonte com maior participação atualmente. Os cenários com substituição por biomassa e eólica por possuírem o maior crescimento de geração (57,84 TWh e 55,20 TWh respectivamente) acabam aumentando tanto sua participação que apesar de aumentar a diversidade apresentam valores de diversidade menores que o cenário de termelétricas, sendo eólica 2,1% menor e biomassa 1,5% menor. Enquanto nos cenários de solar e termelétricas à base de gás ocorre o maior aumento da diversidade porque a solar possui a menor participação e possui mais espaço para aumentar sua geração com um aumento de 0,2% da diversidade comparado com a utilização de termelétricas. E à base de gás, apesar de já possuir uma geração relevante, garante uma melhor distribuição da geração com seu crescimento.

Porém, diversidade e segurança não devem ser os únicos fatores levados em conta para avaliação dos impactos no setor elétrico brasileiro. Por exemplo, uma fonte que apresenta bons resultados para a diversidade pode não ser viável financeiramente, e para isso a Figura 17.

Figura 17 - Custo total no cenário pessimista



Fonte: Elaborado pelo autor. *BR\$ = Bilhões de reais

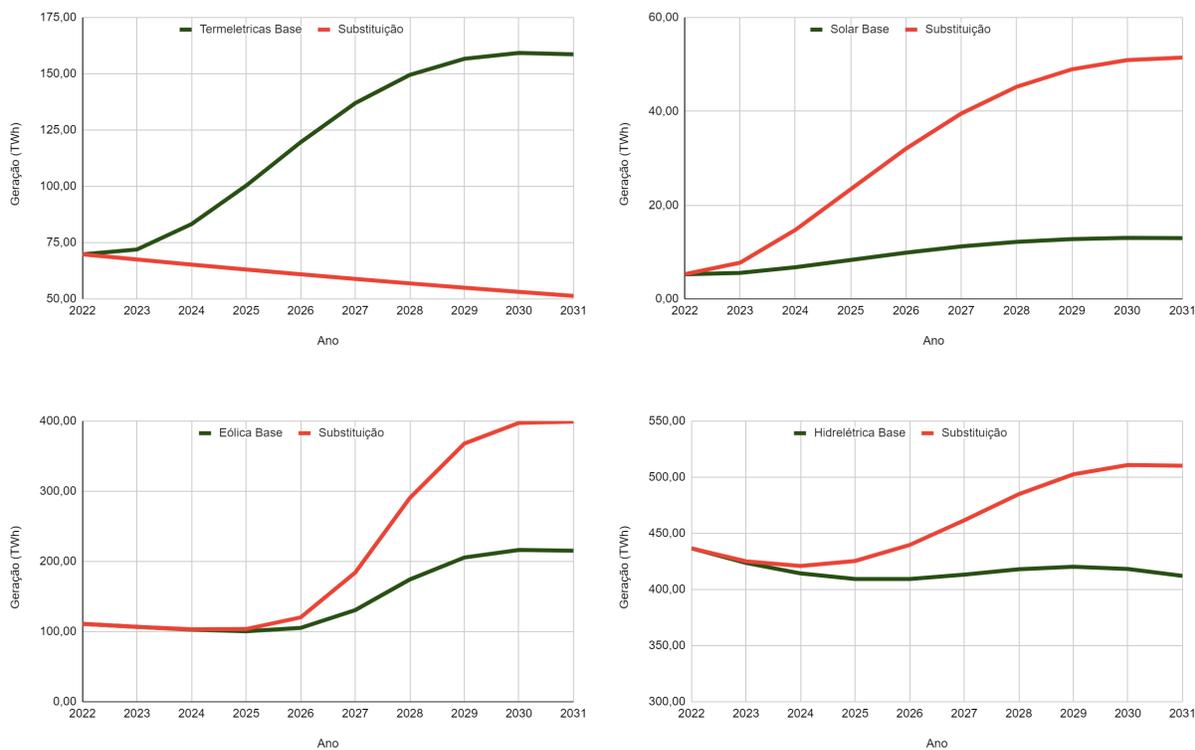
O custo total de geração de energia diz respeito a quanto deve ser investido para obter os níveis encontrados de segurança e diversidade. O comportamento dos custos são muito próximos comparando ao de biomassa (BR\$433,20) e de termelétricas (BR\$431,39), isso ocorre pois são indústrias que possuem custos adicionais com matéria prima, ainda assim vale ressaltar que com uma pequena variação nos custos é possível obter resultados melhores que os das termelétricas ao se utilizar biomassa. Outra fonte que havia apresentando bons resultados na geração e que volta a se

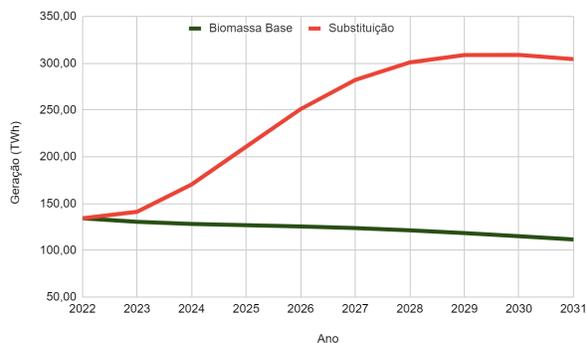
destacar nos custos é a eólica (BR\$378,51), que gera resultados melhores com uma economia de mais de 50 bilhões de reais. A hidrelétrica, apesar de seus problemas de implementação e grande depreciação, ainda apresenta bons resultados com baixos custos (BR\$384,62). A substituição por solar apesar de ser interessante por ser a mais barata (BR\$369,47) sofre do ponto de vista da segurança pois ocorre uma redução na geração, então é interessante investir esse dinheiro economizado buscando aumentar a capacidade.

4.5 CENÁRIO OTIMISTA

O cenário otimista possui as variáveis de atingimento da meta igual a 1, o que significa que toda a contratação de nova capacidade prevista é atingida ao longo dos próximos 10 anos. Sendo assim, esse é o cenário previsto pela EPE para o futuro, sendo as suas gerações base e com substituição dispostas na figura 18.

Figura 18 - Geração no cenário otimista



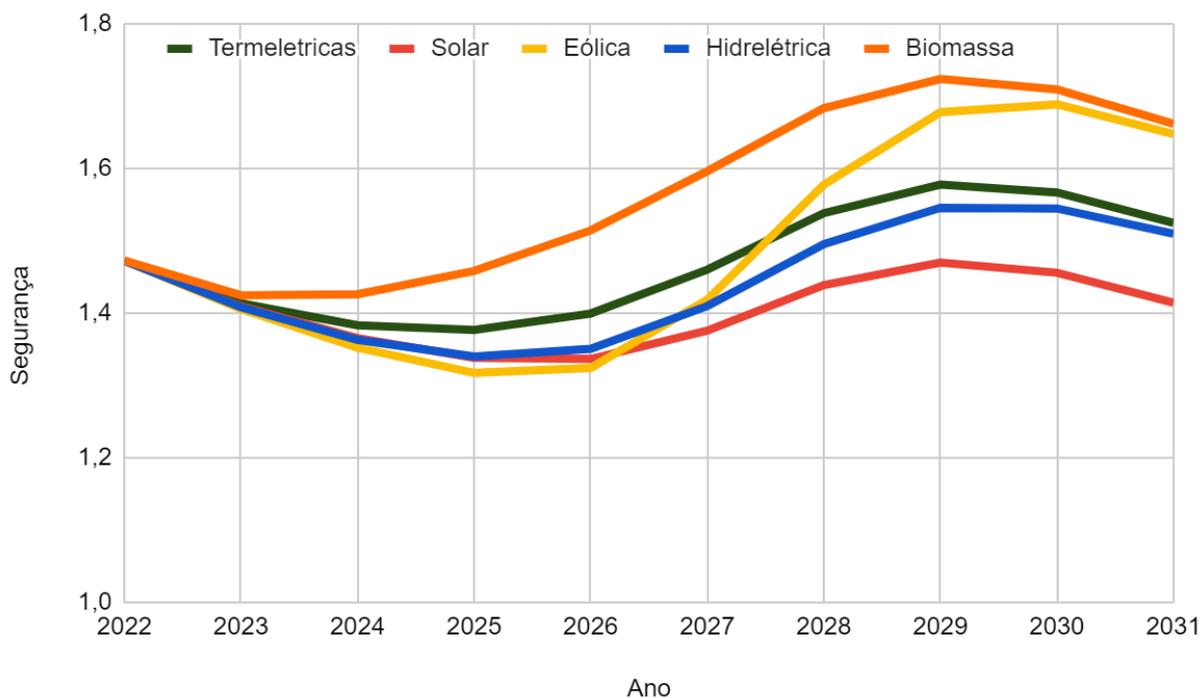


Fonte: Elaborado pelo autor.

Mesmo com metas otimistas o cenário base apresenta queda na geração tanto de biomassa devido a falta de contratações de novas capacidades tanto para as hidrelétricas, principalmente devido às perdas por depreciação. Enquanto eólica e solar apresentam crescimento em ambos os cenários.

Quanto a substituição das termelétricas a gás ocorre uma redução de 107,37 TWh na sua geração, já que sem perspectiva de crescimento o comportamento do cenário de substituição será definido apenas pela redução nos estoques. Novamente, a substituição por energia solar se mostra incapaz de atingir os níveis esperados de geração obtendo apenas 38,50 TWh. Por outro lado, as fontes hidrelétrica, eólica e biomassa apresentam uma boa resposta quanto à substituição da geração térmica com gerações de 98,07 TWh, 183,99 TWh e 192,80 TWh respectivamente. Os efeitos dessas substituições podem ser observados nos gráficos de segurança e diversidade a seguir nas figuras 19 e 20 respectivamente.

