



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Departamento de Engenharia Nuclear
Programa de Pós-Graduação em Ciências e Técnicas Nucleares

Francisco Edvan Bezerra Feitosa

**AVALIAÇÃO MULTICRITÉRIO DAS ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS DO
BRASIL PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO POR ELETRÓLISE ALCALINA DA
ÁGUA PARA O SETOR AUTOMOTIVO**

Belo Horizonte
2019

Francisco Edvan Bezerra Feitosa

**AVALIAÇÃO MULTICRITÉRIO DAS ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS DO
BRASIL PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO POR ELETRÓLISE ALCALINA DA
ÁGUA PARA O SETOR AUTOMOTIVO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Ciências e Técnicas Nucleares da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências e Técnicas Nucleares.

Área de concentração: Engenharia Nuclear e da Energia

Orientadora: Dra. Antonella Lombardi Costa

Belo Horizonte

2019



FOLHA DE APROVAÇÃO

**AValiação MULTICRITÉRIO DAS ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS DO BRASIL
PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO POR ELETRÓLISE ALCALINA DA ÁGUA
PARA O SETOR AUTOMOTIVO**

FRANCISCO EDVAN BEZERRA FEITOSA

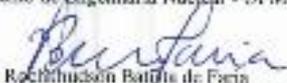
Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, área de concentração ENGENHARIA NUCLEAR E DA ENERGIA.

Aprovada em 16 de dezembro de 2019, pela banca constituída pelos membros:


Prof. Antonella Lombardi Costa - Orientadora
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG


Prof. Juliana Prado Basilio de Souza
Departamento de Engenharia Mecânica - UFMG


Prof. Carlos Eduardo Velasquez Cabrera
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG


Dr. Roshirudson Batista de Faria
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

Belo Horizonte, 16 de dezembro de 2019.

Dedico este trabalho a minha família amada.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho só foi possível graças a ajuda de diversas pessoas às quais eu faço aqui os meus mais sinceros agradecimentos:

A Deus, por tudo!

A Manoel e Perpétua Feitosa, pela Fé, ensinamentos e incentivos em todos os momentos da minha vida.

A minha família, pelo apoio e compreensão.

A minha orientadora Professora Dra. Antonella Lombardi Costa, que me mostrou os caminhos a serem seguidos desde os meus primeiros passos na UFMG.

Aos professores Dr. Carlos Eduardo Velasquez Cabrera, Dra. Juliana Primo Basílio de Souza e Dr. Rochkhudson Batista de Faria pelas preciosas contribuições para o trabalho.

A todos os professores do DEN/UFMG que me ajudaram na construção do precioso conhecimento aqui utilizado.

A todos os servidores do DEN/UFMG pelo apoio e suporte.

A todos os colegas e amigos DEN/UFMG, que ajudaram de forma direta e indireta.

A Universidade Federal de Minas Gerais pela oportunidade.

As agências brasileiras de financiamento da pesquisa: FAPEMIG, CAPES e CNPQ pelo apoio.

“Que os nossos esforços desafiem as impossibilidades. Lembrai-vos que as grandes proezas da história foram conquistadas do que parecia impossível”.

Charles Chaplin.

RESUMO

Este trabalho coloca em discussão no âmbito acadêmico, alguns pontos importantes e propõe quatro novas formas de pensar, para os setores energético e de transporte automotivo brasileiro. Primeiro ponto: a tomada de decisão com relação à energia leva em consideração somente os aspectos econômicos e financeiros, que beneficiam apenas o empresariado e os investidores do setor. Na nova forma de pensar, as decisões com relação à energia serão tomadas considerando análise multicritério, que incluam também aspectos ligados à sustentabilidade do planeta, beneficiando o empresariado, os investidores, o meio ambiente e a sociedade brasileira. Segundo ponto: a matriz energética brasileira é composta de 56,5% de fontes não renováveis. Na nova forma de pensar, os veículos que consomem derivados de petróleo podem ser substituídos gradativamente por veículos movidos a Hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água, fazendo uso de energia elétrica gerada por fonte renovável, substituindo os combustíveis fósseis. Terceiro ponto: o setor automotivo brasileiro usa motores que utilizam como princípio teórico o ciclo termodinâmico de Otto, que são reconhecidos como de baixa eficiência. Na nova forma de pensar, esses veículos podem ser gradativamente substituídos por veículos movidos por motor elétrico com energia elétrica fornecida por células combustíveis, que são reconhecidas de maior eficiência, totalmente isentas de emissões de gases de efeito estufa e de gases poluentes. Quarto ponto: No Brasil, os combustíveis utilizados no setor automotivo são derivados de petróleo, que são causadores de efeitos danosos ao meio ambiente e a saúde das pessoas. Na nova forma de pensar, três mananciais energéticos - o sol, o vento e a água dos rios - podem ser usados para produzir energia elétrica para um eventual programa de Hidrogênio para o setor automotivo. Além disso, constatou-se que é possível produzir Hidrogênio em larga escala a partir da eletrólise alcalina da água; que países como o Japão, Estados Unidos da América e alguns da União Europeia já testaram as tecnologias de produção de Hidrogênio e de veículos movidos à célula combustível, e que elas são viáveis. Neste trabalho foram realizadas duas avaliações utilizando o método multicritério de apoio à tomada de decisão MACBETH, considerando critérios econômicos, financeiros, tecnológicos, ambientais e sociais. Dentre as principais conclusões das análises realizadas, constatou-se que a energia solar fotovoltaica é uma atrativa alternativa para produção de energia elétrica para um eventual programa de produção de Hidrogênio automotivo e que o “Hidrogênio” é mais atrativo do que os combustíveis convencionais utilizados no Brasil. Por fim, este trabalho se justifica por apoiar a sustentabilidade do Planeta, uma vez o Hidrogênio é um combustível limpo e de alta densidade energética, que pode contribuir para a resolução dos problemas energéticos e ambientais internos, além de contribuir para a redução do aquecimento global.

Palavras-chaves: Hidrogênio, Eletrolisador, MACBETH, Alternativas energéticas.

ABSTRACT

This work puts into discussion in the academic sphere, some important points and proposes four new ways of thinking, for the energy and automotive transport sectors of Brazil. First point: decision-making regarding energy takes into account only the economic and financial aspects, which benefit only business and investors in the sector. In the new way of thinking, decisions regarding energy will be made considering multi-criteria analysis, which also include aspects related to the sustainability of the planet, benefiting business, investors, the environment and society Brazilian. Second point: The Brazilian energy matrix is composed of 56.5% of non-renewable sources. In the new way of thinking, vehicles that consume petroleum products can be gradually replaced by hydrogen-powered vehicles produced from the electrolysis of water, making use of electricity generated by renewable source, replacing the fossil fuels. Third point: The Brazilian automotive sector uses engines, based on Otto thermodynamic cycle as a theoretical principle, which are recognized as low efficiency. In the new way of thinking, these vehicles can be gradually replaced by electric motor-powered vehicles with electric power supplied by fuel cells, which are admittedly more efficient, totally free of gas emissions greenhouse and polluting gases. Fourth point: In Brazil, the fuels used in the automotive sector are petroleum derivatives, which cause harmful effects on the environment and the health of people. In the new way of thinking, three energetic sources - the sun, wind and water of rivers - can be used to produce electricity for a possible hydrogen program for the automotive sector. In addition, it was concluded that it is possible to produce hydrogen on a large scale from alkaline electrolysis of water; that countries such as Japan, the United States of America and some of the European Union have already tested hydrogen production technologies and fuel cell-powered vehicles, and that they are viable. In this work, two evaluations were carried out using the multicriteria method of supporting MACBETH decision making, considering economic, financial, technological, environmental and social criteria. Among the main conclusions of the analyses carried out, it was found that photovoltaic solar energy is an attractive alternative for the production of electricity for a possible automotive hydrogen production program and that "Hydrogen" is more attractive than that conventional fuels used in Brazil. Finally, this work is justified by supporting the sustainability of the Planet, since hydrogen is a clean, high-density energy fuel, which can contribute to solving internal energy and environmental problems, and contributing to the reduction of global warming.

Keywords: Hydrogen, Electrolyzer, MACBETH, Energy alternatives.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Rotas do Hidrogênio	2
Figura 1.2 Matriz energética brasileira em 2016: a) percentual de uso de fontes; b) comparação com o mundo.....	4
Figura 1.3 Matriz elétrica brasileira em 2016.....	5
Figura 2.1 Célula eletrolítica	14
Figura 2.2 Associação de células eletrolíticas em série	16
Figura 2.3 Associação de células em paralelo.....	17
Figura 2.4 Eficiência e taxa de produção de Hidrogênio em função da tensão.....	22
Figura 2.5 Eletrolisador tipo tanque	23
Figura 2.6 Eletrolisador tipo filtro prensa	24
Figura 2.7 Ilustração de um sistema descentralizado	26
Figura 2.8 Planta descentralizada de produção de Hidrogênio	27
Figura 2.9 Alternativa fotovoltaica <i>off grid</i>	46
Figura 2.10 Árvore de critérios	52
Figura 2.11 Interatividade do MACBETH.....	66
Figura 2.12 Sumário do método MACBETH.....	71
Figura 3.1 Fluxograma da metodologia usada neste trabalho	79
Figura 3.2 Inserção de alternativas no M-MACBETH 3.2.0.....	84
Figura 3.3 Inserção dos critérios	85
Figura 3.4 Inserção das referências dos critérios.....	86
Figura 3.5 Inserção de dados de desempenho das alternativas energéticas no MACBETH....	87
Figura 3.6 Pontuações de referência.....	88
Figura 3.7 Matriz de julgamentos de critérios.....	89
Figura 3.8 Pesos dos critérios	90
Figura 3.9 Julgamento da escala para “Capital”	92
Figura 3.10 Resolução de inconsistências	93
Figura 3.11 Modificação de julgamento devido inconsistência	93
Figura 3.12 Seleção de relatórios	94
Figura 3.13 Análise de sensibilidade no peso “Capital”	96
Figura 3.14 Análise de robustez a 1,0% de incerteza.....	97
Figura 5.1 Maiores valores de desempenho no M- MACBETH.....	122

Figura 5.2 Ranking da atratividade das alternativas energéticas com dados de maior desempenho.....	123
Figura 5.3 Pesos dos critérios	124
Figura 5.4 Curva de sensibilidade ao peso do critério “Capital”	125
Figura 5.5 Análise de sensibilidade ao capital.....	127
Figura 5.6 Menores valores de desempenho no M- MACBETH	128
Figura 5.7 “Ranking” da atratividade das alternativas energéticas com dados de menor desempenho.....	129
Figura 5.8 Ponderações dos pesos dos critérios.....	130
Figura 5.9 Curva de sensibilidade ao peso do critério “Capital”	131
Figura 5.10 Dados de desempenho no M-MACBETH 3.2.0.....	132
Figura 5.11 “Ranking” da atratividade das alternativas energéticas.....	133
Figura 5.12 Pesos MACBETH.....	134
Figura 5.13 Curva de sensibilidade ao peso do critério “custos”.....	135
Figura 5.14 Avaliação de robustez com incerteza de (+/-) 1,0 %.....	136
Figura 5.15 Avaliação de robustez com incerteza de (+/-) 5,0 %.....	137

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Poder calorífico de alguns insumos energéticos.....	12
Tabela 2.2 Características de eletrolisadores comerciais	24
Tabela 2.3 Características de grandes eletrolisadores comerciais.....	25
Tabela 2.4 Capacidade Instalada do Brasil (MW).....	30
Tabela 2.5 Produção de energia termelétrica no Brasil.....	39
Tabela 2.6 Consumo de combustíveis para geração de eletricidade	39
Tabela 2.7 Geração nuclear brasileira (GWh/ano)	44
Tabela 2.8 Geração eólica do Brasil (GWh/ano).....	45
Tabela 2.9 Linhas de Transmissão do SIN (km)	48
Tabela 2.10 Geração fotovoltaica brasileira (GWh/ano).....	49
Tabela 4.1 Investimentos necessários.....	100
Tabela 4.2 Custos nivelado de energia elétrica	102
Tabela 4.3 Emissões de GEE.....	106
Tabela 4.4 Taxa de mortalidade	109
Tabela 4.5 Eficiência Energética	110
Tabela 4.6 Rendimento de usinas hidrelétricas	111
Tabela 4.7 Eficiência energética das termelétricas brasileiras em 2016	111
Tabela 4.8 Eficiência do transporte de energia elétrica pelo SIN	113
Tabela 4.9 Resumo dos menores valores de desempenho.....	114
Tabela 4.10 Resumo dos maiores valores de desempenho.....	114
Tabela 4.11 Poder Energético dos combustíveis	116
Tabela 4.12 Eficiência energética das tecnologias automotivas.....	117
Tabela 4.13 Emissões de CO ₂ das tecnologias automotivas	117
Tabela 4.14 Poluentes atmosféricos	118
Tabela 4.15 Custo dos combustíveis em US\$/MJ	119
Tabela 4.16 Desempenho dos combustíveis e tecnologias automotivas	119

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC - Corrente Alternada
AEC - Células de Eletrólise Alcalina
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ANRE - Agência para Recursos Naturais e Energia do Japão
BEM - Balanço Energético Nacional
CC - Corrente contínua.
CEC - Comissão de Energia da Califórnia
CE - Comissão Europeia
CGEE - Centro de Gestão e Estudos Energéticos
CGH - Micro Usina Hidrelétrica
CNTP - Condições Normais de Temperatura e Pressão
COP21 - 21ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
DC - Corrente Contínua
DEC - Duração Equivalente de Corte
DOE - Departamento de Energia dos Estados Unidos
ECO92 - A Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento
EPE - Empresa de Planejamento Energético
EOL-REDE - Alternativa híbrida energia eólica com a rede elétrica
FCV - Célula Combustível Veicular
FEC - Frequência Equivalente de Corte
FGV - Fundação Getúlio Vargas
GEE - Gases de Efeito Estufa
GN - Gás Natural
INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*
LCOE - *Levelized Cost of Energy*
LP - Programação Linear
MACBETH - *Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique*
MCDA - Análise de Decisão Multicritério
MME - Ministério de Minas e Energia
MP - Material Particulado
NRC - *National Research Council*
O&M - Operação e Manutenção
PCH - Pequena Central Hidrelétrica
PCI - Poder Calorífico Inferior
PCS - Poder Calorífico Superior
PM - Material Particulado
PEMEC - Célula de Eletrólise de Membrana de Troca de Prótons
P&D - Pesquisa e desenvolvimento
PWR - *Pressurized Water Reactor*

PVF - Ponto de vista

SIN - Sistema Interligado Nacional

SOEC - Célula de Eletrólise de Óxido Sólido

SOLAR - Alternativa usina solar fotovoltaica

FOTO-REDE - Alternativa energia solar conectada à rede elétrica

TIR - Taxa Interna de Retorno

UHE - Usina Hidrelétrica

UTE - Usina Termelétrica

UTE-BIO - Usina Termelétrica a Biomassa

UTE-CARV - Usina Termelétrica a Carvão

UTE-GN - Usina Termelétrica a Gás Natural

UTE-OIL - Usina Termelétrica a Óleo Combustível

UTE-DIES - Usina Termelétrica a óleo Diesel

WNA

-

World

Nuclear

Association

LISTA DE SIMBOLOS

A	Área
C_E	Consumo específico de energia elétrica
F	Constante de Faraday
G	Energia Livre de Gibbs
H	Entalpia
I	Corrente elétrica
I_{cell}	Corrente elétrica na célula eletrolítica
N_c	Número de células
n_{H_2}	Taxa de produção de Hidrogênio
m_{H_2}	Massa de Hidrogênio
P_{op}	Pressão de operação
PM	Material particulado
Q_{rev}	Calor reversível
η	Rendimento energético
η_{elet}	Rendimento do eletrolisador
η_F	Rendimento Faraday
η_v	Rendimento de tensão
Q	Carga elétrica
Q_{entra}	Energia química do combustível
Q_{sai}	Energia cedida à vizinhança
r	Resistência ôhmica da célula eletrolítica
s	Sobretensão nos eletrodos
T	Temperatura absoluta
t	Coefficiente empírico relacionado à presença de bolhas
V	Tensão
V_{act}	Tensão de ativação
V_{cell}	Tensão na célula eletrolítica na condição de operação
V_{com}	Queda de tensão devido ao transporte de massa
V_{ohm}	Queda de tensão devido à resistência ôhmica do eletrólito
V_{rev}	Tensão reversível
V_{th}	Tensão termo neutra
W_{ciclo}	Potência do ciclo
W_e	Potência elétrica
W_{gas}	Potência da turbina a gás
W_m	Potência mecânica
W_{vapor}	Potência da turbina a vapor
z	Número de elétrons

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Justificativa	6
1.2	As questões da pesquisa.....	7
1.3	Objetivos	8
1.3.1	Objetivo Geral.....	8
1.3.2	Objetivos Específicos.....	8
1.4	Organização da dissertação.....	9
2	REVISÃO DA LITERATURA	11
2.1	O Hidrogênio	11
2.2	Eletrólise alcalina da água	13
2.3	Estado da arte de eletrolisadores alcalinos.....	22
2.3.1	Eletrolisador tipo tanque	22
2.3.2	Eletrolisador tipo filtro prensa	23
2.4	Estado da arte de plantas de eletrólise da água.....	25
2.5	Alternativas energéticas de produção de energia elétrica do Brasil	29
2.6	Usinas hidrelétrica	30
2.6.1	CGH - As Centrais Geradoras Hidrelétricas	31
2.6.2	PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas	32
2.6.3	UHE - Usinas Hidrelétricas.....	32
2.7	Usina termelétrica.....	33
2.7.1	Termelétrica de Ciclo de Rankine.....	34
2.7.2	Termelétrica de Ciclo de Brayton	36
2.7.3	Termelétrica em Ciclo Combinado	36
2.7.4	Termelétrica em Ciclo de Otto.....	37
2.7.5	Termelétrica em Ciclo Diesel	38

2.7.6	Insumos energéticos das usinas termelétricas brasileiras	38
2.8	Usina nuclear.....	43
2.9	Usina eólica <i>off grid</i>	45
2.10	Usina solar fotovoltaica <i>off grid</i>	45
2.11	Energia da rede elétrica de concessionária	47
2.12	Usina fotovoltaica <i>on grid</i>	48
2.13	Usina eólica <i>on grid</i>	49
2.14	Critérios e indicadores de desempenho	50
2.14.1	Critérios selecionados para avaliação das alternativas energéticas do Brasil	52
2.14.2	Critérios selecionados para avaliação da atratividade do Hidrogênio....	53
2.15	Uso do Hidrogênio no mundo	54
2.15.1	Uso do Hidrogênio nos Estados Unidos da América	56
2.15.2	Uso do Hidrogênio na União Europeia	59
2.15.3	Uso do Hidrogênio no Japão	62
2.16	O método MACBETH.....	64
2.16.1	Informação ordinal e cardinal.....	66
2.16.2	Obtenção de informação pré-cardinal e escala MACBETH base	68
2.16.3	Da escala de base MACBETH a uma escala de intervalos	70
2.16.4	Usando o M-MACBETH 3.2.0	71
2.16.5	Trabalhos científicos usando o método MACBETH.....	72
3	METODOLOGIA	79
3.1	Revisão estruturada da literatura	80
3.2	Uso do M-MACBETH 3.2.0	81
3.2.1	Seleção de alternativas	81
3.2.2	Seleção de critérios.....	82
3.2.3	Preparar os dados de desempenho	83

3.2.4	Operação do código M-MACBETH 3.2.0.....	83
3.3	Análise de resultados	93
3.3.1	Análise do Termômetro Global.....	94
3.3.2	Análise de sensibilidade.....	95
3.3.3	Avaliar a sensibilidade aos valores de desempenho	96
3.3.4	Avaliar robustez	96
4	MATERIAL DA PESQUISA.....	99
4.1	Indicadores de desempenho das alternativas energéticas	99
4.1.1	Capital investido	100
4.1.2	Custo nivelado da energia elétrica	102
4.1.3	Emissões de CO ₂	105
4.1.4	Taxa de mortalidade.....	108
4.1.5	Eficiências energéticas	110
4.2	Desempenhos das tecnologias e dos combustíveis automotivos	115
4.2.1	Poder energético dos combustíveis	116
4.2.2	Eficiência das tecnologias	116
4.2.3	Emissões de CO ₂	117
4.2.4	Emissões de poluentes atmosféricos	117
4.2.5	Preço dos combustíveis ao consumidor final.....	118
5	RESULTADOS, ANÁLISES E DISCUSSÕES	121
5.1	Atratividade das alternativas energéticas - Análise 1.	121
5.1.1	Dados de desempenho na escala MACBETH.....	121
5.1.2	Ranking da atratividade das alternativas energéticas.....	122
5.1.3	Análises e discussões	123
5.1.4	Análise de sensibilidade aos pesos.....	125
5.2	Atratividade das alternativas energéticas - Análise 2	128
5.2.1	Dados de desempenho na escala M-MACBETH.....	128

5.2.2	Análises e discussões.....	129
5.2.3	Análise de sensibilidade aos pesos	130
5.3	Atratividade do Hidrogênio.....	132
5.3.1	Dados de desempenho	132
5.3.2	“Ranking” da atratividade dos combustíveis automotivos	132
5.3.3	Análises e discussões.....	134
5.3.4	Análise de sensibilidade aos pesos	135
5.3.5	Teste de robustez	136
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS.....	138

1 INTRODUÇÃO

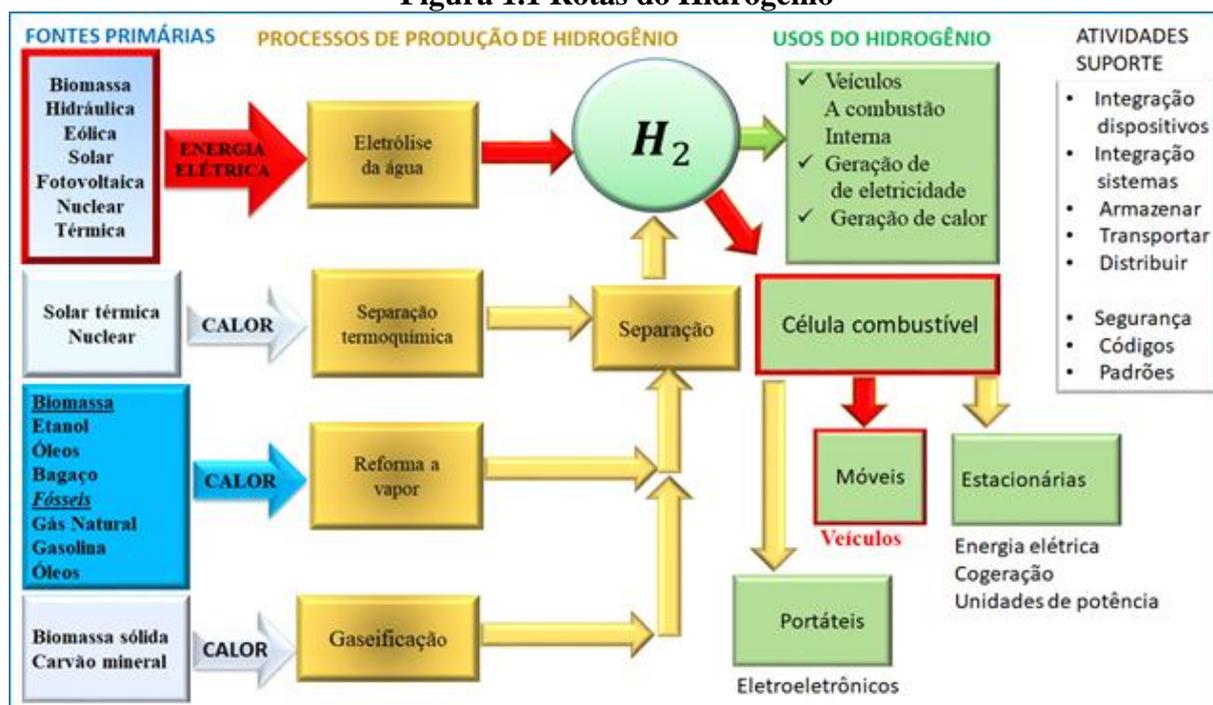
Este trabalho coloca em discussão novas formas de pensar para os setores energético e de transporte automotivo brasileiro, incluindo:

- As decisões com relação à energia serão tomadas considerando análise multicritério, que incluam também aspectos que, ligados à sustentabilidade do planeta, devem levar em consideração os aspectos econômicos, financeiros, ambientais, tecnológicos e sociais, beneficiando o empresariado, os investidores, o meio ambiente e a sociedade brasileira. Um algoritmo possível para se fazer tal análise é o MACBETH - “*Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique*”.
- A matriz energética brasileira pode ser melhorada quanto aos aspectos de sustentabilidade. Hoje, a matriz energética brasileira é composta de 43,5% de fontes renováveis e de 56,5% de fontes não renováveis, enquanto que a matriz energética mundial é composta de apenas 14,1% de fontes renováveis e 85,9% de fontes não renováveis (BEN, 2017). Apesar disso, os dados indicam que 36,5% da matriz energética têm origem no petróleo e seus derivados (BEN, 2017). Para se ter ideia do que isso representa, segundo o (BEN, 2017), no ano de 2016 foram consumidos, na forma de gasolina, o equivalente a 24.181.000 toe (toneladas equivalentes de óleo). Na nova forma de pensar, os veículos que consomem derivados de petróleo podem ser substituídos gradativamente por veículos movidos a Hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água, fazendo uso de energia elétrica gerada por fonte renovável, que substituindo os combustíveis fósseis, contribuem para tornar a matriz energética brasileira mais sustentável.
- Os veículos movidos a motores de combustão interna por centelha, podem ser gradativamente substituídos por veículos movidos por motor elétrico com energia elétrica fornecida por células combustíveis queimando Hidrogênio, que são reconhecidamente de maior eficiência, totalmente isentos de emissões de gases de efeito estufa e de gases poluentes.
- O Brasil poderia produzir Hidrogênio através da eletrólise da água, a partir de energias limpas e renováveis, fazendo uso de três mananciais energéticos: o sol, o vento e a água dos rios. Isso é possível porque a produção de Hidrogênio por esse processo, depende basicamente de energia elétrica e água. No Brasil, a média anual de irradiação solar global incidente, que está na faixa de [1500 a 2500 kWh/m²] (INPE, 2006), supera a energia incidente na maioria dos países da União Europeia, como a Alemanha [900 a 1259 kWh/m²] (INPE, 2006), França [900 a 1650 kWh/m²] (INPE, 2006) e Espanha [1200 a

1850 kWh/m²] (INPE, 2006), onde projetos de aproveitamento de recursos solares são amplamente disseminados (INPE, 2006). No Brasil há vento abundante em todo o país, e com maior intensidade ao longo de toda a costa. O potencial eólico nacional é da ordem de 143,5 GW e 272,2 TWh/ano (MME, 2001). Além disso, o Brasil é um país privilegiado em termos de recursos hídricos, com doze bacias hidrográficas distribuídas por todas as regiões do país que, apesar da sazonalidade típica, garantem hoje uma capacidade instalada de 91,50 GW (EPE, 2018), de um potencial de 135,10 GW (BEN, 2017). Na nova forma de pensar, estes mananciais - o sol, o vento e a água dos rios - podem ser usados para produzir energia elétrica para um eventual programa de Hidrogênio.

A nível mundial, a opção Hidrogênio como vetor energético não é uma opção nova. Alguns pesquisadores americanos citaram pela primeira vez, em 1970, a expressão “Economia do Hidrogênio”, quando anteviram que o Hidrogênio poderia ser um combustível para todos os tipos de transportes. Porém, somente quatro décadas depois, com o surgimento de célula combustível (*fuel cell*) e as preocupações com as questões ambientais decorrentes do alto uso dos combustíveis fósseis e, ainda, com a perspectiva de que os combustíveis fósseis ficarão mais caros e escassos, o Hidrogênio começa a ocupar espaços em alguns países do mundo. Assim, neste contexto, já existem algumas rotas bem definidas de produção e uso de Hidrogênio como recurso energético (CCGE, 2010), como apresentado na Figura 1.1.

Figura 1.1 Rotas do Hidrogênio



Fonte: Adaptado de (CGEE, 2010) e (VICENS, 2009).

Os processos mais recorrentes de produção de Hidrogênio em larga escala, estão apresentados na Figura 1.1 e são os seguintes: a) gaseificação, nos casos em que as matérias primas são combustíveis sólidos como biomassa e carvão, começando com a transformação dos combustíveis sólidos em combustíveis gasosos, que posteriormente passam pelo processo de reforma a vapor (XING, 2011); b) reforma a vapor ou *steam reforming*, que consiste basicamente na reforma de combustíveis líquidos e gasosos como gasolina, gás natural, biogás, etanol e óleos, transformando-os em Hidrogênio, com o uso de calor contido em vapor de água (XING, 2011); c) separação termoquímica, que é um processo no qual o calor separa o Hidrogênio contido nas moléculas de hidrocarbonetos. Neste caso, uma planta de produção de Hidrogênio é alimentada por fluidos quentes, tais como vapor superaquecido produzido em caldeira, reatores nucleares e por gases quentes produzidos por turbinas a gás (XING, 2011); e d) eletrólise da água, processo no qual a molécula da água (H_2O) é dividida em Hidrogênio e Oxigênio pela passagem da corrente elétrica (URSUA, 2012), (PARIZZI, 2008), (KOPONEN, 2015), (MOHD, 2015).