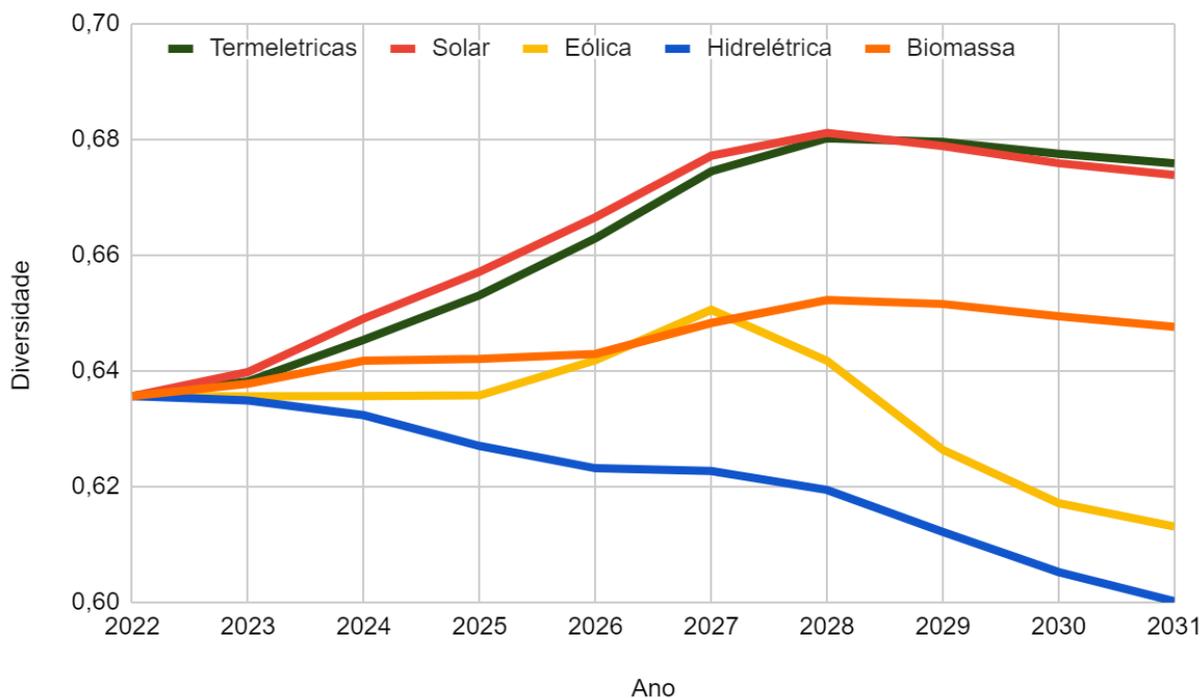
Figura 19 - Segurança no cenário otimista



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nesse cenário a segurança primeiro sofre uma queda mas nunca chega a um ponto crítico sendo que ao fim da década apresentam um crescimento exceto no cenário de substituição por energia solar que possui uma segurança menor que a inicial além de ser 7,8% menor que o cenário base. Enquanto os cenários de hidrelétricas e termelétricas (base) apresentam níveis muito próximos com a termelétrica sendo 0,9% maior, já os cenários de biomassa e eólica se sobressaem aumentando os níveis de segurança com valores de segurança respectivamente 8,9% e 7,8% maiores que o cenário de termelétricas.

Figura 20 - Diversidade no cenário otimista

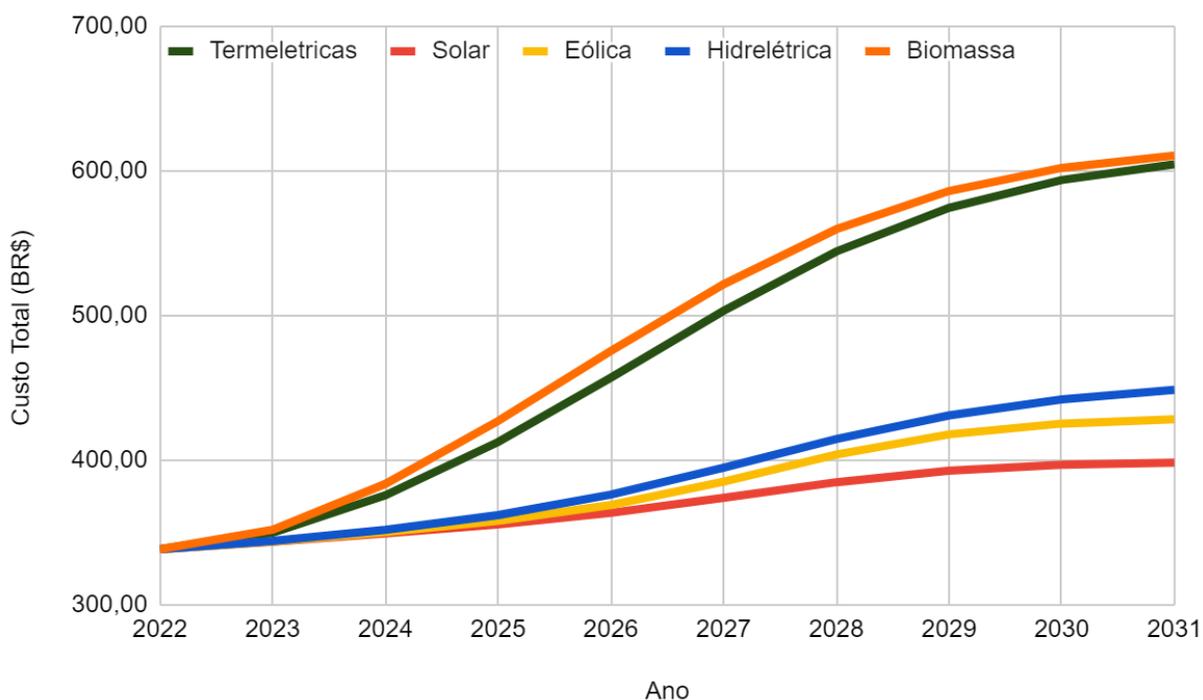


Fonte: Elaborado pelo autor.

A diversidade por depender da participação de cada fonte apresenta uma queda quando a geração hidrelétrica é escolhida para substituição, com uma queda de 12,6% referente ao cenário base, isso ocorre pois as hidrelétricas já possuem a maior participação e torna o sistema ainda mais dependente da sua geração. Fato parecido ocorre tanto na eólica quanto na biomassa, apesar de nos primeiros anos a diversidade aumentar, o crescimento dessas fontes é tão grande que sua participação afeta negativamente a diversidade, sendo a eólica 10,2% menor e a biomassa 4,4% menor. Enquanto a energia solar por ser a menos desenvolvida garante os bons resultados na diversidade quando escolhida para substituir as termelétricas, sendo apenas 0,3% menor. As indústrias a base de gás garantem uma boa diversidade pois os investimentos para aumento da capacidade garantem que a sua participação fique próxima as outras fontes.

Porém, as decisões não devem levar em conta apenas segurança e diversidade, outro fator importante no setor é o investimento necessário para garantir a geração de energia, nesse contexto a figura 21 representa o custo total de geração de energia elétrica para cada cenário de substituição.

Figura 21 - Custo total no cenário otimista



Fonte: Elaborado pelo autor. *BR\$ = Bilhões de reais

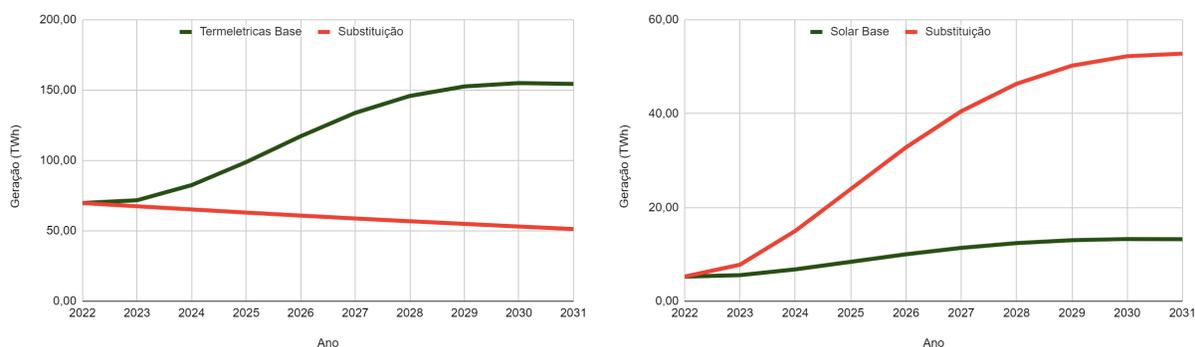
Apesar de apresentar crescimento da diversidade, os cenários que utilizam biomassa ou gás apresentam curvas de custos similares e pelo menos BR\$ 150,00 maiores que as demais fontes com valores de BR\$ 610,74 e BR\$ 604,70 respectivamente. Isso ocorre, pois são fontes que dependem da queima de combustíveis para geração de energia. A fonte hidrelétrica apresenta crescimento da segurança apesar da diminuição da diversidade e seus custos são de BR\$ 448,80. Outra fonte que sofre com a diminuição da diversidade é a eólica, entretanto por possuir uma geração 76,62 TWh

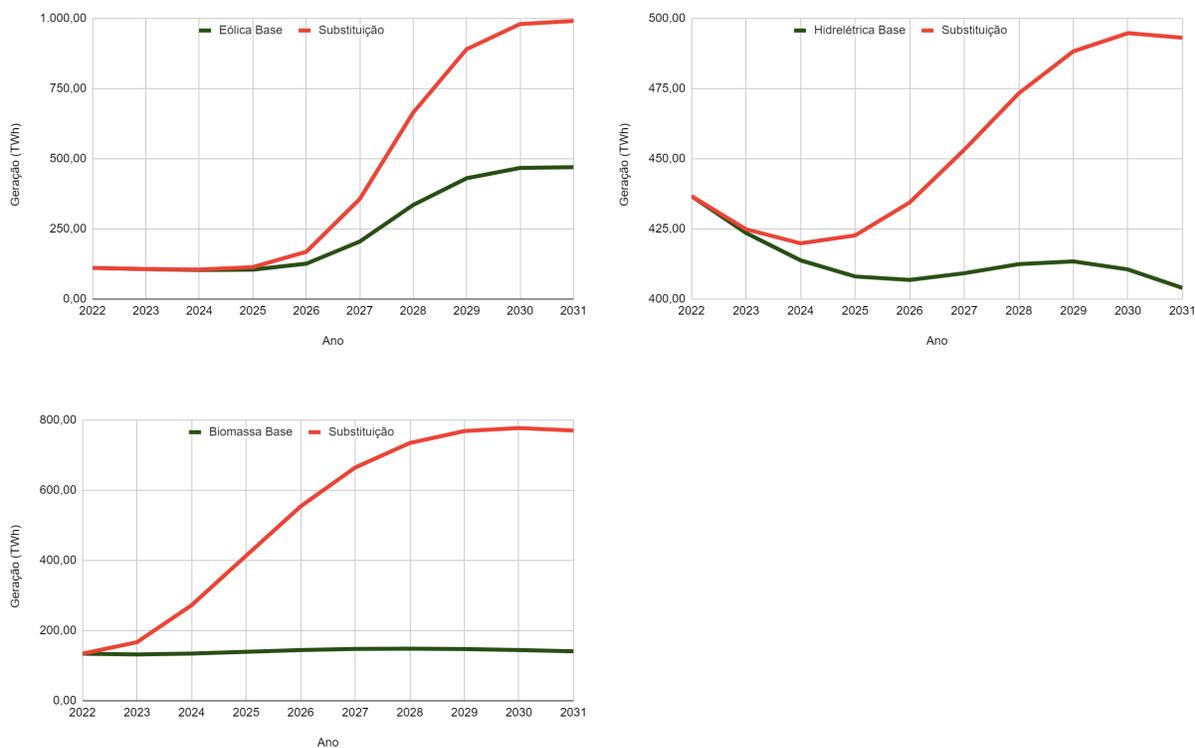
maior que a esperada para termelétricas acaba sendo uma escolha interessante do ponto de vista tanto de segurança como de custos, onde apresenta valor de BR\$ 428,44. Quando a substituição da geração por gás é dada pela energia solar, encontram-se os melhores resultados para diversidade e custos com BR\$ 398,28, porém afetando negativamente a segurança, já que a geração solar é 68,87 TWh menor que comparado às termelétricas.