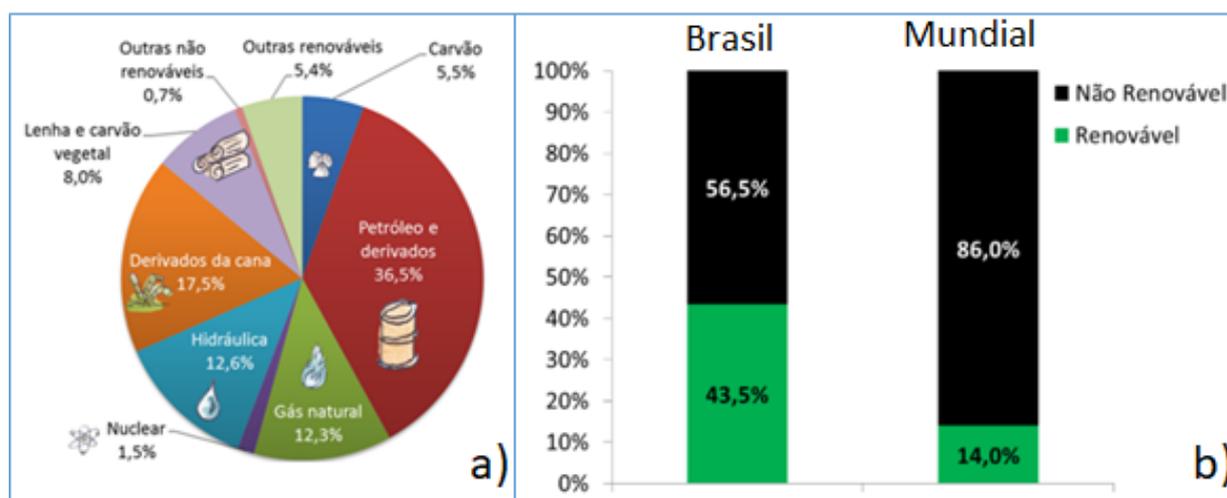
Dentre os usos possíveis do Hidrogênio como vetor energético, destacam-se: a) para geração de energia elétrica através dos processos de eletromecânicos, usando máquinas de combustão interna (NAS, 2004), (CGEE, 2010); b) em veículos automotivos movidos por motores de combustão interna (NAS, 2004), (CGEE, 2010); c) em veículos automotivos movidos por motor elétrico e células combustíveis (*fuel cell*) (NAS, 2004), (CGEE, 2010); e d) para produção de calor para aquecimento (CGEE, 2010).

Este trabalho é dedicado à rota em destaque (em vermelho) na Figura 1.1, onde é fácil ver que a energia de fontes primárias é utilizada para produzir energia elétrica. A energia elétrica produzida é então utilizada para alimentar plantas de eletrólise da água, que transforma a água em Hidrogênio e Oxigênio. O Hidrogênio assim produzido poderá ser utilizado como alternativa energética para o setor automotivo brasileiro, substituindo os combustíveis fósseis derivados do petróleo, através de célula combustível e motor elétrico. Os motores elétricos, por sua vez substituem os motores de combustão interna, contribuindo assim para a sustentabilidade do planeta, como já acontece nos Estados Unidos da América (XING, 2011), (DOE, 2002), (DOE, 2007), (DOE, 2012); na União Europeia (COMISSÃO EUROPEIA, 2005), (ULLBERG, 2010); e no Japão (NAKUI, 2006), (XING, 2011), (NAGASHIMA, 2018).

Existem várias alternativas energéticas no Brasil para um eventual programa voltado para a “economia do Hidrogênio”, pois a matriz energética brasileira é muito diversificada,

conforme mostrado na Figura 1.2 a) onde é possível verificar que os derivados de petróleo contribuem com 36,5%, seguido pelos derivados da cana de açúcar que contribuem com 17,5%, a energia hidráulica contribui com 12,6%, o gás natural com 12,3%, a lenha e o carvão vegetal com 8%, carvão mineral 5,5%; outras fontes de energia renováveis contribuem com 5,4% (solar e eólica), energia nuclear 1,5% e outras fontes não renováveis completam a matriz com 0,7% de contribuição, conforme dados apresentados em EPE (EPE, 2018).

Figura 1.2 Matriz energética brasileira em 2016: a) percentual de uso de fontes; b) comparação com o mundo.



Fonte: (EPE, 2018).

Comparando a matriz energética brasileira com a matriz energética mundial na Figura 1.2 b), é fácil ver que a matriz energética mundial é composta de apenas 14,0% de fontes renováveis e 86,0% de fontes não renováveis (EPE, 2018), enquanto que a brasileira é composta de 43,5% de fontes renováveis, e de 56,5% de fontes não renováveis, e isso permite afirmar que a matriz energética brasileira é mais limpa que a matriz energética mundial (EPE, 2018). Ainda assim, um eventual programa que substitua os combustíveis fósseis do setor automotivo por Hidrogênio produzido com energia elétrica de fontes limpas, poderá tornar a matriz energética brasileira ainda mais limpa.

Da mesma forma, a matriz elétrica brasileira de 2016 era composta de 68,1% de geração de energia hidráulica, 9,1% de gás natural, 8,2% a partir de biomassa, 5,4% de solar e eólica, 4,2% a carvão, 2,4% de derivados de petróleo e 2,62% nuclear (EPE, 2018), conforme mostrado na Figura 1.3.

Figura 1.3 Matriz elétrica brasileira em 2016

Fonte: (EPE, 2018).

Em 16 de dezembro de 2019, o parque gerador de energia elétrica é constituído de 8.788 usinas em operação, que estão instaladas ao longo de todo o território nacional e usam diversas fontes de energia e tecnologias. Desse total, 3.026 são Usinas Termelétricas, 3796 são Fotovoltaicas, 719 são Micro Centrais Hidrelétricas, 628 são Eólicas, 426 são Pequenas Centrais Hidrelétricas, 217 são Usinas Hidrelétricas e duas Usinas Nucleares (ANEEL, 2019).

Dentre as usinas termelétricas, existem aquelas que operam em ciclo Diesel, queimando óleo combustível e óleo diesel; aquelas que operam em ciclo Brayton, queimando gás natural e óleo combustível; aquelas que operam em ciclo Rankine queimando carvão, óleo combustível, gás natural e biomassa; aquelas que operam ciclo combinado com turbina a gás e turbina a vapor (em ciclos Brayton e Rankine), e aquelas que operam em ciclo Otto, queimando gás natural e biogás (ANEEL, 2019). Isso mostra que a matriz elétrica brasileira é diversificada com relação às fontes de energia e com relação às tecnologias empregadas. E aqui surge uma questão importante: qual dessas alternativas energéticas é a mais atrativa para um eventual programa ligado a “Economia do Hidrogênio”, com foco em sustentabilidade e não somente com foco em viabilidade econômica e financeira?

Para responder a esta questão, este trabalho utilizou, como premissa, fazer avaliação das alternativas energéticas existentes no Brasil utilizando um método multicritério de apoio à tomada de decisão, levando em consideração os aspectos econômicos, financeiros, tecnológicos, ambientais e sociais, privilegiando assim, o uso de tecnologias que contribuam para a sustentabilidade do planeta.

Na busca por um método adequado para realizar a avaliação proposta, a pesquisa identificou vários métodos multicritério de apoio à tomada de decisão sendo utilizados em pesquisas científicas em todo o mundo, dentre os quais destacam-se os seguintes dez métodos avaliados: o **AHP** (ANDRADE, 2016), (KARADE, 2014), (KUMARA, 2019), (TOSUN, 2017), (SCHIMIDT, 1995), (RIETKOTTER, 2014), (EATAY, 2013), (NEVES, 2012); **COPRAS** (TOSUN, 2017), (KUNDAKCI, 2016); **ELECTRE II** (NEVES, 2012), (KARADE, 2014), (KUMARA, 2019); **ELECTRE III** (NEVES, 2012), (JUNIOR, 2008), (KUMARA, 2019); **SMART** (JUNIOR, 2008); **PROMETHEE I** (KUMARA, 2019), (NEVES, 2012); **PROMETHEE II** (JUNIOR, 2008), (KARADE, 2014), (KUMARA, 2019); **TODIM** (VILLELA, 2009), (MOUSSEAU, 2012); **TOPSIS** (KUMARA, 2019); **MAUT** (KUMARA, 2019), (TOSUN, 2017), (NEVES, 2012) e o método **MACBETH** (ANDRADE, 2016), (JUNIOR, 2008); (NEVES, 2012), (BANA, 2003), (TOSUN, 2017), (KARADE, 2014) (RIETKOTTER, 2014), (SCHIMIDT, 1995), (VILLELA, 2009), (LEITE, 2017).

Dentre os métodos identificados na pesquisa, o MACBETH foi escolhido para ser estudado, entendido e utilizado neste trabalho pelos seguintes motivos: é um método científico que já está sendo utilizado por universidades do Brasil e do Mundo; é um método que aceita análises qualitativas e quantitativas (BANA, 2003), (SCHIMIDT, 1995); é um método de fácil entendimento e uso (SCHIMIDT, 1995), (JUNIOR, 2008), (NEVES, 2012); está sendo utilizado na tomada de decisão com relação a seleção de tecnologias para o setor de energia no contexto de sustentabilidade (ANDRADE, 2016), (ERTAY, 2013), (NEVES, 2012), (KUMARA, 2019) (MOUSSEAU, 2012); está sendo utilizado em trabalhos acadêmicos (TOSUN, 2017), (EATAY, 2013), (ANDRADE, 2016), (BANA, 2003), (KARADE, 2014), (BANA, 2013), (KUMARA, 2019) (KUNDAKCI, 2016), dissertações de mestrado (VILLELA, 2009), (SCHIMIDT, 1995), (RIETKOTTER, 2014) e em teses de doutorado (NEVES, 2012); além disso, é um método suportado por um código computacional, o M-MACBETH 3.2.0, que é amigável, tem interface on-line em <http://M-MACBETH.com>, com possibilidade de obtenção de acesso gratuito, a pedido de pesquisadores, para uso acadêmico e além disso, tem manual disponível (BANA, 2005).

1.1 Justificativa

Este trabalho justifica-se pelas razões apontadas a seguir.

Primeira, propõe que as decisões com relação à energia sejam tomadas considerando aspectos econômicos, financeiros, ambientais, tecnológicos e sociais, beneficiando o empresariado, os investidores, o meio ambiente e a sociedade; e não considerando apenas os aspectos econômicos e financeiros, que beneficiam somente o empresariado e os investidores.

Segunda, o trabalho avalia a atratividade de alternativas energéticas para a produção de Hidrogênio, que pode ser usado como combustível automotivo pela frota brasileira, que em 2016 já apresentava mais de 51,3 milhões de automóveis (MTPA, 2017) (EPL, 2017).

Terceira, a frota brasileira é responsável por emitir $1,8 \times 10^8$ toneladas de gás carbônico por ano (EPL, 2017), e que podem ser evitadas total ou parcialmente, em uma economia baseada no Hidrogênio, e assim, contribuindo para a sustentabilidade do planeta.

Quarta, o trabalho propõe o Hidrogênio como um combustível alternativo aos derivados de petróleo no setor automotivo, e isso pode ser uma opção adicional para ajudar no compromisso assumido pelo Brasil na COP21, ocorrida em Paris em 2015, de contribuir para a redução do aquecimento global, através do aumento da participação de biocombustíveis na matriz energética, aumentando a oferta de etanol e a parcela de biodiesel na mistura do diesel mineral (MME, 2016).

Por fim, este trabalho justifica-se por colocar o tema em discussão no meio acadêmico brasileiro e propor uma metodologia de avaliação.

1.2 As questões da pesquisa

Ao final deste trabalho, deseja-se ter respostas para as seguintes perguntas:

- I. Existem modelos multicritérios de apoio à tomada de decisão, que possam ser utilizados para suporte à tomada de decisão no setor de energia, no contexto de sustentabilidade do planeta?
- II. É realmente possível produzir Hidrogênio em larga escala a partir da água?
- III. O Hidrogênio já é utilizado como insumo energético em algum país desenvolvido? Quais?
- IV. Já existem projetos de veículos movidos a Hidrogênio, testados por alguma montadora de automóveis? Quais?
- V. Quais as tecnologias utilizadas de conversão de energia química do Hidrogênio para energia elétrica?

- VI. Qual das alternativas energéticas existentes no Brasil é a mais atrativa para produzir Hidrogênio, quando se consideram aspectos financeiros, econômicos, ambientais, tecnológicos e sociais?
- VII. O Hidrogênio produzido no Brasil, a partir de energia solar fotovoltaica, para o setor automotivo brasileiro, é atrativo em relação aos combustíveis convencionais, quando se consideram aspectos financeiros, econômicos, ambientais, tecnológicos e sociais?
- VIII. Qual o estado da arte dos processos de produção de Hidrogênio por eletrólise da água?
- IX. Como estão configurados os sistemas de Hidrogênio para o setor automotivo no mundo?

1.3 Objetivos

Este trabalho tem os seguintes objetivos:

1.3.1 Objetivo Geral

Entender os equipamentos, processos e sistemas para produção de Hidrogênio para o setor automotivo que estão sendo adotados no mundo, além de utilizar uma ferramenta computacional que possibilite a análise de alternativas energéticas usando vários critérios, para uso em trabalhos futuros.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Descrever o processo de Eletrólise Alcalina da Água para produção de Hidrogênio em larga escala e os seus aspectos energéticos, visando ganhar conhecimento para avaliar sistemas de Hidrogênio para o setor automotivo.
- Pesquisar, estudar e aplicar um Método Multicritério de Análise e Apoio a Decisão em avaliação de alternativas energéticas.
- Conhecer as alternativas energéticas existentes no Brasil e identificar a mais atrativa para geração de energia elétrica para um eventual programa de Hidrogênio, considerando critérios econômicos, financeiros, tecnológicos, ambientais e sociais.

- Investigar sobre a atratividade relativa do Hidrogênio automotivo, que possa vir a ser produzido no Brasil, em relação ao etanol, gás natural veicular, gasolina e óleo diesel.

1.4 Organização da dissertação

A presente dissertação está organizada em seis capítulos e um anexo, conforme estão descritos resumidamente a seguir.

O primeiro capítulo trata desta introdução, que apresenta uma visão geral da pesquisa e do trabalho, seus desdobramentos, as premissas, as delimitações do trabalho, a justificativa e os objetivos da dissertação, deixando clara a razão e o que se buscou na pesquisa e, por fim, descreve a organização do trabalho.

O segundo capítulo é dedicado à revisão bibliográfica, e inclui os principais conceitos sobre: a) o Hidrogênio; b) o processo de produção de Hidrogênio por eletrólise alcalina da água; c) o estado da arte de eletrolisadores; d) o estado da arte de plantas de eletrólise alcalina da água; e) as alternativas de produção de energia elétrica no Brasil para um eventual programa do Hidrogênio, f) o uso do Hidrogênio no Mundo; e por fim, g) o método MACBETH - *Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique*.

No terceiro capítulo apresenta-se a metodologia da pesquisa e o método de avaliação de atratividade utilizado.

O capítulo quarto apresenta o material da pesquisa, composto de dois itens: a) a performance ou indicadores das alternativas energéticas, que são os dados de entrada (*inputs*) para a avaliação da atratividade das várias alternativas energéticas de produção de energia elétrica; e b) a performance das tecnologias e dos combustíveis, necessários para avaliar a atratividade do Hidrogênio em relação aos combustíveis convencionais utilizado pelo setor automotivo brasileiro.

No capítulo quinto estão apresentados os resultados, análises e discussões, e por fim, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões e as recomendações finais do trabalho.

O ANEXO 1 acomoda as curvas de sensibilidade aos pesos das avaliações realizadas pelo M-MACBETH 3.2.0.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo é apresentada a revisão bibliográfica estruturada com foco nas características do Hidrogênio; no processo de eletrólise alcalina da água; na produção de Hidrogênio em larga escala, no estado da arte de eletrolisadores e plantas de eletrólise; nas alternativas energéticas existentes no Brasil, que podem ser utilizadas para um eventual programa de Hidrogênio para o setor automotivo brasileiro, com foco nas fontes de energia, tecnologias e desempenho de geração de energia elétrica; produção e uso do Hidrogênio como fonte de energia alternativa para os setores automotivos dos Estados Unidos da América, da União Europeia e do Japão; e por fim o modelo MACBETH, que foi a ferramenta utilizada na construção do “*Ranking*” da atratividade das alternativas energéticas existentes no Brasil e da atratividade do Hidrogênio com relação aos combustíveis convencionais utilizados no Brasil.

2.1 O Hidrogênio

O Hidrogênio é um elemento químico com número atômico 1 e representado pelo símbolo H; tem massa atômica de aproximadamente 1.007825032 u (XING, 2011), (VICENS, 2009); é um elemento de baixa densidade 0,0838 kg/m³ (XING, 2011); apresenta-se em sua forma molecular como (H₂), que o caracteriza como um gás diatômico, é inflamável, incolor, inodoro, e insolúvel em água. O Hidrogênio está colocado no grupo 1 (ou família 1A) por ter configuração eletrônica 1s¹, com apenas um elétron na última camada eletrônica (VICENS, 2009); é o único elemento que tem nomes e símbolos diferentes para cada um de seus diferentes isótopos. O Prótio, que é representado por ${}^1_1\text{H}$, possui apenas um próton no seu núcleo, sendo o isótopo mais abundante na natureza, e aparece na maioria das substâncias que possuem o elemento Hidrogênio. O Deutério, que é representado por ${}^2_1\text{H}$, é também chamado de Hidrogênio pesado, tem um próton e um nêutron no núcleo, e c) O Trítio, que é representado por ${}^3_1\text{H}$, tem um próton e dois nêutrons em seu núcleo. Na forma elementar, é relativamente raro na Terra, porém o gás Hidrogênio na forma molecular é industrialmente produzido a partir de vários processos, dentre os quais destaca-se a eletrólise alcalina da água (XING, 2011) (VICENS, 2009), que é o objeto deste estudo.

Existem algumas propriedades físicas e químicas que colocam o Hidrogênio com elevado potencial para ser utilizado como combustível, que merecem ser destacadas: tem calor específico inferior da ordem de 120,21 MJ/kg (XING, 2011), (VICENS, 2009), que é superior a qualquer outro combustível (ESTEVÃO, 2008); tem calor específico superior de

142,4 MJ/kg (VICENS, 2009), que quando comparado com o carvão mineral, vê-se que 1,0 kg de Hidrogênio tem a mesma quantidade de energia que 3,66 kg de carvão mineral (SHREVE, 2008) e na mesma linha, (ESTEVÃO, 2008) afirma que 1,0 kg de Hidrogênio tem a mesma quantidade de energia que 2,8 kg de gasolina; tendo densidade de 0,0838 kg/m³ (XING, 2011) (VICENS, 2009), é 14,4 vezes menos denso que o ar (KOPONEN, 2015); tem temperatura de mudança de fase de líquido para gás é de -252,78°C a uma atmosfera (XING, 2011), (VICENS, 2009); quando usado como combustível tem como subproduto apenas vapor de H₂O, com zero emissão de gás carbônico e de poluentes (XING, 2011). A Tabela 2.1, mostra o PCI - Poder Calorífico Inferior e o PCS - Poder Calorífico Superior do Hidrogênio com os principais insumos energéticos utilizados no mundo, e compara o PCI do Hidrogênio com os demais insumos, tendo o Hidrogênio como o numerador de referência.

Tabela 2.1 Poder calorífico de alguns insumos energéticos

Insumo	PCI em kcal/kg	PCS em kcal/kg	Relação de PCI (*)	Fonte
Hidrogênio	28.681	33.947	1,00	(SHREVE, 2008)
Carvão	5.700	6.000	5,03	(BEN, 2017)
Gás Metano	11.957	13.267	2,40	(GARCIA, 2002)
Etanol anidro	6.750	7.090	4,25	(BEN, 2017)
Etanol hidratado	6.300	6.650	4,55	(BEN, 2017)
Biodiesel	9.000	9.345	3,19	(BEN, 2017)
Gás Natural seco	8.800	9.256	3,26	(BEN, 2017)
Óleo combustível	8.590	10.085	3,34	(BEN, 2017)
Gasolina	10.400	11.220	2,76	(BEN, 2017)
Bagaço de cana	2.130	2.257	13,47	(BEN, 2017)
Óleo diesel	10.100	10.750	2,84	(BEN, 2017)

(*) PCI do Hidrogênio/PCI do Insumo

Fonte: Elaborado pelo autor.

Pela Tabela 2.1 é fácil ver que a energia contida em um quilograma de Hidrogênio é equivalente a energia contida em 13,47 kg de bagaço de cana, a 5,03 kg de carvão e equivalente a 2,76 kg de gasolina automotiva.

Há bastante tempo, o Hidrogênio é uma matéria prima importante na indústria química e do petróleo. A produção anual mundial em 1998 excedia $7,0 \times 10^{10} \frac{m^3}{ano}$, sendo que aproximadamente um terço desse total era usado para fabricação de amoníaco para posterior uso como fertilizante e enriquecimento de combustíveis na indústria petroquímica (ESTEVÃO, 2008). Além disso, outros usos químicos importantes são a hidrogenação de óleos comestíveis, combustíveis em mísseis, em fornos para tratamento de metais, na partida

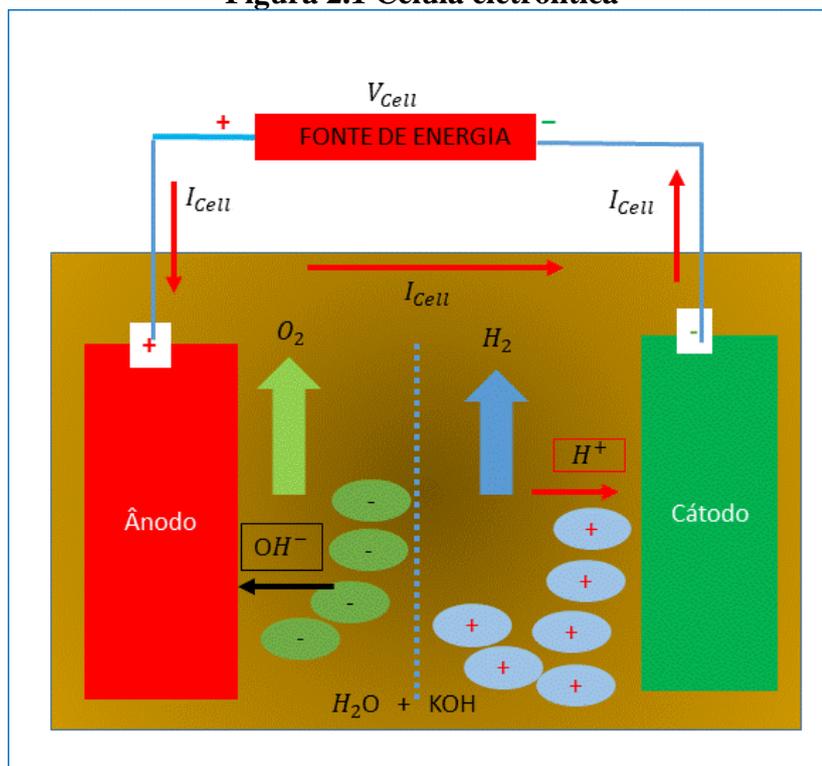
de operação de craqueadores catalíticos e acredita-se que no futuro o Hidrogênio terá outros usos (SHREVE, 2008). Hoje, o Hidrogênio é muito pesquisado e já tem uso viabilizado como combustível automotivo nos Estados Unidos da América, União Europeia, Japão e em vários outros países (XING, 2011).

Tudo que foi mencionado sobre o Hidrogênio, faz os cientistas do mundo inteiro pensarem o Hidrogênio como o combustível do futuro, por ser fácil de produzir industrialmente, por ser uma fonte de energia renovável, inesgotável e não poluente, que trará benefícios para toda a humanidade, e o mais importante: para o meio ambiente. E para (SHREVE, 2008), o Hidrogênio pode tornar-se uma fonte secundária de energia importante, caso sejam resolvidos os problemas de produção, armazenamento e transporte. Neste contexto, este trabalho pode contribuir para a solução dos três problemas, uma vez que pode resultar da indicação de uma alternativa energética atrativa para produzir Hidrogênio no local do consumo, ou no local de distribuição, como ocorre nos postos de combustíveis convencionais.

2.2 Eletrólise alcalina da água

Eletrólise da água é um processo eletroquímico onde a energia elétrica é a força motriz das reações químicas. O processo, que é ilustrado na Figura 2.1, consiste basicamente em aplicar uma diferença de potencial em corrente contínua (V_{cell}) entre os eletrodos inseridos em uma solução de água e um eletrólito, fazendo circular uma corrente elétrica também contínua (I_{cell}) entre os mesmos, quebrando a molécula da água (H_2O). No processo, os íons de Hidrogênio, que são carregados positivamente, migram para o cátodo que é carregado negativamente, onde são reduzidos formando o gás Hidrogênio (H_2). E os íons de oxigênio que são carregados negativamente, migram para o ânodo que é carregado positivamente, onde são oxidados para formar o gás oxigênio (O_2) (KNOB, 2013), (MOHD, 2015), (YAKDEHIGE, 2017); um separador cerâmico ou de material micro poroso colocado entre o ânodo e cátodo separa o Hidrogênio do Oxigênio (MOHD, 2015), (BERNARDI, 2009). A passagem da corrente elétrica (I_{cell}) através de pequenas diferenças de potencial, é facilitada com a redução da resistência elétrica (R_{cell}) da célula, com o uso de eletrólitos, sendo o hidróxido de potássio (KOH) o mais utilizado (KNOB, 2013), formando uma solução aquosa em proporção que varia entre 20 e 45% em massa (KOPONEN, 2015), que facilita o transporte de íons necessário ao processo (SOUZA, 2018).

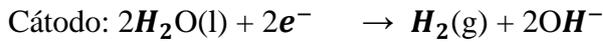
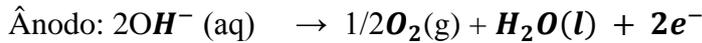
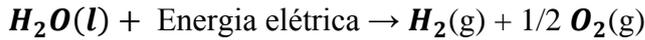
Figura 2.1 Célula eletrolítica



Fonte: Adaptado de (KNOB, 2013)

Existem três tecnologias de eletrólise da água bem desenvolvidas: a) (AEC) - Células de Eletrólise Alcalina (SCHIMIDT, 2017), (SOUZA, 2018), b) (PEMEC) - Células de Eletrólise de Membrana de Troca de Prótons (SCHIMIDT, 2017), (SOUZA, 2018) e c) (SOEC) - Células de Eletrólise de Óxido Sólido (SCHIMIDT, 2017), (SOUZA, 2018), porém este trabalho é dedicado ao estudo da Eletrólise alcalina da água, por tratar-se de uma tecnologia simples, com registros de unidades de produção desde o ano de 1920 (SCHIMIDT, 2017); permite produção de Hidrogênio em escala da ordem de $760,0 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (KOPONEN, 2015), muito maior do que as outras tecnologias, cuja capacidade está limitada em $40,0 \text{ Nm}^3/\text{h}$, (SCHIMIDT, 2017), (MOHD, 2015); pode produzir Hidrogênio com pureza superior a 95%. Além disso, a tecnologia de eletrólise alcalina da água já é utilizada na produção de 4,0% do Hidrogênio global (MOHD, 2015), tem várias unidades em operação em todo o mundo (SCHIMIDT, 2017), e tem vida útil na faixa de [60.000 - 90.000] horas de operação, o que significa que já é uma tecnologia madura (SCHIMIDT, 2017).

Segundo (YAKDEHIGE, 2017), (PARIZZI, 2018), (KOPONEN, 2015), (SANTOS, 2013) e outros pesquisadores, as reações envolvidas no processo são as seguintes:



De acordo com (YAKDEHIGE, 2017), (PASCUZZI, 2016), a demanda por energia el\u00e9trica a qualquer instante (W_{Elet}) de uma c\u00e9lula eletrol\u00edtica, como a da Figura 2.1, \u00e9 dada pelo produto da tens\u00e3o aplicada nos terminais da c\u00e9lula (V_{Cell}) pela corrente el\u00e9trica que circula na c\u00e9lula (I_{Cell}), e \u00e9 expressa pela equa\u00e7\u00e3o 2.1.

$$W_{Elet} = V_{Cell} \cdot I_{Cell} \quad (2.1)$$

J\u00e1 a energia el\u00e9trica consumida (E_{Cell}) por uma c\u00e9lula eletrol\u00edtica durante um processo de eletr\u00f3lise, no qual \u00e9 aplicada uma tens\u00e3o (V_{Cell}) e faz circular uma corrente I_{Cell} entre seus eletrodos, durante per\u00edodo de tempo Δt \u00e9 dada pela equa\u00e7\u00e3o 2.2.

$$E_{Cell} = \int_{t_0}^t (V_{cell} \cdot I_{cell}) dt \quad (2.2)$$

De acordo com a lei de Faraday, a taxa de produ\u00e7\u00e3o de Hidrog\u00eanio (f_{H_2}) em uma c\u00e9lula eletrol\u00edtica em $N \frac{m^3}{h}$, \u00e9 diretamente proporcional \u00e0 taxa de transfer\u00eancia de el\u00e9trons nos eletrodos (z), que por sua vez, \u00e9 equivalente \u00e0 corrente el\u00e9trica na c\u00e9lula eletrol\u00edtica e \u00e9 expressa por 2.3.

$$f_{H_2} = \eta_F \frac{I_{Cell}}{zF} \quad (2.3)$$

Onde, $z = 2$ corresponde ao n\u00famero de el\u00e9trons transferidos na rea\u00e7\u00e3o, F \u00e9 a constante de Faraday igual a 96.485 C/mol, I_{Cell} \u00e9 a corrente el\u00e9trica circulando na c\u00e9lula, e η_F \u00e9 rendimento Faraday da c\u00e9lula eletrol\u00edtica. E o rendimento Faraday (η_F) \u00e9 definido como a rela\u00e7\u00e3o entre o valor m\u00e1ximo da quantidade de Hidrog\u00eanio produzida e o valor m\u00e1ximo te\u00f3rico.