4.6 CENÁRIO BASEADO NO PASSADO

O último cenário utiliza as mesmas taxas de atingimento das metas que na última década conforme a tabela 19. O que significa que o alcance das políticas desse cenário será o mesmo que o apresentado por políticas passadas, já que muitas vezes o que foi previsto não é o que realmente ocorre 10 anos depois. Os resultados referentes a geração separados entre o cenário base com aumento da geração por termelétricas a base de gás e os que apresentam substituição desse aumento por outras fontes estão dispostos na figura 22.

Figura 22 - Geração no cenário baseado no passado

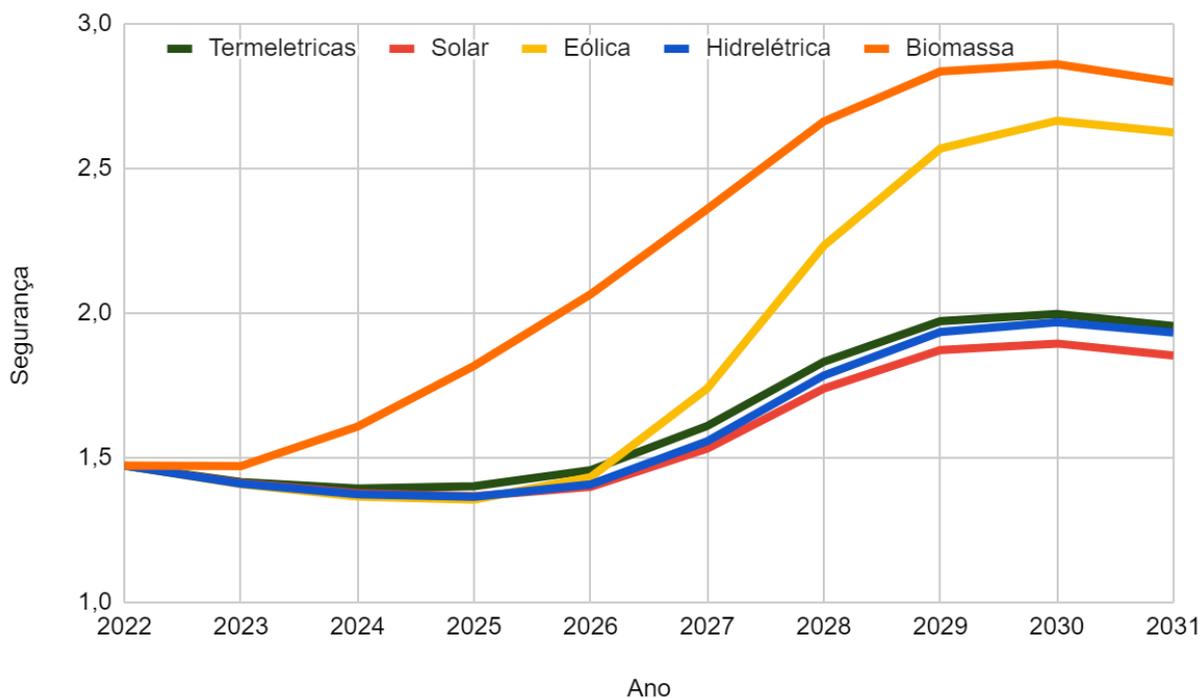




Fonte: Elaborado pelo autor.

No cenário base, apenas a geração hidrelétrica diminui enquanto todas as outras apresentam uma variação positiva. Isto ocorre pela sua maior participação na capacidade já presente do sistema e os efeitos da sua depreciação. A diferença na geração entre as termelétricas no cenário base e no que ocorre a sua substituição chega a um total de 103,18 TWh no final da década, ou seja, um déficit de geração que deve ser suprido pelas outras fontes. Novamente, a única fonte que não é capaz de suprir essa geração é a solar que alcança um aumento de 39,58 TWh. A geração hidrelétrica consegue atingir apenas uma certa quantidade dessa geração com 89,20 TWh. Enquanto eólica com 521,07 TWh e biomassa com 629,68 TWh ultrapassam a geração do cenário base. Essas diferenças na geração podem ser percebidas nos gráficos de segurança e diversidade a seguir nas figuras 23 e 24 respectivamente.

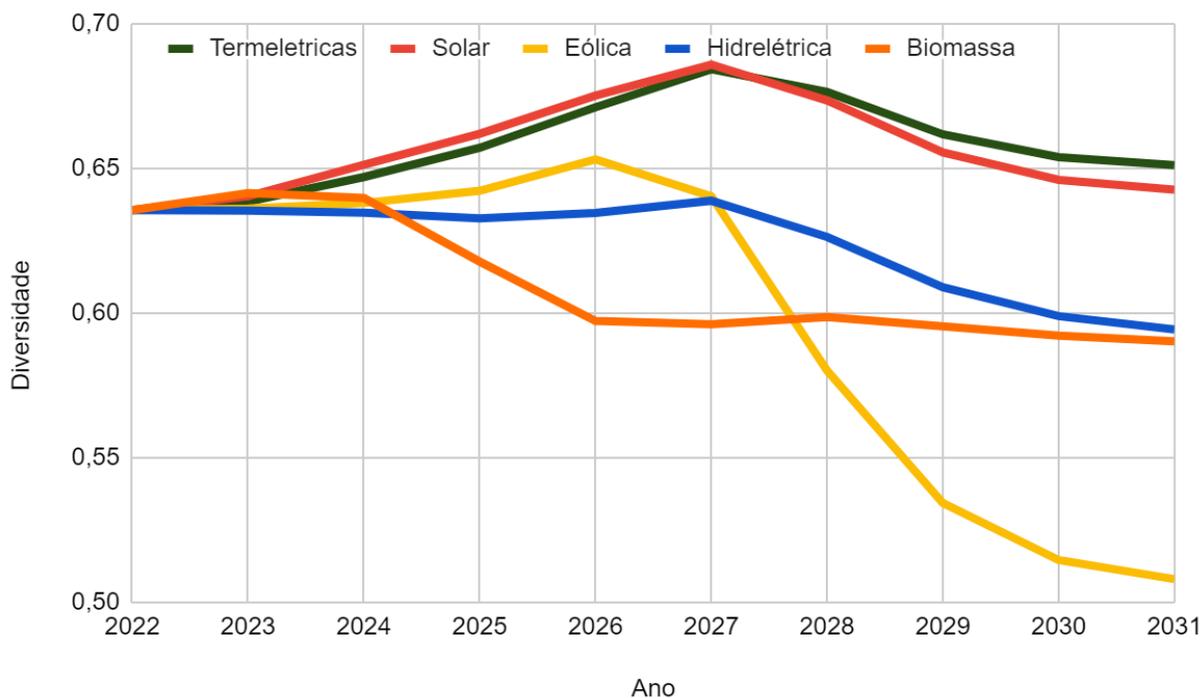
Figura 23 - Segurança no cenário baseado no passado



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em todos os casos ocorre um aumento da segurança na próxima década, sendo que a partir das fontes termelétricas e hidrelétricas são bem próximas, assim como observado na geração, com a hidrelétrica sendo 1,2% menor. A solar não foi capaz de suprir toda a geração que deveria substituir e acabou causando uma queda de 5,5% na segurança comparado ao cenário base. Já a biomassa e a eólica apresentam crescimento maior que das outras fontes e garantem um aumento na segurança de 43,2% e 34,3% maiores que o cenário base, respectivamente.

Figura 24 - Diversidade no cenário baseado no passado

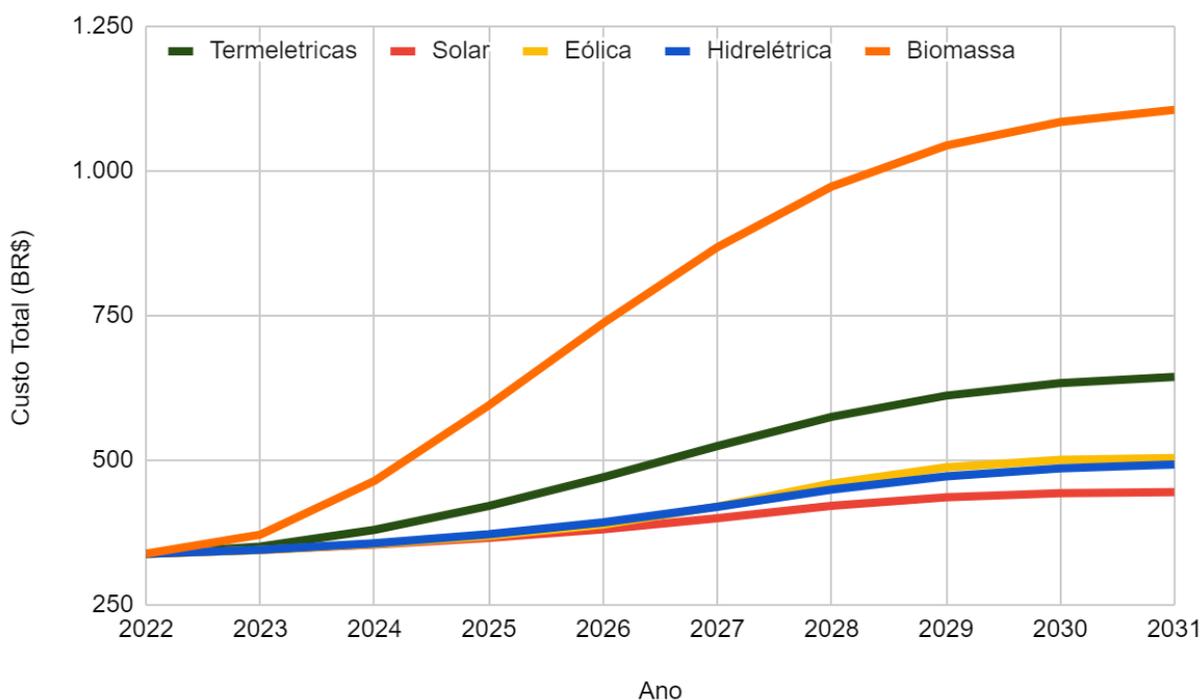


Fonte: Elaborado pelo autor.

A diversidade aumenta tanto no cenário base com termelétricas como no cenário com o aumento da geração solar sendo o solar apenas 1,3% menor que o cenário base de termelétricas, isso ocorre principalmente pois a geração solar é a que possui menor participação enquanto as termelétricas precisam aumentar sua geração para que sua participação seja próxima a de outras fontes. Já é esperado que o aumento das hidrelétricas diminua a diversidade já que é a fonte com a maior participação e possui segurança 9,6% menor que o cenário base. A fonte eólica e de biomassa ocorre um aumento da diversidade no começo porém logo em seguida uma queda pois a geração cresce tanto que assumem uma grande participação na geração total. Apresentando níveis de diversidade 28,2% menor para a eólica e 10,3% menor para a biomassa comparados ao cenário base.

Outro fator que deve ser levado em conta no setor elétrico é o custo para gerar a energia, pode ser que uma geração apesar de garantir bons índices de diversidade e segurança seja difícil de realizar devido aos investimentos necessários, os custos em cada um dos cenários de substituição estão dispostos na figura 25.

Figura 25 - Custo total no cenário baseado no passado



Fonte: Elaborado pelo autor. *BR\$ = Bilhões de reais

O custo do cenário base que possui aumento da geração por termelétricas é o segundo mais alto com BR\$ 644,22 sendo superado apenas pelo de biomassa que ultrapassa 1 trilhão (BR\$1106,12), isso ocorre pois ambas as fontes dependem do uso de combustível que encarece a geração, além de que no caso da biomassa o crescimento da geração é tanto que encarece demais a cadeia. Nesse sentido, podem ser buscadas alternativas que garantam tanto a segurança como um bom desempenho dos custos, ao realizar uma mistura por exemplo com a energia solar que apresenta o melhor custo

total com BR\$ 444,87 mas que sofre por não garantir a segurança das outras fontes. Hidrelétricas ainda apresentam um bom desempenho e mostra porque continua sendo uma das principais fontes utilizadas no setor com um custo de BR\$ 492,55. A fonte que mais surpreendeu positivamente foi a eólica, mesmo com um aumento acima das expectativas com crescimento de 417.89 TWh em relação ao cenário base, que garantem bons níveis de segurança, mas acabam diminuindo a diversidade, apresenta um custo total de BR\$ 503,95 no cenário de substituição.

4.7 COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS

Em todos os cenários com aumento da capacidade, cada fonte possui sua curva específica referente à implantação ao longo do tempo, que pode ser percebido principalmente pela eólica em que o planejamento demora mais para ser implantado que as demais. Isso ocorre pois cada fonte possui sua própria política de implantação que é representada por uma curva sigmoideal específica. Comportamento que também pode ser observado nos estudos de Aslani et al(2014) e Campos (2018).

Do ponto de vista do planejamento do governo federal apenas os cenários otimista e baseado no passado garantem uma segurança próxima à atual (1,5). Portanto, em cenários em que não é possível garantir o atingimento das metas, seja por dificuldades técnicas por falta de tecnologia, ou devido a normas ambientais (fatores que podem fazer que apenas metade do planejado seja realizado). É possível, a partir do modelo, definir quais outras metas devem ser aumentadas a fim de garantir segurança, como por exemplo, no cenário pessimista quando utilizada a substituição por energia eólica que garante uma segurança 3,3% maior ou na substituição por biomassa que garante uma segurança 3,7% maior.

A geração hidrelétrica sofre quedas em todos os cenários em que ela não faz a substituição das termelétricas, principalmente devido a sua grande capacidade já presente no sistema que está mais à mercê da depreciação. Nesse sentido, as políticas de implantação de nova capacidade hidrelétrica tem como principal objetivo garantir o

mesmo nível de geração e não de suprir o crescimento da demanda.

Em todos os cenários do horizonte de atingimento das metas os cenários que promovem o aumento de termelétricas (base) e o cenário que promove a substituição por energia solar apresentam aumento da diversidade (4,0% no cenário pessimista, 6,0% no otimista e 1,1% no baseado no passado). No entanto, os cenários de energia solar apresentam a menor segurança devido a incapacidade de atingir o crescimento comparado a outras fontes apresentando segurança menor se comparado ao cenário base em 3,0% no cenário pessimista, 7,8% no otimista e 5,5% no baseado no passado. Apesar de obter os o melhor desempenho nos custos que são menores que o cenário base em BR\$ 61,93 no cenário pessimista, BR\$ 206,42 no otimista e BR\$ 199,35 no baseado no passado. Os cenários de termelétricas são o contrário dos solares. Garantem que não ocorra queda da segurança porém possuem o custo mais alto de todas as fontes (BR\$ 431,39 no cenário pessimista, BR\$ 604,70 no otimista e BR\$ 644,22 no baseado no passado).

As fontes que se sobressaíram nos cenários de substituição foram a eólica e a biomassa com resultados muito próximos, obtendo uma segurança cerca de 3% maior no cenário pessimista, 8% maior no cenário otimista e 40% no baseado no passado. O aumento no cenário baseado no passado com cerca de 40% é elevado pois ao considerar os últimos 10 anos algumas fontes possuem uma capacidade muito pequena, como o caso da eólica, solar e biomassa e, portanto, o crescimento é exponencial, fator que não deve ocorrer no futuro onde tem-se um crescimento mais linear. Embora a eólica e a biomassa apresentem perspectiva positiva sobre a segurança quando utilizados na substituição, a diferença está no custo, já que a biomassa é 14,6% mais cara no cenário pessimista, 42,5% mais cara no cenário otimista e 119% mais cara no cenário baseado no passado. No planejamento a médio prazo é possível traçar paralelo entre essas duas fontes, a eólica surgindo como uma alternativa a fonte renovável que já está implementada, no caso a hidrelétrica (já que apresenta similaridades com questões de sazonalidade e incerteza). Enquanto a

biomassa pode ser uma alternativa para a utilização de gás, já que os resíduos podem ser queimados para suprir déficits devido à incerteza das fontes renováveis, além de garantir uma disposição dos resíduos queimados.

As políticas de incentivo a geração eólica se seguirem o comportamento da última década garantem aumentos significativos aos níveis de segurança, sem impactar nos custos, sendo assim podendo substituir o crescimento das termelétricas, que mesmo em cenários em que exista a matéria prima para queimar o gás natural pode ser comercializado entre os países vizinhos como sugerem AKBI et al (2016) como forma de sancionar políticas para a utilização de fontes renováveis de energia. Nesse sentido, cabe ainda na tomada de decisões buscar políticas próximas às eólicas quanto a implantação de outras fontes renováveis, principalmente a solar, que está defasada em relação às outras.

A partir dos resultados desse estudo das fontes alternativas que são propostas para a substituição é um mix de solar, eólica e biomassa. A fonte solar por ter uma implantação mais rápida que a eólica serve como fonte renovável principalmente nos primeiros anos, além de quem apresenta os melhores resultados para diversidade e uma perspectiva interessante por ter custos em queda. A eólica devido a seu grande crescimento previsto a seu baixo custo garante níveis altos de segurança sem efeitos negativos nos custos, fazendo inclusive o papel de aumentar o volume de geração de fonte renovável para suprir incertezas. No contexto das incertezas que surge a biomassa, para suprir a mesma função das termelétricas, apesar de seu custo maior possui o diferencial de sua fonte ser renovável, e assim como as termelétricas fósseis seu uso deve ser apenas para apoio, por exemplo caso ocorram picos de demanda, ou quedas na geração das demais fontes o estoque de biomassa é queimado para garantir níveis adequados de segurança.

5. CONCLUSÃO

Cada vez mais os países vêm investindo em estudos sobre fontes alternativas de energia como foi possível observar na revisão bibliográfica. Para facilitar a utilização de novas fontes se faz necessário um método que auxilie na tomada de decisões quanto a gestão de energia, o sistema deve operar garantindo que existe sempre uma segurança, ou seja, que a oferta de energia seja maior que a demanda. Para isso são necessários estudos da demanda, de cada uma das fontes geradoras assim como suas políticas que não são apenas complexas mas como também estão interligadas (uma mudança em um dos fatores interfere em toda a cadeia). Nesse sentido, o processo de tomada de decisões para o planejamento da segurança elétrica e da diversificação das fontes de suprimento desses sistemas é necessário um método qualitativo (experiência, estudos e publicações) junto a um modelo quantitativo baseado no de dinâmica de sistemas.

Das perguntas do capítulo inicial: Qual a tendência futura de variação da demanda por energia elétrica no Brasil? e com os dados encontrados existe uma previsão do crescimento da quantidade demandada. Ainda é interessante ressaltar que esse modelo diferente do de Campos(2018) permite fazer alterações como foi feito do PIB e da população para estudar os impactos da pandemia, que não era possível a partir da estimativa simples da demanda.

Como as previsões de crescimento da geração principalmente por termelétricas e hidrelétricas interferem no custo geral de geração? No estudo de custos as fontes térmicas e hidráulicas apresentam um crescimento elevado em relação a fontes alternativas e conseqüentemente aumento de até 150 bilhões de reais se comparado com fontes renováveis como eólica e solar. Sendo essa a principal contribuição do trabalho diferente de Campos (2018) a adicionar o estudo de custos. O custo também deve ser levado em conta quando são tomadas decisões a longo prazo, e permite mostrar não apenas do ponto de vista do meio ambiente mas como também do ponto

de vista financeiro as fontes renováveis são mais interessantes que as fontes fósseis.

Quais os impactos do crescimento previsto na Segurança e na diversidade do setor elétrico? O planejamento de expansão está intimamente ligado à previsão de crescimento da quantidade demandada, e essa quantidade junto com o crescimento definem a segurança, se todo o planejado ocorrer o sistema continuará seguro. No entanto, aumentar essa capacidade sem levar em conta a diversidade possui sérios riscos principalmente pois as fontes fósseis são dependentes de combustíveis e cenários com a expansão de fontes como solar, eólica e biomassa devem ser avaliados.

A partir das séries históricas dos custos é possível obter tendências futuras? A tendência dos custos encontrados são de crescimento para todas as fontes menos a solar, que no estudo dos valores assim como na regressão obtida apresenta uma queda ao longo dos anos.