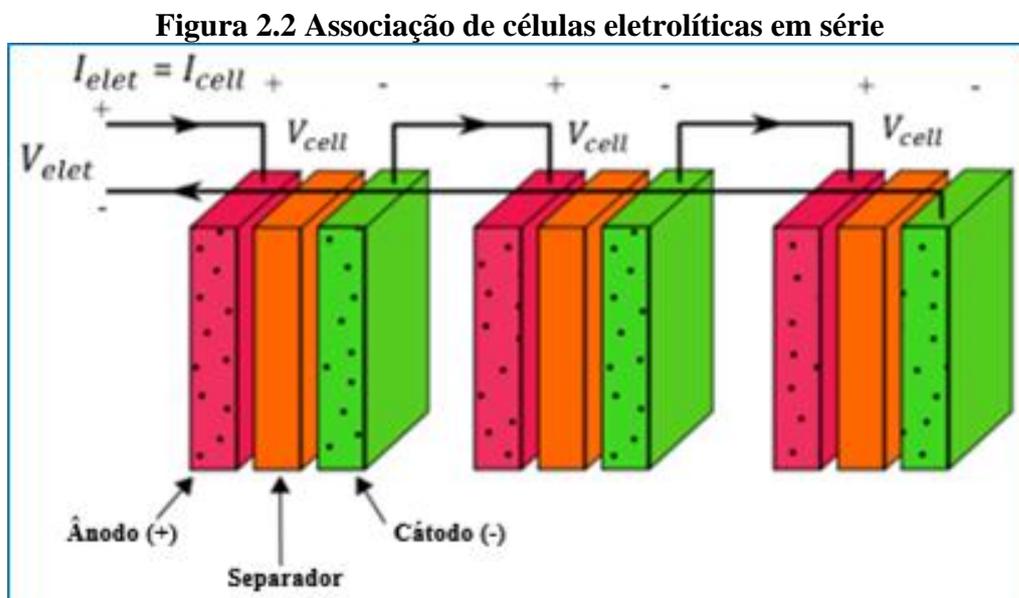
E a produ\u00e7\u00e3o de Hidrog\u00eanio (Q_{Cell}) em Nm^3 , por uma c\u00e9lula eletrol\u00edtica \u00e9 dada pela equa\u00e7\u00e3o 2.4.

$$Q_{Cell} = \int_{t_0}^t \left(\frac{\eta_F I_{cell}}{zF} \right) dt \quad (2.4)$$

O consumo específico de energia elétrica (C_{cell}) de uma célula eletrolítica durante um período de tempo Δt , é dada pela relação entre a energia elétrica consumida e a quantidade de Hidrogênio produzida no referido intervalo de tempo, conforme a equação 2.5.

$$C_{cell} = E_{cell}/Q_{cell} = \int_{t_0}^t (V_{cell} \cdot I_{cell}) dt / \int_{t_0}^t (\eta_F I_{cell} / zF) dt \quad (2.5)$$

Já a produção de Hidrogênio em larga escala, consiste em associar várias células (N_{cell}) em série ou em paralelo (YAKDEHIGE, 2017) (SOUZA, 2018) (KOPONEN, 2015) (URSUA, 2012), possibilitando a construção de eletrolisados de grande porte. As Figuras 2.2 e 2.3 ilustram eletrolisados com células associadas em série e em paralelo, respectivamente.



Na Figura 2.2 é mostrada uma associação de células (N_{cell}) em série, que normalmente são chamados de eletrolisadores bipolares (SOUZA, 2018) (YAKDEHIGE, 2017) (URSUA, 2012). Observando este tipo de associação é fácil concluir que a corrente elétrica que circula no eletrolisador (I_{Elet}) é igual a corrente que circula em cada uma das células (I_{Cell}), ou seja ($I_{Elet} = I_{Cell}$). Já a tensão nos terminais do eletrolisador (V_{Elet}) é a soma da tensão de todas as N_{Cell} . E assim, têm-se que a tensão nos terminais do eletrolisador é dada pela equação 2.6.

$$V_{Elet} = N_{Cell} \cdot V_{Cell} \quad (2.6)$$

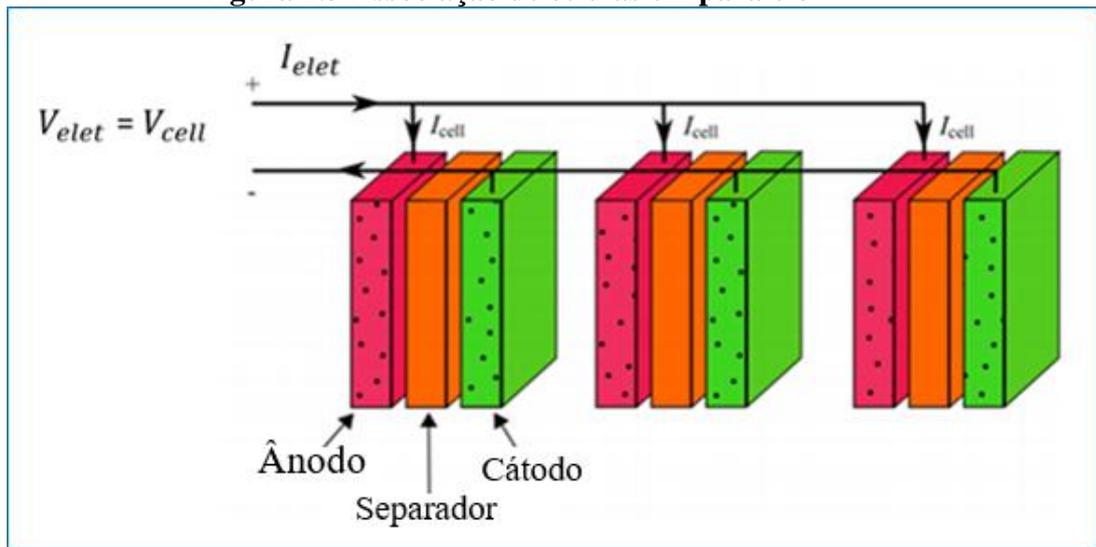
E a demanda por energia elétrica pelo eletrolisador (W_{Elet}), de acordo com a equação 2.7.

$$W_{Elet} = N_{Cell} \cdot I_{Elet} \cdot V_{Elet} \quad (2.7)$$

Na Figura 2.3 é mostrada uma associação de várias células eletrolíticas associadas em paralelo. Este tipo de associação constitui os eletrolisadores monopolares (YAKDEHIGE, 2017) (URSUA, 2012). Observando este tipo de associação é fácil ver que, a tensão nos terminais do eletrolisador (V_{Elet}) é igual a tensão aplicada em cada célula eletrolítica, ou seja ($V_{Elet} = V_{Cell}$). Já a corrente elétrica que circula no eletrolisador (I_{Elet}) é igual a soma das correntes que circulam em cada uma das células (I_{Cell}), conforme a equação 2.8.

$$I_{Elet} = N_{Cell} \cdot I_{Cell} \quad (2.8)$$

Figura 2.3 Associação de células em paralelo



Fonte: (YAKDEHIGE, 2017) e (URSUA, 2012)

Neste caso, a demanda por energia elétrica pelo eletrolisador (W_{Elet}), também é expressa pela equação 2.7. E para ambos os casos, pelo uso da equação 2.3, a energia elétrica consumida (E_{Elet}) em um período Δt é dada pela expressão 2.9.

$$E_{Elet} = \int_{t_0}^t (V_{Elet} \cdot I_{Elet}) dt \quad (2.9)$$

E assim, de acordo com a lei de Faraday e com a equação 2.3, a taxa de produção de Hidrogênio (f_{H_2}) em um eletrolisador qualquer, em $N \frac{m^3}{h}$, que é diretamente proporcional à corrente elétrica que circula no eletrolisado (I_{Elet}), expressa pela equação 2.10.

$$f_{H2} = \eta_F \frac{I_{Elet}}{zF} \quad (2.10)$$

E a produção de Hidrogênio Q_{Elet} , em Nm^3 , de um eletrolisador constituído de (N_{Cell}) células eletrolíticas, pelo qual circula uma corrente elétrica I_{Elet} por célula é dada pela equação 2.11.

$$Q_{Elet} = \int_{t_0}^t \left(\frac{\eta_F N_{Cell} I_{Cell}}{zF} \right) dt \quad (2.11)$$

O consumo específico de energia elétrica (C_{Elet}) por eletrolisador que consome uma quantidade de energia elétrica (E_{Elet}) e produz uma quantidade (Q_{Elet}) de Hidrogênio é dado pela expressão 2.12.

$$C_{Elet} = E_{Elet}/Q_{Elet} = \int_{t_0}^t (V_{Elet} \cdot I_{Elet}) dt / \int_{t_0}^t (\eta_F N_{Cell} I_{cell}/zF) dt \quad (2.12)$$

Além disso, o modelo matemático do processo de eletrólise alcalina da água é o resultado da combinação de fundamentos da termodinâmica, da teoria da transferência de calor e de relações eletroquímicas empíricas e suas respectivas curvas características (KOPONEN, 2015).

Assim, os fundamentos da termodinâmica, permitem entender que se a eletrólise fosse um processo reversível, o balanço energético indicaria que a energia elétrica fornecida ao sistema seria igual à variação da energia do sistema, e que o produto da tensão (V) pela carga elétrica (Q) é igual a $-\Delta G$ (Energia livre de Gibbs da reação) (PARIZZI, 2018) conforme mostra a equação 2.13.

$$VQ = -\Delta G \quad (2.13)$$

Como o processo não é reversível, pois existem irreversibilidades, a variação da energia livre de Gibbs é expressa pela equação 2.14 (MOHD, 2015), (SANTOS, 2013) e (PASCUZZI, 2016).

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (2.14)$$

Onde ΔH é a variação de entalpia, ΔS é a variação de entropia e T é a temperatura absoluta. A entalpia padrão à temperatura de $25^\circ C$, e à pressão de 1 bar na divisão da molécula de água é $\Delta H_{25^\circ C}^0 = 285,82$ kJ/mol; a variação da entropia na mesma condição é

$\Delta S_{25^{\circ}C}^{\circ} = 163,138 \text{ J/molK}$ e a variação da energia de Gibbs é de $\Delta G_{25^{\circ}C}^{\circ} = 237,19 \text{ kJ/mol}$ (PARIZZI, 2018).

A lei de Faraday, que relaciona a energia elétrica com o processo de conversão química de água em Hidrogênio, diz que existe uma tensão mínima para que a eletrólise da água ocorra. Se a eletrólise fosse reversível, denominada de tensão reversível (V_{rev}), que é dado pela equação (2.15) (YAKDEHIGE, 2017), (MOHD, 2015) e (PASCUZZI, 2016).

$$V_{rev} = \Delta G/zF \quad (2.15)$$

Como $\Delta G_{25^{\circ}C}^{\circ} = 237,19 \text{ kJ/mol}$, z é igual a 2, e a constante de Faraday (F) é 96.485 C/mol, a tensão mínima necessária para que a reação de eletrólise (V_{rev}), calculada pela equação anterior é igual a 1,229 volts, conforme abaixo.

$$V_{rev} = \Delta G/zF = 237,19 \times 10^3 / 2 \times 96.485 = 1,229 \text{ volts.}$$

Como a eletrólise não é reversível, a demanda total de energia pelo processo é suprida na forma de entalpia (ΔH), e a tensão mínima para que aconteça troca de calor entre o sistema químico, é denominado de tensão termo neutra (V_{th}) da célula termoquímica, que é calculada pela equação 2.16 (PARIZZI, 2018), (MOHD, 2015) e (PASCUZZI, 2016).

$$V_{th} = \Delta H/zF \quad (2.16)$$

Como $\Delta H_{25^{\circ}C}^{\circ} = 285,82 \text{ kJ/mol}$, z é igual a 2, e F é igual a 96.485 C/mol, resulta que a tensão termo neutra (V_{th}) a 25 °C e a 1,0 atm., calculada pela equação 2.16 é de 1,482 volts, (PARIZZI, 2018) e (PASCUZZI, 2016), conforme está calculado abaixo.

$$V_{th} = \Delta H/zF = 285,82 \times 10^3 / 2 \times 96.485 = 1,482 \text{ volts.}$$

No modelo eletroquímico, a análise de desempenho de um eletrolisador alcalino é feita através da sua curva de polarização, que é obtida plotando-se a curva de tensão (V_{Elet}) da célula contra a densidade da corrente (I_{Elet}/A), onde A é a área do eletrodo ativo, e de acordo com esse modelo, a tensão (V_{Elet}) necessária para fazer funcionar um eletrolisador numa determinada pressão e temperatura, inclui a tensão mínima teórica (V_{rev}), uma sobretensão de ativação da célula eletroquímica (V_{act}), uma sobre tensão para compensar a perdas devidas à

resistência ôhmica interna do eletrolisador (V_{ohm}) e uma sobre tensão para compensar as perdas devido ao movimento de massa no interior do eletrolisador (V_{com}). Assim, a tensão (V_{Elet}) capaz de promover a eletrólise alcalina da água é dada pela equação 2.17 (YAKDEHIGE, 2017) e (URSÚA, 2012).

$$V_{Elet} = V_{rev} + V_{act} + V_{ohm} + V_{com} \quad (2.17)$$

A sobre tensão de ativação (V_{act}) é gerada das reações simultâneas da cinética eletroquímica no cátodo e no ânodo, chamadas de sobre tensão catódica e sobre tensão anódica (SOUZA, 2018). Assim, a transferência de carga entre as espécies químicas requer mais energia elétrica, que é suprida ao sistema pela aplicação de uma tensão maior nos terminais dos eletrodos do eletrolisador (PARIZZI, 2018). Já a sobretensão V_{ohm} corresponde a queda de tensão devido a resistência ôhmica da célula eletrolítica, e depende da condutividade do meio condutor iônico, da distância entre os eletrodos, da condutividade do separador, da condutividade dos eletrodos, e da resistência de contato entre os componentes do eletrolisador. Por fim, a sobretensão (V_{com}), que é decorrente do transporte de massa provocado pela convecção e difusão no interior do eletrolisador. Tudo isso, tem efeito sobre o consumo de energia elétrica do eletrolisador, e conseqüentemente sobre a eficiência energética do mesmo, que o modelo eletroquímico explica pelas equações 2.18, 2.19 e 2.20.

Considerando que ΔH é a energia total utilizada no processo, e ΔG é a energia química do sistema, o rendimento reversível (η_{rev}) (PARIZZI, 2018), (MOHD, 2015) é dado pela equação 2.18.

$$\eta_{rev} = \Delta G / \Delta H \quad (2.18)$$

E assim, o rendimento reversível pode ser expresso em termos de tensão, por $\eta_{rev} = 1,229 / V_{cell}$ (SANTOS, 2013).

O rendimento de tensão ou eficiência de tensão (η_v) é definido como a relação entre a tensão termo neutra (V_{th}) e a tensão da célula eletrolítica (V_{cell}), e é escrita conforme a equação (2.19) (MOHD, 2015) (SOUZA, 2018).

$$\eta_v = V_{th} / V_{cell} \quad (2.19)$$

Como V_{th} é de 1,482 volts, para saber qual é o valor do rendimento de tensão basta dividir este valor pelo valor da tensão da célula (SANTOS, 2013), e assim, é possível afirmar que, melhores rendimentos de tensão (η_v) são obtidos em eletrolisadores cuja tensão na célula seja próximo a 1,482 volts.

Já o rendimento global ou eficiência global (η_g) é expresso pela equação 2.20 (PARIZZI, 2018).

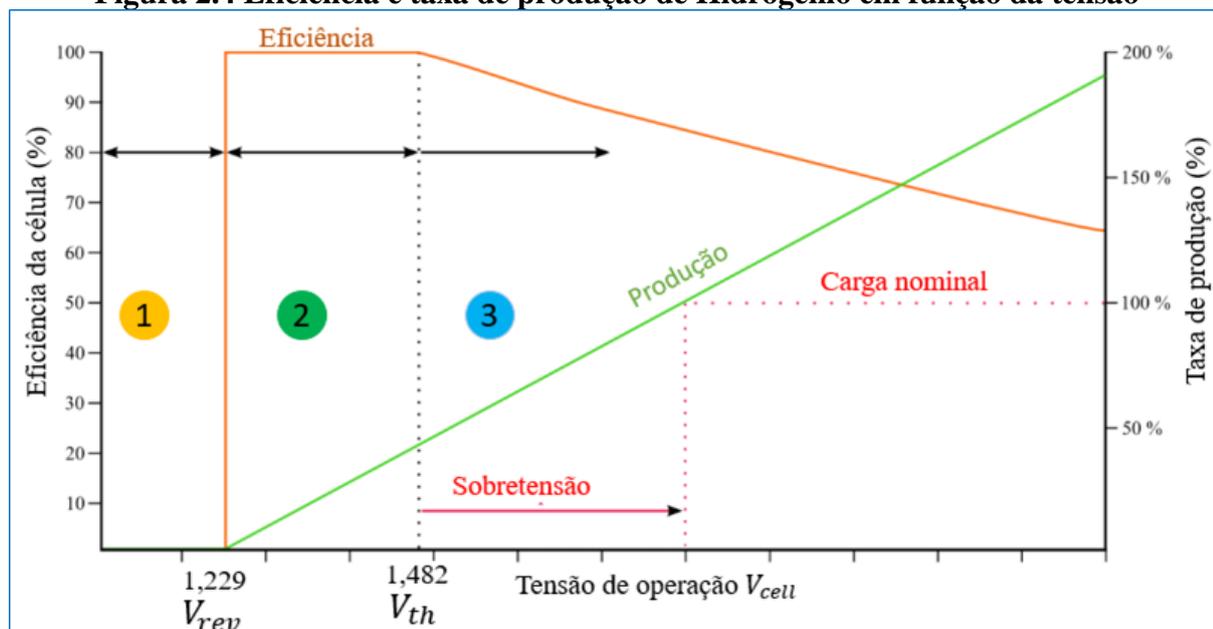
$$\eta_g = \eta_{rev} \eta_v \eta_F \quad (2.20)$$

Em termos práticos, a eficiência do eletrolisador (η_{elet}) em (%), é dada pela relação entre a energia química (Q_{out}) contida de uma massa (m_{H_2}) de Hidrogênio produzida, pela quantidade de energia fornecida (Q_{in}) para produzi-la (SANTOS, 2013), que é dada pela equação 2.21 (MOHD, 2015), (URSÚA, 2012), (KOPONEN, 2015).

$$\eta_{elet} = Q_{out}/Q_{in} = m_{H_2} \cdot PCS_{H_2}/E_{Elet} \quad (2.21)$$

Por fim, de acordo com o modelo estudado até este ponto, o desempenho de um eletrolisador em termos de tensão, eficiência e taxa de produção, pode ser representado pela Figura 2.4, onde pode-se ver que na área (1), na qual a tensão é menor do que 1,229 volts, não há produção de Hidrogênio. Na área (2), onde a tensão na célula está entre 1,229 volts e 1,482 volts, basta fornecer calor para a célula para que a eletrólise ocorra. A área (3), corresponde à área usual de operação, e à medida que se eleva a tensão nos terminais da célula (V_{cell}), resulta em aumento da taxa de produção de Hidrogênio, porém a eficiência do eletrolisador diminui devido ao maior consumo de energia elétrica (KOPONEN, 2015).

Figura 2.4 Eficiência e taxa de produção de Hidrogênio em função da tensão



Fonte: Adaptado de (KOPONEN, 2015).

2.3 Estado da arte de eletrolisadores alcalinos

Dentre os eletrolisadores alcalinos mais utilizados destacam-se o eletrolisador tipo tanque e o eletrolisador tipo filtro prensa, descritos a seguir.

2.3.1 Eletrolisador tipo tanque

Na Figura 2.5 é mostrado um eletrolisador tipo tanque. Este tipo de eletrolisador constitui-se de um tanque, no interior do qual são instalados os eletrodos retangulares metálicos, lado a lado e separados através de material isolante, que serve de separador de gases. Os eletrodos ficam submersos na solução eletrolítica, que é alimentada continuamente por H_2O . Nos eletrodos existem furos que permitem a circulação da solução (H_2O e KOH), e o H_2 e o O_2 produzidos. O menor eletrolisador desse tipo, constitui-se de uma placa alimentada positivamente (+) e outra placa alimentada negativamente (-). Este é um dos tipos mais utilizados para produzir Hidrogênio em larga escala, pela facilidade de construção.

Figura 2.5 Eletrolisador tipo tanque

Fonte: (PARIZZI, 2008)

2.3.2 *Eletrolisador tipo filtro prensa*

Este tipo de eletrolisador constitui-se de eletrodos metálicos circulares instalados lado a lado e separados através de material isolante que serve de vedação e de separador, limitados por duas tampas uma frontal e outra traseira, mantidas unidas através de vários parafusos longitudinais, ou tirantes, com porcas nas duas pontas, que apertadas prensam o conjunto de eletrodos e separadores, juntos, como ocorre nos filtros prensas. Neste tipo de eletrolisador, os eletrodos não ficam submersos na solução eletrolítica. Nos eletrodos existem furos que permitem a circulação da solução (H_2O e KOH), e do H_2 e do O_2 produzidos. A circulação da solução pela ação de bombeamento, que entra e sai do eletrolisador. Na Figura 2.6 é mostrado um eletrolisador desse tipo, onde se pode ver a tampa frontal, em primeiro plano; a tampa traseira em segundo plano; os tirantes em volta do eletrolisador, na cor amarela; as porcas em azul, as arruelas de pressão em marrom; e os tubos coletores em aço inox, na parte superior do eletrolisador, que coletam o Hidrogênio e o oxigênio produzidos pelo eletrolisador.

Figura 2.6 Eletrolisador tipo filtro prensa

Fonte: (NEL, 2019).

A flexibilidade de conexão de células e eletrolisadores em série e em paralelo é de fundamental importância para que se possa desenvolver projetos de produção de Hidrogênio em larga escala. A pesquisa identificou vários fabricantes de eletrolisadores, bem como uma vasta gama de modelos, tamanhos, capacidade de produção e eficiência.

Na Tabela 2.2, mostra-se que existem eletrolisadores alcalinos construídos com aço inox e níquel, que conseguem produzir até $760,0 \text{ Nm}^3/\text{h}$, consumindo na faixa de $[4,3 \text{ a } 5,1] \text{ kWh/Nm}^3$, e com eficiência na faixa de $[68 \text{ a } 70\%]$.

Tabela 2.2 Características de eletrolisadores comerciais

CARACTERÍSTICAS	Estado atual	Fontes
Capacidade (Nm^3/h)	<760,00	(BERTUCCIOLI, 2014)
Potência (kW)	<5.300,00	(KOPONEN, 2015)
Potencial da célula (V)	1,80 - 2,2	(KNOB, 2013)
Densidade de corrente (A/m^2)	0,20 - 0,40	(KOPONEN, 2015)
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	60 - 80	(KOPONEN, 2015)
Pressão (bar)	1,0 - 2,0	(KNOB, 2013)
Pressão (bar)	< 30	(KOPONEN, 2015)
Cátodo	Aço Inox ou Ni	(KNOB, 2013)
Ânodo	Ni	(KNOB, 2013)
Eletrólito (% KOH)	20 - 40	(KOPONEN, 2015)
Material do separador	Cerâmico	(BERNARDI, 2009)
Energia (kWh/kg)	54	(BERTUCCIOLI, 2014)
Energia (kWh/Nm^3)	4,3 - 5,1	(KNOB, 2013)
Eficiência PCS (%)	68 - 70	(KOPONEN, 2015)

Fonte: Elaborado pelo autor.

A pesquisa também identificou vários eletrolisadores alcalinos comerciais. Na Tabela 2.3 são apresentados alguns desses eletrolisadores.

Tabela 2.3 Características de grandes eletrolisadores comerciais

CARACTERÍSTICAS	Unidades	MODELOS COMERCIAIS					
		HySTAT	HySTAT	HySTAT	A-150	A-300	A-485
		10	30	60			
Capacidade	Nm^3/h	10	30	60	150	300	485
Número de células	Unidade	1	2	4	-	-	-
Faixa de operação	%	[25-100]	[25-100]	[25-100]	[15-100]	[15-100]	[15-100]
Consumo de energia	kWh/Nm^3	4,09	4,09	4,09	[3,8-4,4]	[3,8-4,4]	[3,8-4,4]
Pureza do H_2	%	99,9	99,9	99,99	99,9	99,9	99,9
Eletrólito (KOH)	%	30	30	30	25	25	15
Consumo de água	l/Nm^3	<1,0	[1,5-2,0]	[1,5-2,0]	0,9	0,9	0,9
Tecnologia	-	Alcalina	Alcalina	Alcalina	Alcalina	Alcalina	Alcalina
Fonte		(*)	(*)	(*)	(**)	(**)	(**)

(*)HYDROGENICS, 2019)

(**)(GREEN, 2019)

Fonte: Elaborado pelo autor.

2.4 Estado da arte de plantas de eletrólise da água

O período entre as décadas de 1920 e 1970 foi a “fase de ouro” para o desenvolvimento da tecnologia de eletrólise da água. A maioria dos projetos tradicionais foi criada naquele período, impulsionada pela necessidade de Hidrogênio e oxigênio na indústria (SANTOS, 2013). Em 1939, a primeira planta de produção de Hidrogênio em larga escala por eletrólise, com capacidade de produção de $10.000 Nm^3/h$, entrou em operação (SANTOS, 2013). Em 1948, o primeiro eletrolisador industrial pressurizado foi fabricado pela Zdansky & Lonza Co. Ainda assim, atualmente, ainda continuam valendo os conceitos e tecnologias da eletrólise da água desenvolvidos naquele período (SANTOS, 2013).

A pesquisa encontrou três configurações possíveis para os sistemas de Hidrogênio para o setor de transportes: sistema centralizado, sistema distribuído e sistema descentralizado (DOE, 2002).

No sistema centralizado, o Hidrogênio é produzido em larga escala e de forma centralizada, distante do ponto de consumo (DOE, 2002), e após ser produzido, é estocado na própria unidade de produção comprimido ou é injetado diretamente em um gasoduto, que o

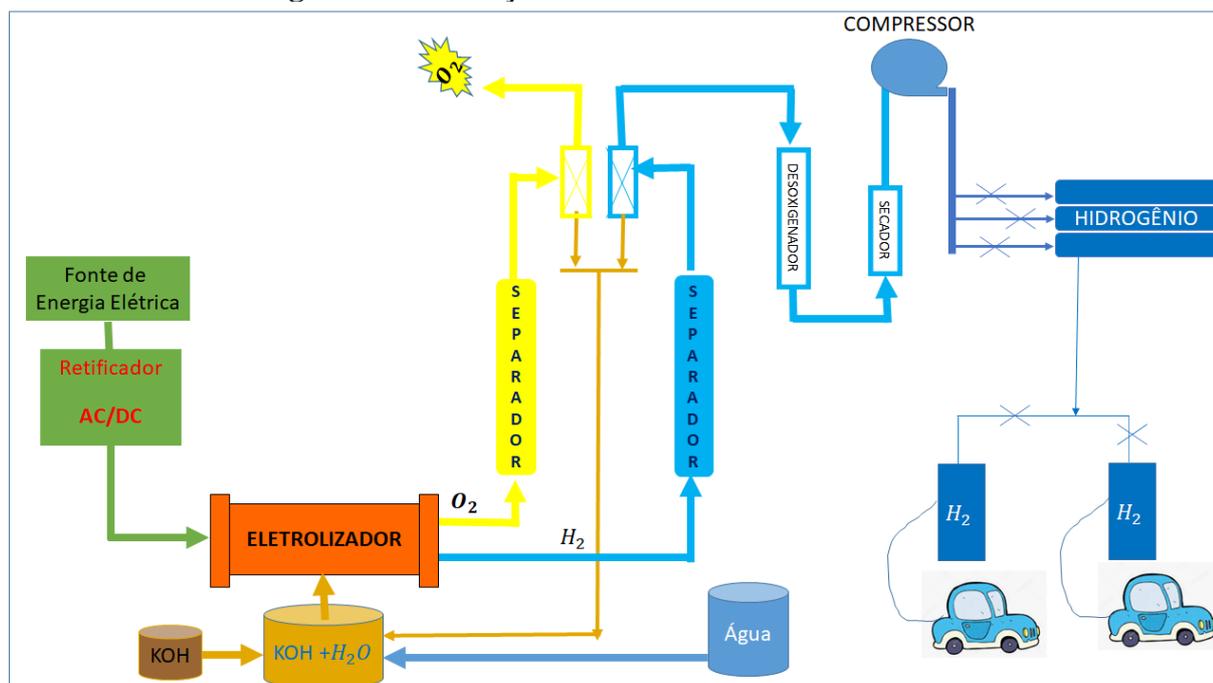
transporta até a estação de distribuição, por gasodutos (DOE, 2002). No caso de ser estocado, o Hidrogênio é pressurizado e liquefeito, para posterior envio por gasoduto ou por caminhões criogênicos para as estações de distribuição ou as estações de abastecimento de veículos, onde é estocado e mantido pressurizado e disponível para o consumidor final (DOE, 2002).

Em Aswan, no Egito, existe uma planta de eletrólise da água com capacidade de 74.000 kg de Hidrogênio por dia, e potência de 150 MW, que opera com vários eletrolisadores em paralelo, produzindo hidrogênio para a indústria de fertilizantes (NREL, 2009). Essa planta, pela sua capacidade de produção, pode ser uma referência tecnológica para uma de produção de Hidrogênio de um sistema centralizado.

No sistema semi-centralizado, o Hidrogênio é produzido em pontos mais próximos dos centros consumidores, que no caso centralizado. Após ser produzido, ele é comprimido, liquefeito e estocado em tanques criogênicos, sendo posteriormente transportado até as estações de abastecimento através de caminhões com tanques criogênicos (DOE, 2002).

No sistema descentralizado, o Hidrogênio é produzido de forma distribuída, no próprio local de entrega ao consumidor final. Após ser produzido, o Hidrogênio é comprimido e disponibilizado para o consumidor final (DOE, 2002). Na Figura 2.7 está ilustrada, de forma simplificada, uma planta de produção de Hidrogênio automotivo descentralizada.

Figura 2.7 Ilustração de um sistema descentralizado



Fonte: Adaptado de (Souza, 2018) e (DOE, 2002).

Em uma planta como a ilustrada na Figura 2.7, uma alternativa de fonte de energia elétrica, de corrente alternada (CA) é convertida em corrente contínua (DC), através de um retificador de corrente e alimenta o eletrolisador, que produz Hidrogênio, a partir da água, que abastece o sistema de forma contínua. Ao sair do eletrolisador, o Hidrogênio e o oxigênio produzidos passam por separadores para retiradas de eventuais moléculas de KOH produzidas por evaporação durante o processo de eletrólise. O KOH é então devolvido ao tanque de solução eletrolítica. Os gases separados são então enviados para os sistemas de purificação. Ao final do processo, o oxigênio é enviado para a atmosfera, enquanto que o Hidrogênio, passa por um processo de desoxigenação, e depois passa por um secador onde a umidade contida no gás é eliminada. O Hidrogênio, agora puro, é pressurizado e estocado em cilindros (SOUZA, 2018).

As plantas de produção de Hidrogênio automotivo descentralizadas, identificadas nesta pesquisa, ainda são pequenas, e tem capacidade na faixa de [180 a 360] kg/dia (CEC, 2017), pois ainda são plantas construídas para demonstração de sistemas de Hidrogênio ao público.

Na Figura 2.8 são mostrados os principais processos da planta instalada em caráter demonstrativo, na cidade de Santa Mônica, Califórnia (ABELE, 2015).