Do ponto de vista do atingimento das metas, os cenários pessimista e estagnado se mostraram incapazes de garantir níveis aceitáveis de segurança, o que significa que caso as metas de expansão não sejam atingidas ocorrerá apagões e, portanto, o Ministério de Minas e Energia deve implementar as políticas sugeridas pela EPE a fim de garantir que toda a capacidade planejada seja implantada. Em cenários de queda de segurança duas fontes interessantes são a biomassa e a eólica que demonstraram ser capazes de aumentar a segurança.

A principal contribuição do trabalho vem com a proposta de implementar custos para auxiliar na tomada de decisões referentes a aumento da capacidade, outros estudos como o de Campos (2018) e Aslani (2014) não utilizam dos custos mais elevados da geração fóssil para demonstrar que a energia renovável é útil não apenas para segurança mas também para garantir custos mais baixos. A falta de estudo de custos é notado até mesmo em quem toma as decisões, pois o planejamento decenal de expansão desenvolvido pela EPE (2020) e seguido pelo ministério de minas e energia não possui estudo dos custos nem de seus impactos nos próximos dez anos.

O crescimento previsto de termelétricas apresentou um custo pelo menos BR\$ 150,00 mais alto que fontes alternativas como a eólica, hidrelétrica e solar, e custos semelhantes aos de biomassa no cenário otimista, o que significa dizer que seguindo o planejamento de aumento da capacidade do sistema utilizando indústrias de gás fará o sistema elétrico brasileiro ter um crescimento de 33% do custo total de geração comparado com cenários de substituição. Valor que acabará sendo repassado para o consumidor causando impactos seja na forma de impostos ou no aumento do preço de energia.

A previsão da demanda feita pelo modelo se assemelha com o previsto pela PDE que parte do pressuposto de que tanto PIB como população devem crescer, e conseqüentemente a demanda, na próxima década. Cabe ainda ressaltar que os impactos da crise sanitária ainda são incertos, tanto pelos impactos negativos que vem causando, como pela queda na população e na atividade industrial. Como qual o tempo necessário para normalizar e voltar a ter crescimento. Nesse sentido dados sobre os próximos anos devem ser coletados e aplicados no modelo e seguindo as tendências é provável que a demanda caia até o fim da crise e depois apresente um comportamento de crescimento novamente.

No contexto de substituição por fontes alternativas a energia solar que está defasada em relação às demais e portanto precisa de mais incentivos para garantir segurança, por outro lado, apresenta os maiores níveis de diversidade já que é a fonte com maior espaço para crescimento. Apesar da maior diversidade sua capacidade de crescimento ainda é incerta e pode não ser possível subir um papel mais importante na geração total do sistema.

As fontes alternativas que se sobressaíram nos cenários de substituição foram a eólica e a biomassa, que apresentam níveis de segurança maiores que o cenário base com crescimento de termelétricas. A principal diferença se faz no custo da biomassa, que é cerca de 30% mais caro que a eólica no cenário otimista. Portanto a energia eólica surge como uma boa alternativa para a fonte hidrelétrica, por ambas serem mais

baratas e sazonais, enquanto a hidráulica fica cada vez mais restrita por questões ambientais. E a biomassa pode ser uma alternativa a termelétricas por possuir um resíduo que pode ser queimado nos momentos de pico de demanda ou falta de geração.

A partir dos estudos existem alternativas renováveis à expansão fóssil, se for para definir apenas uma fonte que garanta segurança e custos com melhores resultados é a eólica. Do ponto de vista de diversidade a fonte que possui maior desempenho é a solar, sendo necessário um planejamento de implantação de uma quantidade maior para garantir níveis de segurança. E portanto este trabalho sugere a implantação de um mix de energia solar, eólica e biomassa para substituir a geração termelétrica, e até gradualmente a hidrelétrica por seus problemas de expansão. Sendo a eólica e a solar trabalhando o tempo todo e as de biomassa próximas aos centros que mais demandam energia e que podem realizar a queima em momentos de pico ou falta de geração das outras fontes.

O sistema sofre impactos por questões estruturais (institucionalidade) do sistema elétrico, tanto como os efeitos da implantação de novas tecnologias causam nos custos. Ainda existem variações de tarifas interferindo na demanda, porém todos esses fatores são considerados constantes no modelo. Uma sugestão de aprofundamento é estudar as variações ao longo do tempo e aplicar ao modelo.

Apesar de conter um capítulo na revisão referente aos efeitos da crise de COVID 19 na revisão, foi levado em conta os impactos apenas nas variáveis PIB e população, principalmente para o ano de 2021, para trabalhos futuros cabe estudar se os impactos são apenas nos primeiros anos ou se devem repercutir mais ao longo da década, além de que podem afetar outros parâmetros, como interferir no atingimento de metas para a implantação de novas capacidades de geração de energia, já que é necessário mão de obra e trabalho conjunto para construir novas instalações.

REFERÊNCIAS

ACKOFF, R.L. Systems thinking for curious managers. **Triarchy Press**; 2010. ISBN: 978-0-9562631-5-5.

AKBI A, NOUREDDINE Y, BOUDJEMA R, & BOUALEM A. A new method for cost of renewable energy production in Algeria: Integrate all benefits drawn from fossil fuel savings. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 56. 2016 1150-1157.

ASLANI, A.; HELO, P.; NAARANOJA, M. Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach. **Applied Energy**, jan. 2014. v.113, p. 758–765.

ASLANI A, HELO P, FENG B, ANTILA E, HILTUNEN E. Renewable energy supply chain in Ostrobothnia region and Vaasa city: Innovative framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2013 Jul 1;23:405-11.

BAJAY S V. Evolução do planejamento energético no Brasil na última década e desafios pendentes. **Revista Brasileira de Energia**, Vol. 19, No. 1, 1o Sem. 2013, pp. 255-266.

BALACHANDRA P, CHANDRU V. Supply demand matching in resource constrained electricity systems. **Energy Conversion and Management** 2003;44:411–37.

BARLAS, Y. Formal aspects of model validity and validation in system dynamics. **System dynamics review**, 1996. v. 12, n. 3, p. 183–210.

BATALLA-BEJERANO, J., & TRUJILLO-BAUTE, E. (2016). Impacts of intermittent renewable generation on electricity system costs. **Energy Policy**, 94, 411-420.

BCB. **Relatório de Inflação**. Banco Central do Brasil, 2020 Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/content/ri/relatorioinflacao/202006/ri202006p.pdf>> Acesso em: 23 mai. 2021

BRANKER K, PATHAK MJ, PEARCE JM. Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2011;15:4470-82.

CAMPOS F. R. N. **Diversificação Da Matriz Energética Baseada em Recursos Renováveis: Impactos Sobre A Segurança Elétrica Brasileira.** São Mateus. Universidade Federal do Espírito Santo. 2018

CECATI C, CITRO C, SIANO P. Combined operations of renewable energy systems and responsive demand in a smart grid. **IEEE Trans Sustainable Energy** 2011;2(4):468–75.

CHAVES G L D, TOSTA M C R. **Gestão de sistemas de Energia.** EDITORA CRV, 2016 ISBN:978-85-444-1100-1

CHI KC, NUTTALL WJ, REINER DM. Dynamics of the UK natural gas industry: system dynamics modelling and long-term energy policy analysis. **Technological Forecasting and Social Change.** 2009 Mar 1;76(3):339-57.

CHIZZOTTI. An. **Pesquisa em ciências humanas e sociais.** São Paulo: Cortez, 1991.

CHOOPOJCHAROEN, T.; MAGZARI, A. **Mathematics behind System Dynamics: An Interactive Qualifying Project Report.** Massachusetts: Worcester Polytechnic Institute, 2012.

COCHRAN J, MAI T, BAZILIAN M. Meta-analysis of high penetration renewable energy scenarios. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 2014;29:246–53.

CONNOLLY D, LUND H, MATHIESEN BV, LEAHY M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. **Applied energy.** 2010 Apr 1;87(4):1059-82.

DARBY S. The effectiveness of feedback on energy consumption. A Review for DEFRA of the Literature. **Metering, Billing and direct Displays.** 2006 Apr 1;486(2006):26.

DELL'ARICCIA, G., MAURO, P., SPILIMBERGO, A., AND ZETTELMEYER, J. (2020) **Economic policies for the COVID-19 war,** IMFBlog.

DWECK E, ROCHA CF, FREITAS F, FERRAZ JC, TORRACCA J, COSTA KV, MIGUEZ T. **Impactos macroeconômicos e setoriais da Covid-19 no Brasil.** Rio de Janeiro, RJ: UFRJ. Disponível em: <https://www.ie.ufrj.br/images/IE/grupos/GIC/GIC_IE_NT_ImpactosMacroSetoriaisdaC19noBrasilvfinal22-05-2020.pdf>.

EPE,MME. **Balço Energético Nacional 2020**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia(MME). disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf

EPE. **Leilões**, <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>>; Empresa de Pesquisa Energética (EPE); 2020.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202030.pdf>>. Acesso em: 7 dez. 2020.

Escribano F G, Marín-Quemada J M, González E S. RES and risk: Renewable energy's contribution to energy security. A portfolio-based approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2013 Oct 1;26:549-59

ESFAHANI, A.N., MOGHADDAM, N.B., MALEKI, A. AND NAZEMI, A., 2021. The knowledge map of energy security. **Energy Reports**, 7, pp.3570-3589.

FENG YY, CHEN SQ, ZHANG LX. System dynamics modeling for urban energy consumption and CO2 emissions: A case study of Beijing, China. **Ecological Modelling**. 2013 Mar 10;252:44-52.

FORRESTER, J. W. System dynamics as an organizing framework for pre-college education. **System Dynamics Review**, 1993. v. 9, n. 2, p. 183–194.

FORRESTER, J. W. “The” model versus a modeling “process” - Forrester. **System Dynamics Review**, 1985. v. 1, p. 133–134.

GEORGIADIS, P.; VLACHOS, D. The effect of environmental parameters on product recovery. **European Journal of Operational Research**, set. 2004. v. 157, n. 2, p. 449–464.

GHISOLFI, V. et al. System dynamics applied to closed loop supply chains of desktops and laptops in Brazil: A perspective for social inclusion of waste pickers. **Waste Management**, fev. 2017. v. 60, p. 14–31.

- GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1996.
- GULLO, M.C., 2020. A Economia na Pandemia Covid-19: Algumas Considerações/The Economy in Pandemic Covid-19: Some Considerations. **ROSA DOS VENTOS-Turismo e Hospitalidade**, 12(3).
- Hampf B, Cost and environmental efficiency of U.S. electricity generation: Accounting for heterogeneous inputs and transportation costs, **Energy** (2018), doi: 10.1016/j.energy.2018.08.165.
- HONEYCUTT, R. L. Stochastic runge-kutta algorithms. i. white noise. **Physical Review A**, 1992. v. 45, n. 2, p. 600.
- HU B, LEOPOLD A, PICKL S Concept and prototype of a web tool for public-private project contracting based on a system dynamics model.**Central European journal of operations research**. 23(2) (2015) p.407–419
- IBGE. **Contas nacionais trimestrais 2020**. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística(IBGE), disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas-novoportal/economicas/contas-nacionais/9300-contas-nacionais-trimestrais.html?=&t=destaques>
- IBGE. **Estimativas da População 2020**. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística(IBGE), disponível em: ftp://ftp.ibge.gov.br/Estimativas_de_Populacao/Estimativas_2020/estimativa_dou_2020.pdf
- IMF. **World Economic Outlook Update**. International Monetary Fund, 2020 Disponível em: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/06/24/WEOUpdateJune2020>> Acesso em: 23 mai. 2021
- IOANNIDIS, A., CHALVATZIS, K.J., LI, X., NOTTON, G. AND STEPHANIDES, P., 2019. The case for islands' energy vulnerability: Electricity supply diversity in 44 global islands. **Renewable Energy**, 143, pp.440-452.
- JEHLE, G.A., 2001. **Advanced microeconomic theory**. Pearson Education India.

JEON, C., LEE, J., & SHIN, J. Optimal subsidy estimation method using system dynamics and the real option model: Photovoltaic technology case. **Applied Energy**, 142, 2015, p. 33-43.

JUNIOR, C.J.C., GARCIA-CINTADO, A.C. & JUNIOR, K.M., 2021. Macroeconomic policies and the pandemic-driven recession. **International Review of Economics & Finance**, 72, pp.438-465.

KEMP R, VOLPI M. The diffusion of clean technologies: a review with suggestions for future diffusion analysis. **Journal of Cleaner Production**. 2008 Jan 1;16(1):S14-21.

KIANI, B.; MIRZAMOHAMMADI, S.; HOSSEINI, S. H. A Survey on the Role of System Dynamics Methodology on Fossil Fuel Resources Analysis. **International Business Research**, 11 jun. 2010. v. 3, n. 3, p. 84.

LARSSON S, FANTAZZINI D, DAVIDSSON S, KULLANDER S, HOOK M. Reviewing Electricity Production Cost Assessments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2014;30:170-83.

LEE CH, CHANG CHP. Energy consumption and GDP revisited: a panel analysis of developed and developing countries. **Energy economics** 2007;29:1206–23.

LUND D P, LINGREN J, MIKKOLA J, SALPAKARI J. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 2015;45:785–807.

MARCONI, M. A.; LAKATOS, E. M. **Técnicas de pesquisa**: planejamento e execução de pesquisas, amostragem e técnicas de pesquisa, elaboração, análise e interpretação de dados. São Paulo: Atlas, 1990.

MARTIN L A. **The first step**. Prepared for the MIT System Dynamics in Education Project under the supervision of Dr. Jay W. Forrester, Massachusetts Institute of Technology. 1997.

MAS-COLELL, A., WHINSTON, M.D. AND GREEN, J.R., 1995. **Microeconomic theory** (Vol. 1). New York: Oxford university press.

MATHIESEN BV, LUND H, KARLSSON K. 100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth. **Applied energy**. 2011 Feb 1;88(2):488-501.

MENG, Q. Energy-aware resource allocation for OFDMA wireless networks with hybrid energy supplies. **IET Communications**. Aug 2017 v.11 ed.1 p.1671-1678

Ministério da Saúde. **Boletim Epidemiológico Especial**. Secretaria de Vigilância em Saúde 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/saude/pt-br/media/pdf/2021/maio/21/boletim_epidemiologico_covid_63_final_21maio.pdf> Acesso em: 21 mai. 2021

MORECROFT, J. D. W. **Strategic modelling and business dynamics: a feedback systems approach**. Second edition ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2015.

MORESI, E. (Org.). **Metodologia da pesquisa**. Brasília: Universidade Católica de Brasília (UCB), 2003.

NAIM, M. M.; TOWILL, D. R. Establishing a Framework for Effective Materials Logistics Management. **The International Journal of Logistics Management**, jan. 1994. v. 5, n. 1, p. 81–88.

NARAYANA PK, PRASAD A. Electricity consumption real GDP causality nexus: evidence from a bootstrapped causality test for 30 OECD countries. **Energy Policy** 2008;36:910–8.

NILLESEN, P. AND M. POLLITT (2010). Using Regulatory Benchmarking Techniques to Set Company Performance Targets: The Case of US Electricity. **Competition and Regulation in Network Industries** 11, pp. 50-84.

NOGUEIRA et al. Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? **International Journal of Greenhouse Gas Control**, maio. 2014. v. 24, p. 115–123.

NOURGALIEV, R.; DINH, N.; YOUNGBLOOD, R. Development, Selection, Implementation, and Testing of Architectural Features and Solution Techniques for Next Generation of System Simulation Codes to Support the Safety Case of the LWR Life Extension. **INL/EXT**, 2010. v. 10, p. 19984.

O'SULLIVAN, A; SHEFFRIN, S M. (2003). **Economics: Principles in Action**. Upper Saddle River, New Jersey 07458: Pearson Prentice Hall. p. 16

OECD (2006). OECD **Environmental Performance Reviews**: United States 2005. OECD Publishing, Paris

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O Sistema em Números**. 2019 disponível em <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>

ONS. Programa Mensal da Operação(PMO).Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS),
(http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe_PMO_202009_RV0.pdf); 2020.

ORTEGA, M. DEL RIO P. Benefits and costs of renewable electricity in Europe. Renewable and Sustainable, **Energy Reviews** 2016;61:372–383.

PFENNINGER, S.; HAWKES, A.; KEIRSTEAD, J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, maio. 2014. v. 33, p. 74–86.

QUDRAT-ULLAH, H.; SEONG, B. S. How to do structural validity of a system dynamics type simulation model: The case of an energy policy model. **Energy Policy**, maio. 2010. v. 38, n. 5, p. 2216–2224.

QUEIROZ, M I. P. O pesquisador, o problema da pesquisa, a escolha de técnicas: Algumas reflexões. **Reflexões sobre a pesquisa sociológica**. Alice B. S. G. Lang (org.), “Coleção Texto CERU, vol. 3, 2ª série, Centro de Estudos Rurais e Urbanos, São Paulo, p.13-29, 1992.

RAHMAN, S. M., SPALDING-FECHER, R., HAITES, E., & KIRKMAN, G. A. (2018). The levelized costs of electricity generation by the CDM power projects. **Energy**, 148, 235-246.

REIBSTEIN, D. J.; CHUSSIL, M. J. **Primeiro a lição, depois o teste**: usando simulações para analisar e desenvolver estratégias competitivas. A dinâmica da estratégia competitiva. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

RICHARDSON, G. P. Problems with causal-loop diagrams. **System dynamics review**, 1986. v. 2, n. 2, p. 158–170.

RICHARDSON, G. P. System dynamics, the basic elements of. **Complex Systems in Finance and Econometrics**. [S.l.]: Springer, 2009, p. 856–862.

RÖPKE L. The development of renewable energies and supply security: a tradeoff analysis. **Energy Policy** 2013;61:1011–21.

SAYSEL, A.K. AND HEKIMOĞLU, M., 2013. Exploring the options for carbon dioxide mitigation in Turkish electric power industry: System dynamics approach. **Energy Policy**, 60, pp.675-686.

SCHMIDT G, GUEDES B M R **Electricity regulation in Brazil**: overview. Thomson Reuters practical law 2018 de www.practicallaw.com/energy-guide

Senatro D.L., Caramuta P., Curci P., Cosmi C. 2020 Regression analysis for energy demand projection: an application to TIMES-Basilicata and TIMES Italy energy models, **Energy**

SENGE, P. M.; FORRESTER, J. W. Tests for building confidence in system dynamics models. **System dynamics, TMS studies in management sciences**, 1980. v. 14, p. 209–228.

SENGE, P. M. **The fifth discipline**: The art and practice of the learning organization. [S.l.]: Broadway Business, 2006.

SHARMA, T.; BALACHANDRA, P. Model based approach for planning dynamic integration of renewable energy in a transitioning electricity system. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**. fev 2019 v.105 p.642-659

SHARMA T, BALACHANDRA P. IEEE **International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management**. 2014. p. 637–41.

SILVA, M. V. M. Da; BERMAN, C. O planejamento energético como ferramenta de auxílio às tomadas de decisão sobre a oferta de energia na zona rural. **4o ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL**, 2002, , [S.l.] . Anais eletrônicos... [S.l.]: [s.n.],2002. Disponível em: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022002000200034&script=sci_arttext&lng=pt. Acesso em: 12 mar. 2020.

SILVA, R. **Apostila de metodologia científica**. Brusque: ASSEVIM – Associação Educacional do Vale do Itajaí-Mirim, fev. 2008.

SILVA R C, NETO I M N, Seifert S S .supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 59 (2016) 328–341

SIMS RE, ROGNER H, GREGORY K. Carbon Emission and Mitigation Cost Comparison between Fossil Fuel, Nuclear and Renewable Energy Resources for Electricity Generation. **Energy Policy**. 2003;31:1315-26.

STERMAN, J. D. **Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world**. Nachdr. ed. Boston: Irwin/McGraw-Hill, 2000.

SUEYOSHI, T., M. GOTO, AND T. UENO (2010). "Performance Analysis of US Coal-Fired Power Plants by Measuring Three DEA Eciencies". **Energy Policy** 38, pp. 1675-1688.

United States Energy Information Administration (USEIA) Levelized Cost of New Generation Resources. **Annual Energy Outlook**. 2013.

WAND R, LEUTHOLD F. Feed-in tariffs for photovoltaics: Learning by doing in Germany?. **Applied Energy**. 2011 Dec 1;88(12):4387-99.

WELCH, E. AND D. BARNUM (2009). "Joint Environmental and Cost Efficiency Analysis of Electricity Generation". **Ecological Economics** 68, pp. 2336-2343

WOLDE-RUFAEL, Y. Electricity consumption and economic growth in transition countries: A revisit using bootstrap panel Granger causality analysis. **Energy Economics**, jul. 2014. v. 44, p. 325–330.