Figura 2.8 Planta descentralizada de produção de Hidrogênio



Fonte: Adaptado de (ABELE, 2015) e (CEC, 2019)

Plantas descentralizadas com produção de Hidrogênio de 180 kg/dia e de 360 kg/dia, como as descritas por (CEC, 2017) e (ABELE, 2015), que estão em operação para demonstração nos Estados Unidos, produzem Hidrogênio em escalas de apenas 7,5 kg/h e 15 kg/h, respectivamente. Considerando um consumo de 54 kWh/kg, apontado por (BERTUCCIOLI, 2014), essas plantas demandariam energia elétrica da ordem de 405 kW e 810 kW, respectivamente. Porém, plantas comerciais, certamente, necessitam produzir Hidrogênio em maior escala. E assim, considerando uma planta de capacidade de produção de 1.140 kg/dia ou 47,5 kg/h, com o consumo de 54 kWh/kg, apontado por (BERTUCCIOLI, 2014), ela demandaria energia elétrica da ordem de 2,5 MW e teria consumo de 61.560 kWh durante um dia de operação. Isso ilustra a importância da energia elétrica no processo de eletrólise da água.

2.5 Alternativas energéticas de produção de energia elétrica do Brasil

A energia elétrica é uma das descobertas mais importantes da ciência moderna. Dentre os inúmeros benefícios pode-se mencionar que ela possibilita o desenvolvimento econômico das nações, impulsiona o desenvolvimento tecnológico e científico, e proporciona melhoria da qualidade de vida das comunidades em todo o mundo. Porém, a energia elétrica não existe na forma primária, na natureza (SOUZA, 2018), e por isso, precisa ser produzida a partir de outras fontes de energia.

Da mesma forma, o hidrogênio também não existe na forma primária na natureza (SOUZA, 2018), e também precisa ser produzido a partir de outras fontes de energia (XING, 2011), (SOUZA, 2018). Na produção de Hidrogênio pelo processo de eletrólise da água usa-se a energia elétrica, conforme apresentado nas seções anteriores. Por isso, as próximas seções são dedicadas às fontes e as tecnologias de produção de energia elétrica, presentes nas alternativas energéticas existentes no Brasil.

Na natureza existem várias fontes de energia primárias que podem ser utilizadas para produzir energia elétrica. As fontes mais usadas para esta finalidade no mundo, em 2016 foram as seguintes: carvão mineral (38,3%), gás natural (23,1%), hidráulica (16,6%), nuclear (10,4%), fontes não convencionais (5,6%), derivados de petróleo (3,7%) e biomassa (2,3 %) (EPE, 2018).

No Brasil, no ano de 2016, as fontes de energias mais utilizadas para produção de energia elétrica foram: hidráulica (68,1%), gás natural (9,1%), Biomassa (8,2%), solar e eólica juntas (5,4%), carvão mineral (4,2%), nuclear (2,6%), e derivados de petróleo (2,4%) (EPE, 2018).

Em 2016, a capacidade de geração instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN), segundo a (EPE,2018) era de (150.338 MW), constituída principalmente, por usinas hidrelétricas, com (91.499 MW) de potência instalada. As usinas térmicas somavam (41.275 MW), enquanto que as usinas nucleares contribuíram com 1.990 MW. A instalação de usinas eólicas, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento de oferta, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado, e naquele ano essa alternativa já somava 10.124 MW instalados (EPE, 2018). As pequenas e micro usinas hidrelétricas juntas somavam 5.425 MW (EPE, 2018), enquanto que os sistemas fotovoltaicos, que continuam em desenvolvimento representavam apenas 0,02% da

capacidade, somavam 24 MW (EPE, 2018). A Tabela 2.4 mostra a evolução da capacidade instalada no Brasil no período de 2013 a 2016. Uma rápida análise dessa tabela possibilita concluir que o SIN é um grande sistema hidrotérmico (ANEEL, 2019), pois a capacidade das usinas hidrelétricas, somadas às capacidades das usinas termelétricas convencionais e das usinas nucleares respondem por 93,25 % (ANEEL, 2019) de todo o parque gerador brasileiro.

Tabela 2.4 Capacidade Instalada do Brasil (MW)

ANO	2013	2014	2015	2016	% em 2016
Potência total (MW)	126.743	133.913	140.858	150.338	100
UHE - Usinas Hidrelétricas	81.132	84.095	86.366	91.499	60,86
UTE - Usinas Termelétricas	36.528	37.827	39.564	41.275	27,45
PCH - Pequenas C. Hidrelétricas	4.620	4.790	4.886	4.941	3,29
CGH - Micro Usinas Hidrelétricas	266	308	398	484	0,32
Usinas Nucleares	1.990	1.990	1.990	1.990	1,32
Usinas Eólicas	2.202	4.888	7.633	10.124	6,73
Solar	5	15	21	24	0,02

Fonte: (EPE, 2018).

Segundo a (ANEEL, 2019), o Brasil possuía em 16 de dezembro de 2019, um total de 8.788 usinas em operação e 203 empreendimentos em construção e mais 424 usinas homologadas com construção ainda não iniciadas.

Assim, as alternativas energéticas para produção de energia elétrica, que serão consideradas para alimentação de plantas de produção de Hidrogênio por eletrólise da água no Brasil, neste trabalho, serão aquelas produzidas por usinas que usam as fontes hidráulicas, gás natural, biomassa, carvão, solar, eólica, nuclear, e combustíveis derivados do petróleo, fontes existentes no Brasil.

A partir deste ponto, será apresentada uma pesquisa bibliográfica estruturada, considerando essas fontes, as tecnologias, os processos de geração de energia elétrica existentes no Brasil, que serão consideradas como as alternativas energéticas para construção do “*Ranking*” da atividade considerando os aspectos econômicos e financeiros, ambientais, sociais e tecnológicos, pelo código M-MACBETH 3.2.0.

2.6 Usinas hidrelétrica

Nesta alternativa considera-se que uma planta de produção de Hidrogênio será alimentada com energia elétrica proveniente de uma usina hidrelétrica existente ou projetada e construída para esta finalidade.

Em uma usina hidrelétrica, a água aciona uma turbina hidráulica que aciona um gerador de energia elétrica. As perdas nas turbinas estão associadas à energia consumida para manter o rotor girando, e pelo atrito nos mancais, essas são chamadas de perdas internas da turbina. Além disso, existem perdas de energia associadas em outros componentes externos da turbina. Tudo isso faz com que o rendimento energético de uma turbina, operando nas condições nominais esteja na faixa de [70% a 93%] (MULLER, 2010), dependendo do tipo de turbina, da altura da queda d'água, da vazão, velocidade e da potência. Uma turbina Kaplan opera com rendimento na faixa de [88% a 93%] (MULLER, 2010), uma turbina Francis opera na faixa de [80% a 94%] (MULLER, 2010) e uma turbina Pelton opera com rendimento mais baixo, na faixa de [70% a 91%] (MULLER, 2010).

A energia mecânica disponível no eixo da turbina é entregue ao rotor do gerador que transforma a energia mecânica em energia elétrica. O rendimento de um gerador operando nas condições ideais está na faixa de [90 a 99%]. As perdas de energia em um gerador são devidas principalmente as perdas no cobre dos enrolamentos de armadura (estator) e de campo (rotor); perdas no ferro ou no núcleo magnético do gerador; e perdas por fricção e atritos com o ar.

O rendimento energético da usina pode ser calculado pelo produto do rendimento energético da turbina pelo rendimento energético do gerador, conforme mostra a relação (2.22).

$$\eta_{usina} = \eta_{turbina} \cdot \eta_{gerador} \quad (2.22)$$

O Brasil tem um potencial hidráulico da ordem de 260.000 MW (FGV, 2013), tem reservas da ordem de 135.100 MW considerando as reservas medidas e as estimadas (EPE, 2018), e capacidade instalada de 96.824 MW (EPE, 2018). Em 16 de dezembro de 2019 existiam 1.362 empreendimentos hidrelétricos em operação no país (ANEEL, 2019).

A ANEEL classifica as usinas hidrelétricas em três tipos básicos, que leva em conta a capacidade da usina e a área do reservatório de água, como sendo: a) CGH - As Centrais Geradoras Hidrelétricas, b) PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas, e c) UHE - Usinas Hidrelétricas (ANEEL, 2019).

2.6.1 CGH - As Centrais Geradoras Hidrelétricas

As CGH são usinas geradoras de energia que utilizam o potencial hidráulico para sua produção, com potencial de gerar de 0 até 5 MW de energia (ANEEL, 2019).

No Brasil, em 16 de dezembro de 2019, existiam 719 CGH em operação, com potência instalada de 767,97 MW que representava 0,45% da capacidade do país; além disso, existiam três usinas desse tipo em construção, que acrescentarão 3,51 MW ao SIN, e duas usinas homologadas com capacidade total de 5,10 MW, com as obras ainda não iniciadas (ANEEL, 2019).

2.6.2 PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas

As PCH são usinas hidrelétricas de tamanho e potência relativamente reduzidos. Esses empreendimentos têm, obrigatoriamente, entre 5,0 MW e 30,00 MW de potência e devem ter menos de 13 km² de área de reservatório (ANEEL, 2019).

No Brasil, em 16 de dezembro de 2019, existiam 426 PCH em operação com potência instalada era de 5.342,25 MW que representava 3,11% da capacidade do país. Atualmente existem 30 usinas desse tipo em construção, que acrescentarão 371,70 MW ao SIN. Além disso, existem mais 105 usinas homologadas com capacidade total de 1.494,30 MW, porém as obras ainda não foram iniciadas (ANEEL, 2019). Segundo o Plano Nacional de Energia, em 2030 a capacidade instalada em PCH será da ordem de 8.330,00 MW (EPE, 2019).

2.6.3 UHE - Usinas Hidrelétricas

As UHE são as usinas hidrelétricas de potências maiores que 30,00 MW (ANEEL). No Brasil, em 16 de dezembro de 2019, existiam 217 UHE em operação, com potência instalada de 102.499,00 MW, que representava 60,60% da capacidade do país. Além disso, existiam quatro usinas desse tipo em construção, que acrescentarão 609,80 MW ao SIN, e mais sete usinas homologadas com capacidade total de 694,18 MW, com obras ainda não iniciadas (ANEEL, 2019). Segundo o Plano Nacional de Energia, em 2030 a capacidade instalada em UHE será da ordem de 156.300 MW (EPE, 2019).

Os inconvenientes das usinas hidrelétricas estão no fato de que, elas interferem no meio ambiente pela construção de grandes represas, formação de lagos, interferências com mudanças nos fluxos dos rios, que resultam em elevadas áreas inundadas por unidade de potência produzida. A realocação de populações é um problema social de elevado impacto (GOLDEMBERG, 1998). A emissão de gases de efeito estufa ocorre somente naquelas usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, e é devida à decomposição da matéria orgânica

deixada no fundo do reservatório por ocasião do seu enchimento (MME, 2014). Quanto ao caráter renovável da energia hidráulica não se tem dúvidas, porém, o adjetivo “energia limpa” da hidroeletricidade pode ser colocado em questão, uma vez que ocorre emissão de gases de efeito estufa (GEE) pelos reservatórios das usinas hidroelétricas. Assim, vários estudos foram desenvolvidos em todo o mundo e Brasil, no sentido de avaliar o potencial poluidor ligado a emissão de GEE, principalmente após a ECO-92, que aconteceu no Rio de Janeiro

2.7 Usina termelétrica

Nesta alternativa, considera-se que uma Planta de produção de Hidrogênio será alimentada com energia elétrica proveniente de uma usina termelétrica existente ou projetada e construída para esta finalidade.

Na sua forma mais simples, uma usina termelétrica consiste em um conjunto de instalações com o objetivo de converter a energia química de um combustível, através da combustão, em energia elétrica, através de uma máquina térmica, que opera segundo os princípios termodinâmicos (LORA, 2004), (MORAN, 2013).

As usinas termelétricas em geral são muito flexíveis com relação ao uso de combustíveis. Dependendo do tipo de máquina térmica utilizada, existem termelétricas que podem operar com combustíveis sólidos como carvão mineral, carvão vegetal, biomassa, resíduos sólidos e lenha; combustíveis líquidos tais como óleo combustível, óleo diesel, etanol, lixívia e biodiesel; e com combustíveis gasosos como gás metano, gás butano, gás natural, biogás, dentre outros.

As reações químicas que ocorrem na combustão de um hidrocarboneto são complexas, havendo na maioria dos casos reações intermediárias, antes de se chegar aos produtos finais da combustão. Estas reações são importantes para se entender a necessidade de se escolher um combustível com baixa fração de contaminantes, pois os contaminantes não queimados são lançados para a atmosfera na forma de particulados, daí a importância de se exigir combustíveis isentos de metais pesados, por exemplo, chumbo, que no passado era adicionado aos combustíveis utilizados no Brasil. Além disso, é importante que se entenda a necessidade de se manter estas reações de combustão controladas rigorosamente evitando a falta ou excesso de ar, buscando, sempre, a otimização do processo de combustão, pois podem resultar em mais poluentes lançados na atmosfera. Dentre as emissões, destaca-se o CO_2 (gás carbônico), que é particularmente importante porque está associado ao efeito estufa, que é entendido como um dos causadores das mudanças do clima do planeta pela comunidade científica

mundial. E, no âmbito do desenvolvimento sustentável, a meta é reduzir as emissões de CO_2 , o que implica diminuição do uso dos combustíveis fósseis, como sugere (GOLDEMBERG, 1998).

Já as emissões de particulados, CO (monóxido de carbono), SO_2 (dióxido de enxofre), e os NO_x estão associadas à poluição no local onde a usina está instalada. A essas emissões são atribuídas diversas doenças respiratórias dos trabalhadores e das populações existentes nas vizinhanças da usina, bem como o aumento da taxa de mortalidade por doenças respiratórias como citam (GOLDEMBERG, 1998) e (CONCA, 2012).

Apesar de terem sido construídas para funcionarem como complementação à geração hidrelétrica nos períodos de escassez hidrológica, oferecendo flexibilidade operativa ao SIN – Sistema Interligado Nacional (ANEEL, 2019), as usinas termelétricas já têm participação significativa na matriz elétrica brasileira. No ano de 2016, elas já representavam 27,45% de toda a capacidade de geração de energia elétrica instalada do Brasil, totalizando 41.275,00 MW, conforme foi apresentado na Tabela 2.1. Naquele mesmo ano, a energia produzida por esse tipo de instalação no Brasil foi da ordem de 134.825 GWh, representando cerca de 23% dos 578.898 GWh produzidos no país (EPE, 2018).

Segundo a (ANEEL, 2019), em 16 de dezembro de 2019, existiam 3026 usinas termelétricas em operação no Brasil, com potência total de 46.621,65 MW. Além disso, existiam 85 usinas em construção que acrescentarão outros 4.365,19 MW e outras 55 usinas com capacidade total de 4.048,00 MW estão aprovadas, porém ainda não tiveram suas construções iniciadas. Quando todas elas estiverem concluídas, o parque de geração termelétrica do Brasil será constituído de 3.166 usinas com capacidade total de 51.034,74 MW (ANEEL, 2019).

As tecnologias e processos de geração de energia elétrica por usinas termelétricas no Brasil são: a) usinas termelétricas de ciclo de Rankine, b) usinas termelétricas de ciclo de Brayton, c) usinas termelétricas de ciclo Combinado, d) usinas termelétricas em ciclo Diesel e, e) usinas termelétricas de ciclo Otto. Os próximos itens serão dedicados à apresentação de cada uma delas.