XAVIER, Marcos Vinícius Eloy et al. Energy scenarios for the Minas Gerais State in Brazil: an integrated modeling exercise using System Dynamics. **Energy, Sustainability and Society**, v. 3, n. 1, p. 17, 2013.

APÊNDICE A

Equacionamento das variáveis do modelo

Tipo	Variável	Equação	Unidade
Estoque	Demanda elétrica	$Demanda = b_0 + b_1PIB + b_2População$	TWh
	Capacidade Hidrelétrica	$CapH = \int_{t_0}^t (AC_H - RC_H)dt + CapH_0$	TWh
	Capacidade Eólica	$CapE = \int_{t_0}^t (AC_E - RC_E)dt + CapE_0$	TWh
	Capacidade Solar	$CapS = \int_{t_0}^t (AC_S - RC_S)dt + CapS_0$	TWh
	Capacidade Biomassa	$CapB = \int_{t_0}^t (AC_B - RC_B)dt + CapB_0$	TWh
	Capacidade Gás	$CapG = \int_{t_0}^t (AC_G - RC_G)dt + CapG_0$	TWh
	Capacidade Carvão	$CapC = \int_{t_0}^t (AC_C - RC_C)dt + CapC_0$	TWh
	Capacidade Óleo	$CapO = \int_{t_0}^t (AC_O - RC_O)dt + CapO_0$	TWh
	Capacidade Diesel	$CapD = \int_{t_0}^t (AC_D - RC_D)dt + CapD_0$	TWh
	Capacidade Nuclear	$CapN = \int_{t_0}^t (AC_N - RC_N)dt + CapN_0$	TWh
Fluxo	Aumento da capacidade Hidrelétrica	$AC_H = AM_H(PV_H - DELAY1(PV_H, 1))$	MW/ano
	Redução da capacidade Hidrelétrica	$RC_H = DELAY1(AC_H, 1) * Dep_H$	MW/ano

Fluxo	Aumento da capacidade Eólica	$AC_E = AM_E(PV_E - DELAY1(PV_E, 1))$	MW/ano
	Redução da capacidade Eólica	$RC_E = DELAY1(AC_E, 1) * Dep_E$	MW/ano
	Aumento da capacidade Solar	$AC_S = AM_S(PV_S - DELAY1(PV_S, 1))$	MW/ano
	Redução da capacidade Solar	$RC_S = DELAY1(AC_S, 1) * Dep_S$	MW/ano
	Aumento da capacidade Biomassa	$AC_B = AM_B(PV_B - DELAY1(PV_B, 1))$	MW/ano
	Redução da capacidade Biomassa	$RC_B = DELAY1(AC_B, 1) * Dep_B$	MW/ano
	Aumento da capacidade Gás	$AC_G = AM_G(PV_G - DELAY1(PV_G, 1))$	MW/ano
	Redução da capacidade Gás	$RC_G = DELAY1(AC_G, 1) * Dep_G$	MW/ano
	Aumento da capacidade Carvão	$AC_C = AM_C(PV_C - DELAY1(PV_C, 1))$	MW/ano
	Redução da capacidade Carvão	$RC_C = DELAY1(AC_C, 1) * Dep_C$	MW/ano
	Aumento da capacidade Óleo	$AC_O = AM_O(PV_O - DELAY1(PV_O, 1))$	MW/ano
	Redução da capacidade Óleo	$RC_O = DELAY1(AC_O, 1) * Dep_O$	MW/ano
	Aumento da capacidade Diesel	$AC_D = AM_D(PV_D - DELAY1(PV_D, 1))$	MW/ano
	Redução da capacidade Diesel	$RC_D = DELAY1(AC_D, 1) * Dep_D$	MW/ano
	Aumento da capacidade Nuclear	$AC_N = AM_N(PV_N - DELAY1(PV_N, 1))$	MW/ano
	Redução da capacidade Nuclear	$RC_N = DELAY1(AC_N, 1) * Dep_N$	MW/ano
Auxiliar	Taxa de variação anual do PIB	$PIB = \alpha_{0PIB} + \alpha_{1PIB} * ano$	TR\$/ano
	Taxa de variação anual da População	$População = \alpha_{0pop} + \alpha_{1pop} * ano$	M/ano

Auxiliar	Planejamento de nova capacidade Hidrelétrica	PNC_H	MW
	Políticas voltadas à Hidrelétrica	$PV_H = \frac{((PNC_H - CapH_0) * \tanh(b_H * (ano - 2019) + c_H) + (PNC_H + CapH_0))}{2}$	MW/ano
	Atingimento Meta Hidrelétrica	AM_H	%
	Capacidade Hidrelétrica Atual	$CapH_0$	MW
	Geração Hidrelétrica	$G_H = CapH * t_H$	Twh/ano
	Participação Hidrelétrica	$P_H = \frac{G_H}{G_{total}}$	%
	Planejamento de nova capacidade Eólica	PNC_E	MW
	Políticas voltadas à Eólica	$PV_E = \frac{((PNC_E - CapE_0) * \tanh(b_E * (ano - 2019) + c_E) + (PNC_E + CapE_0))}{2}$	MW/ano
	Atingimento Meta Eólica	AM_E	%
	Capacidade Eólica Atual	$CapE_0$	MW
	Geração Eólica	$G_E = CapE * t_E$	Twh/ano
	Participação Eólica	$P_E = \frac{G_E}{G_{total}}$	%
	Planejamento de nova capacidade Solar	PNC_S	MW
	Políticas voltadas à Solar	$PV_S = \frac{((PNC_S - CapS_0) * \tanh(b_S * (ano - 2019) + c_S) + (PNC_S + CapS_0))}{2}$	MW/ano
	Atingimento Meta Solar	AM_S	%
	Capacidade Solar Atual	$CapS_0$	MW
Geração Solar	$G_S = CapS * t_S$	Twh/ano	
Participação Solar	$P_S = \frac{G_S}{G_{total}}$	%	
Planejamento de nova capacidade Biomassa	PNC_B	MW	

Auxiliar	Políticas voltadas à Biomassa	$PV_B = \frac{((PNC_B - CapB_0) * \tanh(b_B * (ano - 2019) + c_B) + (PNC_B + CapB_0))}{2}$	MW/ano
	Atingimento Meta Biomassa	AM_B	%
	Capacidade Biomassa Atual	$CapB_0$	MW
	Geração Biomassa	$G_B = CapB * t_B$	Twh/ano
	Participação Biomassa	$P_B = \frac{G_B}{G_{total}}$	%
	Planejamento de nova capacidade Gás	PNC_G	MW
	Políticas voltadas à Gás	$PV_G = \frac{((PNC_G - CapG_0) * \tanh(b_G * (ano - 2019) + c_G) + (PNC_G + CapG_0))}{2}$	MW/ano
	Atingimento Meta Gás	AM_G	%
	Capacidade Gás Atual	$CapG_0$	MW
	Geração Gás	$G_G = CapG * t_G$	Twh/ano
	Participação Gás	$P_G = \frac{G_G}{G_{total}}$	%
	Planejamento de nova capacidade Carvão	PNC_C	MW
	Políticas voltadas à Carvão	$PV_C = \frac{((PNC_C - CapC_0) * \tanh(b_C * (ano - 2019) + c_C) + (PNC_C + CapC_0))}{2}$	MW/ano
	Atingimento Meta Carvão	AM_C	%
	Capacidade Carvão Atual	$CapC_0$	MW
	Geração Carvão	$G_C = CapC * t_C$	Twh/ano
	Participação Carvão	$P_C = \frac{G_C}{G_{total}}$	%
	Planejamento de nova capacidade Óleo	PNC_O	MW
	Políticas voltadas à Óleo	$PV_O = \frac{((PNC_O - CapO_0) * \tanh(b_O * (ano - 2019) + c_O) + (PNC_O + CapO_0))}{2}$	MW/ano

	Atingimento Meta Óleo	AM_O	%
	Capacidade Óleo Atual	$CapO_0$	MW
	Geração Óleo	$G_O = CapO * t_O$	TwH/ano
	Participação Óleo	$P_O = \frac{G_O}{G_{total}}$	%
	Planejamento de nova capacidade Diesel	PNC_D	MW
	Políticas voltadas à Diesel	$PV_D = \frac{((PNC_D - CapD_0) * \tanh(b_D * (ano - 2019) + c_D) + (PNC_D + CapD_0))}{2}$	MW/ano
	Atingimento Meta Diesel	AM_D	%
	Capacidade Diesel Atual	$CapD_0$	MW
	Geração Diesel	$G_D = CapD * t_D$	TwH/ano
	Participação Diesel	$P_D = \frac{G_D}{G_{total}}$	%
Auxiliar	Planejamento de nova capacidade Nuclear	PNC_N	MW
	Políticas voltadas à Nuclear	$PV_N = \frac{((PNC_N - CapN_0) * \tanh(b_N * (ano - 2019) + c_N) + (PNC_N + CapN_0))}{2}$	MW/ano
	Atingimento Meta Nuclear	AM_N	%
	Capacidade Nuclear Atual	$CapN_0$	MW
	Geração Nuclear	$G_N = CapN * t_N$	TwH/ano
	Participação Nuclear	$P_N = \frac{G_N}{G_{total}}$	%
	Custo unitário Hidrelétrica	$C_{utH} = \alpha_{1H} * ano + \alpha_{0H}$	R\$/Mwh
	Custo total Hidrelétrica	$C_{totalH} = C_{utH} * G_H$	R\$
	Custo unitário Eólica	$C_{utE} = \alpha_{1E} * ano + \alpha_{0E}$	R\$/Mwh
	Custo total Eólica	$C_{totalE} = C_{utE} * G_E$	R\$

	Custo unitário Solar	$C_{utS} = \alpha_{1S} * ano + \alpha_{0S}$	R\$/Mwh
	Custo total Solar	$C_{totalS} = C_{utS} * G_S$	R\$
	Custo unitário Biomassa	$C_{utB} = \alpha_{1B} * ano + \alpha_{0B}$	R\$/Mwh
	Custo total Biomassa	$C_{totalB} = C_{utB} * G_B$	R\$
Auxiliar	Custo unitário Gás	$C_{utG} = \alpha_{1G} * ano + \alpha_{0G}$	R\$/Mwh
	Custo total Gás	$C_{totalG} = C_{utG} * G_G$	R\$
	Custo unitário Carvão	$C_{utC} = \alpha_{1C} * ano + \alpha_{0C}$	R\$/Mwh
	Custo total Carvão	$C_{totalC} = C_{utC} * G_C$	R\$
	Custo unitário Óleo	$C_{utO} = \alpha_{1O} * ano + \alpha_{0O}$	R\$/Mwh
	Custo total Óleo	$C_{totalO} = C_{utO} * G_O$	R\$
	Custo unitário Diesel	$C_{utD} = \alpha_{1D} * ano + \alpha_{0D}$	R\$/Mwh
	Custo total Diesel	$C_{totalD} = C_{utD} * G_D$	R\$
	Custo unitário Nuclear	$C_{utN} = \alpha_{1N} * ano + \alpha_{0N}$	R\$/Mwh
	Custo total Nuclear	$C_{totalN} = C_{utN} * G_N$	R\$
	Custo Total	$CT = C_{totalH} + C_{totalE} + C_{totalS} + C_{totalB} + C_{totalC} + C_{totalO} + C_{totalD} + C_{totalN}$	R\$
	Geração Total	$G_{total} = G_H + G_B + G_S + G_E + G_C + G_G + G_O + G_D + G_N$	TWh
	Diversidade	$Diversidade = \frac{[(P_H * \ln(P_H)) + (P_B * \ln(P_B)) + (P_S * \ln(P_S)) + (P_E * \ln(P_E)) + (P_C * \ln(P_C)) + (P_G * \ln(P_G)) + (P_O * \ln(P_O)) + (P_D * \ln(P_D)) + (P_N * \ln(P_N))]}{\ln(9)}$	%
	Segurança	$Segurança = \frac{Geração\ total}{Demanda}$	%

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE B

Capacidade e geração da fonte carvão por ano.

Ano	Capacidade (MW)	Geração (TWh)	Horas trabalhadas(Mh)
2010	1478	6,62	0,0045
2011	2205	6,91	0,0033
2012	1649	7,74	0,0043
2013	1371	9,12	0,0067
2014	2057	15,35	0,0079
2015	4013	18,61	0,0074
2016	6219	26,05	0,0047
2017	5263	23,90	0,0052
2018	5203	24,11	0,0050
2019	5784	21,72	0,0040

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

Capacidade e geração da fonte diesel por ano.

Ano	Capacidade (MW)	Geração (TWh)	Horas trabalhadas(Mh)
2010	3297	14,77	0,0045
2011	6105	19,14	0,0033
2012	2945	13,81	0,0043
2013	2828	18,81	0,0067
2014	3482	25,98	0,0079
2015	6449	40,12	0,0074
2016	6634	27,79	0,0047
2017	2893	13,66	0,0052
2018	3172	14,70	0,0050
2019	2970	11,15	0,0040

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

Capacidade e geração da fonte gás por ano.

Ano	Capacidade (MW)	Geração (TWh)	Horas trabalhadas(Mh)
2010	2956	13,24	0,0045
2011	11532	36,16	0,0033
2012	8011	37,57	0,0043
2013	3771	25,08	0,0067
2014	6251	46,65	0,0079
2015	10561	65,71	0,0074
2016	17967	75,26	0,0047
2017	15551	73,40	0,0052
2018	11547	53,51	0,0050
2019	13444	50,48	0,0040

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

Capacidade e geração da fonte nuclear por ano.

Ano	Capacidade (MW)	Geração (TWh)	Horas trabalhadas(Mh)
2010	2067	13,75	0,0067
2011	2067	14,36	0,0069
2012	2067	14,92	0,0072
2013	2067	13,68	0,0067
2014	3458	14,76	0,0072
2015	3458	13,96	0,0068
2016	3458	15,05	0,0073
2017	3458	14,23	0,0069
2018	3458	14,11	0,0069
2019	3458	14,09	0,0069

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

Capacidade e geração da fonte Biomassa por ano.

Ano	Capacidade (MW)	Geração (TWh)	Horas trabalhadas(Mh)
2010	587	23,93	0,041
2011	764	35,10	0,035
2012	1052	37,57	0,022
2013	2020	43,32	0,0094
2014	2538	43,11	0,0054
2015	3053	46,52	0,0052
2016	3650	47,47	0,0047
2017	3856	22,76	0,0021
2018	4062	48,22	0,0043
2019	4062	35,22	0,0027

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

Capacidade e geração da fonte eólica por ano.

Ano	Capacidade (MW)	Geração (TWh)	Horas trabalhadas(Mh)
2010	214	2,04	0,0095
2011	282	2,66	0,0094
2012	1076	4,97	0,0046
2013	856	6,27	0,0073
2014	1445	11,81	0,0082
2015	1859	20,35	0,0109
2016	2257	31,26	0,0139
2017	5616	39,83	0,0071
2018	9290	39,98	0,0043
2019	10326	31,70	0,0031

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

Capacidade e geração da fonte solar por ano.

Ano	Capacidade (MW)	Geração (TWh)	Horas trabalhadas(Mh)
2016	22	0,06	0,0027
2017	22	0,06	0,0026
2018	1180	2,94	0,0025
2019	2072	5,34	0,0026

Fonte:Elaborado pelo autor a partir de EPE (2020)

APÊNDICE C

Tabela 14 - Custo Variável Unitário e potência por usinas termelétricas em 2019

Usina	Combustível	Potência efetiva (MW)	CVU (R\$/MWh)
Angra1	NUCLEAR	640	31.17
Angra2	NUCLEAR	1350	20.12
Angra3	NUCLEAR	1405	25.58
ALTOS	DIESEL	13.1	1009.78
ARACATI	DIESEL	11.5	1009.78
BATURITE	DIESEL	11.5	1009.78
CAMACARI MII	DIESEL	143.1	1663.47
CAMPO MAIOR	DIESEL	13.1	1009.78
CANOAS	DIESEL	248.6	698.14
CAUCAIA	DIESEL	14.8	1009.78
CRATO	DIESEL	13.1	1009.78
DAIA	DIESEL	44.4	1162.38
ENGUIA PECÉM	DIESEL	14.8	1009.78
FLORES LT1	DIESEL	40	969.35
FLORES LT2	DIESEL	40	984.9
GOIANIA II	DIESEL	140.3	1218.35
IGUATU	DIESEL	14.8	1009.78
JUAZEIRO N	DIESEL	14.8	1009.78
MARAMBAIA	DIESEL	13.1	1009.78
NAZARIA	DIESEL	13.1	1009.78
PALMEIRAS GO	DIESEL	175.6	923.83
Pau Ferro I	DIESEL	94.1	1378.14
PECÉM II	DIESEL	143.1	1680.74
Potiguar	DIESEL	53.1	1221.88
Potiguar III	DIESEL	66.4	1221.87
R.SILVEIRA	DIESEL	25	978.1
Termomanaus	DIESEL	143	1378.14
XAVANTES	DIESEL	53.6	1671.57
APARECIDA	GAS	166	67.61
BAIXADA FLU	GAS	530	88.98
CUBATAO	GAS	216	326.8
CUIABA G CC	GAS	529.2	511.77
DO ATLANTICO	GAS	490	188.16

FORTALEZA	GAS	326.6	180.57
GNA I	GAS	1338	236.73
GNA P. ACU 3	GAS	1673	169.55
IBIRITE	GAS	226	261.3
JUIZ DE FORA	GAS	87.1	283.74
LINHARES	GAS	204	210.76
MARANHAO III	GAS	518.8	82.48
MARANHAO IV	GAS	337.6	131.23
MARANHAO V	GAS	337.6	131.23
Marlim Azul	GAS	565.5	85.01
MAUA 3	GAS	590.8	67.61
MAUA B3	GAS	110	411.92
N.PIRATINING	GAS	572.1	548.04
N.VENECIA 2	GAS	178.2	223.51
NORTEFLU-1	GAS	400	66.85
NORTEFLU-2	GAS	100	77.48
NORTEFLU-3	GAS	200	147.95
NORTEFLU-4	GAS	126.8	434.07
O. CANOAS 1	GAS	5.5	273.1
P. SERGIPE I	GAS	1516	206.57
PARNAIBA IV	GAS	56.3	151.69
PARNAIBA V	GAS	385.7	104.85
PIRAT.12 G	GAS	200	470.34
PROSPERIDADE	GAS	28	159.37
SEROPEDICA	GAS	385.9	354.24
ST.CRUZ NOVA	GAS	500	140.96
TAMBAQUI	GAS	93	281.23
TERMOBAHIA	GAS	185.9	698.86
TERMOCAMACAR	GAS	120	345.02
TERMOCEARA	GAS	223	368.23
TERMOMACAE	GAS	928.7	591.17
TERMOPE	GAS	532.8	138.51
TERMORIO	GAS	1036	256.97
TRES LAGOAS	GAS	350	216.44
URUGUAIANA	GAS	639.9	486.2
VALE DO ACU	GAS	367.9	281.61
BAHIA I	OLEO	31	729.37
Camacari PI	OLEO	150	1165.8
CAMPINA GDE	OLEO	169.1	707.42

GERAMAR I	OLEO	165.9	707.39
GERAMAR II	OLEO	165.9	707.39
GLOBAL I	OLEO	148.8	802.28
GLOBAL II	OLEO	148.8	802.28
IGARAPE	OLEO	131	939.55
IRANDUBA	OLEO	25	955.63
MARACANAU I	OLEO	168	685.04
MAUA B4	OLEO	150	575
Muricy	OLEO	147.2	1165.8
PERNAMBUCO III	OLEO	200.8	604.97
PETROLINA	OLEO	136.2	1279.05
ST. CRUZ 34	OLEO	436	310.41
SUAPE II	OLEO	381.3	715.95
T. NORTE 2	OLEO	340	910.86
TERMO CABO	OLEO	49.7	698.86
TERMONE	OLEO	170.9	703.54
TERMOPB	OLEO	170.9	703.54
VIANA	OLEO	174.6	707.41
CANDIOTA 3	CARVAO	350	84.68
FIGUEIRA	CARVAO	20	330.64
J. LACERDA A1	CARVAO	100	254.97
J. LACERDA A2	CARVAO	132	235.35
J. LACERDA B	CARVAO	262	228.12
J. LACERDA C	CARVAO	363	193.62
P. PECEM I	CARVAO	720.3	155.97
P. PECEM II	CARVAO	365	166.97
PAMPA SUL	CARVAO	345	53.4
PORTO ITAQUI	CARVAO	360.1	161.5
CAMBARA	BIOMASSA	50	164.31
Cisframa	BIOMASSA	4	303.11
ERB CANDEIAS	BIOMASSA	16.8	60
Onca Pintada	BIOMASSA	50	91.75
Predilecta	BIOMASSA	5	129.04
SAO SEPE	BIOMASSA	8	74.49
STA VITORIA	BIOMASSA	41.4	90
SYKUE I	BIOMASSA	30	510.12
TERMOIRAPE I	BIOMASSA	50	127.25

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ONS (2020)