2.7.1 Termelétrica de Ciclo de Rankine

Segundo (MORAN, 2013), uma usina em ciclo de Rankine é uma instalação envolvendo quatro conjuntos de equipamentos ou subsistemas, correspondentes aos volumes

de controle envolvidos e suas vizinhanças: A) caldeira ou gerador de vapor, B) turbina a vapor, C) gerador de energia elétrica, e D) sistema de refrigeração.

A função da caldeira ou gerador de vapor é fornecer a energia para vaporizar o fluido de trabalho da usina transformando-o no vapor necessário para acionar a turbina. O vapor produzido passa pela turbina a vapor, onde se expande a uma pressão mais baixa, desenvolvendo potência, que é disponibilizada no eixo da turbina, para acionar o gerador de energia elétrica. O gerador de energia elétrica, cujo eixo está conectado ao eixo da turbina, converte a energia mecânica disponibilizada pela turbina, em potência elétrica, que é disponibilizada nos terminais do gerador. O vapor, agora a baixa pressão e a baixa temperatura, que sai da turbina passa pelo condensador, onde se condensa na parte externa dos tubos do condensador, sendo bombeada de volta, como água de alimentação da caldeira. A água de refrigeração é enviada a uma torre de resfriamento, onde o calor retirado do vapor pelo condensador é rejeitado para a atmosfera (MORAN, 2013), (LORA, 2004).

Em uma usina termelétrica de ciclo de Rankine, a energia fornecida ao ciclo é a energia química contida no combustível que é queimado na usina, que é comumente denominado de Q_{entra} ou do inglês, Q_{in} . Enquanto a energia perdida no sistema na forma de calor, pelos componentes da usina e pelos gases lançados para a atmosfera, é denominado de Q_{sai} ou do inglês Q_{out} . A potência líquida do ciclo é então calculada pela equação 2.23 (MORAN, 2013).

$$W_{ciclo} = Q_{entra} - Q_{sai} \quad (2.23)$$

A eficiência térmica (η) de um sistema que opera segundo o ciclo de potência de Rankine, pode ser descrito como a relação entre potência líquida do ciclo (W_{ciclo}) e a energia que é fornecida ao ciclo (Q_{entra}) é expressa conforme equação 2.24 (MORAN, 2013).

$$\eta = W_{ciclo}/Q_{entra} \quad (2.24)$$

Introduzindo a equação 2.23 na equação 2.24, obtém-se uma equação 2.25, para a eficiência térmica (MORAN, 2013).

$$\eta = (Q_{entra} - Q_{sai}) / Q_{entra} = 1 - Q_{sai} / Q_{entra} \quad (2.25)$$

2.7.2 *Termelétrica de Ciclo de Brayton*

Uma usina termelétrica de ciclo de Brayton tem como principais equipamentos uma turbina a gás e um gerador de energia elétrica (MORAN, 2013), (LORA, 2004).

Uma turbina a gás trata-se de um motor térmico no qual o ar atmosférico é arrastado para um compressor, onde é comprimido até uma pressão mais elevada. Em seguida, o ar entra em câmara de combustão ou combustor, onde é misturado com o combustível, e queimado, resultando em produtos da combustão a uma temperatura elevada. Os produtos da combustão se expandem através da turbina e são, em seguida, descarregados nas vizinhanças através de uma chaminé. Ao se expandir na turbina, os gases produtos da combustão disponibilizam trabalho, e parte desse trabalho aciona o compressor, e o restante aciona o gerador, que produz energia elétrica, que é disponibilizada nos terminais do gerador (MORAN, 2013). No final do processo, os gases resultantes do processo de combustão são lançados na atmosfera.

Com relação ao tipo de combustível, as usinas de ciclo de Brayton são menos flexíveis do que as usinas de ciclo de Rankine, e podem operar com combustíveis gasosos, como o gás natural, o gás metano, o biogás, e como combustíveis líquidos como óleo combustível, óleo diesel e biodiesel, dentre outros (LORA, 2004).

2.7.3 *Termelétrica em Ciclo Combinado*

Um ciclo Combinado acopla dois ciclos de Potência, sendo um ciclo de Brayton e um ciclo de Rankine (MORAN, 2013), (LORA, 2004), e consiste nos seguintes processos básicos:

- a) O ar ambiente entra na turbina através do compressor, e após comprimido é descarregado na câmara de combustão. Na câmara de combustão, o ar é misturado com o combustível, onde são queimados juntos, e agora a alta pressão e temperatura, ele se comporta como um gás ideal.
- b) O gás com elevada pressão e temperatura, portanto, com muita energia térmica, é descarregado e expandido na turbina a gás.

- c) A energia térmica descarregada na turbina a gás é transformada em energia mecânica, sendo disponibilizada no eixo da turbina a gás.
- d) A energia mecânica disponibilizada no eixo da turbina é transformada em energia elétrica no gerador de energia elétrica, sendo disponibilizada nos terminais do gerador número 1.
- e) Os gases expelidos da turbina a gás, agora com menor temperatura e pressão, porém ainda com energia térmica, entram em uma caldeira de recuperação.
- f) Ao passar pela caldeira de recuperação, o gás transfere parte da energia térmica para a água, transformando-a em vapor. Os gases agora com menor pressão e temperatura escapam para a atmosfera através da chaminé.
- g) O vapor produzido na caldeira de recuperação, agora com pressão e temperatura elevada, é descarregado e expandido na turbina a vapor.
- h) A energia térmica descarregada na turbina a gás é transformada em energia mecânica, sendo disponibilizada no eixo da turbina a vapor.
- i) Os gases após passagem pela turbina a vapor, troca calor no condensador, que é alimentado com água fria proveniente da torre de refrigeração, e agora se transforma em água de alimentação.
- j) A energia mecânica disponibilizada no eixo da turbina a vapor aciona o gerador 2 onde é transformada em energia elétrica.
- k) A água de alimentação é bombeada para caldeira de alimentação, e o ciclo se combinado se fecha.
- l) Por fim, os gases de combustão são lançados na atmosfera.

O ciclo Combinado, a partir de uma dada turbina a gás, não exige adição de combustível para o sistema de produção de vapor. Assim, a energia total produzida é a soma da energia do gerador da turbina a gás (W_{gas}) com a energia produzida pelo gerador da turbina a vapor (W_{vap}), enquanto é fornecido combustível somente para a turbina a gás (Q_{entra}).

Assim, substituindo (W_{ciclo}) na equação 2.23 pela soma de W_{gas} com W_{vap} , tem-se a eficiência térmica do ciclo combinado, que é dada pela equação 2.26.

$$\eta = (W_{gas} + W_{vap}) / Q_{entra} \quad (2.26)$$

2.7.4 Termelétrica em Ciclo de Otto

As instalações de uma usina em ciclo Otto têm como principal equipamento um motor de combustão interna com ignição por centelha, que opera segundo o ciclo termodinâmico conhecido como ciclo de Otto. No motor de ignição por centelha, uma mistura de combustível e ar é inflamada pela centelha da vela de ignição.

O motor de combustão por centelha é um dos principais de motores de combustão interna alternativos.

Nas usinas de geração de energia com motor de ciclo de Otto, a energia química do combustível é convertida em energia térmica dentro de uma câmara de combustão (Q_{entra}). Um conjunto cilindro-pistão converte esta energia térmica em energia mecânica, através da potência (W_m) disponibilizada na ponta do eixo do motor. A energia mecânica é transformada em potência elétrica (W_e) por um gerador de energia elétrica acoplado ao eixo do motor (LORA, 2004).

A eficiência real (η) do ciclo é calculada pela equação 2.23, discutida anteriormente.

As usinas termelétricas existentes no Brasil que usam este tipo de instalação operam com gás natural ou biogás.

2.7.5 Termelétrica em Ciclo Diesel

Uma usina em ciclo Diesel na sua forma mais simples tem como principal equipamento um motor de combustão interna com ignição por compressão que opera segundo o ciclo termodinâmico conhecido com ciclo diesel. Nesse tipo de motor, o ar é comprimido até uma pressão e temperaturas elevadas, suficientes para que ocorra uma combustão espontânea quando o combustível é injetado. A parte da energia contida no combustível que entra no motor, que não é convertida em energia mecânica, é perdida na forma de calor (Q_{sai}) cedida às vizinhanças, e a eficiência térmica é calculada pela equação 2.23.

As usinas termelétricas existentes no Brasil, deste tipo, usam óleo combustível ou óleo diesel.

2.7.6 Insumos energéticos das usinas termelétricas brasileiras

Das 3026 usinas existentes no Brasil em 16 de dezembro de 2019, 2458 usam combustíveis fósseis e 568 usinas que usam biomassa. A capacidade das usinas que usam

combustíveis fósseis é 27.562 MW enquanto que a capacidade em biomassa totaliza 15.059 MW (ANEEL, 2019).

Das usinas a combustíveis fósseis, 2.266 usam os derivados de petróleo como insumo energético, que juntas totalizam 9.749,41 MW. Dessas, 165 usinas com capacidade total de 14.050 MW usam gás natural. Apenas 23 usinas queimam carvão mineral e totalizam 3.596,83 MW de capacidade total. Além disso, existem 4 usinas que usam outros tipos de combustíveis fósseis (ANEEL, 2019).

Na Tabela 2.5 é mostrado o histórico de produção de energia elétrica a partir de usinas termelétricas dos últimos quatro anos, por tipo de combustível.

Tabela 2.5 Produção de energia termelétrica no Brasil
PRODUÇÃO DE ENERGIA POR FONTE (GWh/ano)

Ano	2013	2014	2015	2016
TOTAL	145.573	175.974	171.397	134.818
Gás Natural	69.003	81.073	79.490	56.485
Diesel	10.977	13.412	10.427	5.433
Óleo combustível	11.113	18.117	15.230	6.660
Carvão	14.801	18.385	18.856	17.001
Biomassa	39.679	44.987	47.394	49.239

Fonte: (EPE, 2018)

Na Tabela 2.6 é possível verificar o histórico de consumo de insumos energéticos pelas usinas termelétricas do Brasil no período de 2013 a 2017, com destaque para a biomassa.

Tabela 2.6 Consumo de combustíveis para geração de eletricidade
CONSUMO DE INSUMOS/FONTE/ano

ANO	2013	2014	2015	2016
Gás Natural (x $10^6 m^3$)	15.592	18.857	18.400	12.708
Diesel (x $10^3 m^3$)	1.541	1.784	1.578	1.149
Óleo combustível (x $10^3 m^3$)	2.390	3.788	3.461	1.420
Carvão (x $10^3 ton$)	8.854	9.684	9.812	9.352
Biomassa (x $10^3 ton$)	34.794	39.430	41.667	42.671
Bagaço de cana (x $10^3 ton$)	24.712	26.829	27.981	28.686
Lixívia (x $10^3 ton$)	5.276	6.848	7.223	7.686
Lenha (x $10^3 ton$)	1.080	1.215	1.356	1.217
Outras (x $10^3 ton$)	3.726	4.538	5.107	5.082

FONTE: (EPE, 2018)

Apesar de o consumo estar historicamente estabilizado, como mostrado na Tabela 2.6, as reservas energéticas brasileiras atuais são significativas. As reservas de petróleo são da ordem de $2,04 \times 10^9 \text{ m}^3$ que equivalem a $1,816 \times 10^9 \text{ tep}$; as reservas de gás natural são da ordem de $3,7 \times 10^9 \text{ m}^3$ que equivalem a $3,67 \times 10^6 \text{ tep}$, enquanto que as reservas de carvão são da ordem de $3,25 \times 10^9 \text{ ton}$, equivalentes a $7,0 \times 10^9 \text{ tep}$ (EPE, 2018).

Nos próximos itens serão apresentadas algumas considerações importantes sobre os combustíveis utilizados pelas termelétricas do Brasil.

2.7.6.1 *Uso termelétrico de gás natural*

Gás natural é todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, resultante da decomposição de matéria orgânica fóssil no interior da terra (LORA, 2004). No seu estado bruto, como encontrado na natureza, o gás natural é composto principalmente por metano, além de apresentar pequenas proporções de etano, propano, CO_2 , N_2 , H_2S , água, ácido clorídrico e outras impurezas (LORA, 2004). A composição do gás natural pode variar conforme a origem, devido ao fato de ser está ou não associado ao petróleo, e também de ter sido processado, ou não em refinarias ou unidades industriais (LORA, 2004).

O gás natural aumentou a sua participação na geração de energia elétrica a partir do ano 2000 (TOLMASQUIM, 2016), como resultados do programa prioritário de termelétricas lançado em 1999 e do plano emergencial de termelétricas lançado em 2001 (MOUTINHO, 2002).

O PPT foi anunciado pelo governo em setembro de 1999, devido à escassez de chuvas e ao aumento de risco do setor elétrico. Na sua primeira versão o PPT totalizava 12 MW em 15 projetos prioritários abastecidos pelo gasoduto Brasil-Bolívia. Já o plano emergencial de termelétricas, lançado em 2001, foi uma resposta forçada do governo ao racionamento de eletricidade de 2001 (MOUTINHO, 2002).

No ano de 2016, as usinas termelétricas a gás natural produziram 56.485 GWh com participação da ordem de 41,89% dentre as térmicas, e consumiram $12.708 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gás natural (EPE, 2018).

Em 16 de dezembro de 2019 existiam 164 usinas termelétricas a gás natural operando no país, com capacidade total de 14.010 MW (ANEEL, 2019).

A geração de energia elétrica a partir de gás natural é feita pela queima do gás combustível em turbinas a gás em ciclo de Brayton simples, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a segunda guerra mundial). Junto ao setor elétrico brasileiro, o uso mais generalizado dessa tecnologia tem ocorrido somente após o racionamento de 2001. Ainda assim, restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e o custo de capital relativamente altos foram, durante muito tempo, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico brasileiro (FGV, 2013).

Apesar dos ganhos alcançados no rendimento térmico das turbinas a gás operando em ciclo simples de Brayton, seu desempenho ainda é prejudicado pela perda de energia na forma de gases quentes, na exaustão da turbina. Entre outras tecnologias empregadas na recuperação dessa energia, destaca-se a de ciclo Combinado, por meio da geração de vapor e da produção de potência adicional através do ciclo termodinâmico de Rankine (FGV, 2013).

Da mesma forma, a geração de energia elétrica a partir do gás natural também pode ser feita pela queima do gás natural em uma caldeira, e o processo de conversão da energia do gás natural em potência se dará pelo ciclo termodinâmico de Rankine. Além do uso do gás natural em usinas com turbinas a gás de ciclo simples de Brayton, ciclo de Rankine, e de ciclo Combinado, existem no Brasil, as usinas que utilizam motores de ciclo termodinâmico de Otto, principalmente em usinas emergenciais (LORA, 2004).

2.7.6.2 Uso termelétrico de derivados de petróleo

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos que apresenta composição variável e depende de fatores geológicos tais como a localização da jazida, a idade e a profundidade. É uma substância fóssil natural, líquida e de origem orgânica, formada no subsolo a milhares de anos pela ação da temperatura e pressão (LORA, 2004). O petróleo, tal qual é extraído do subsolo é inadequado para uso, devendo ser submetido a um processo de destilação fracionada, separando os produtos de empregos distintos, tais como gás butano, gasolina, nafta, querosene, gás de refinaria, óleo combustível, óleo diesel, e resíduos (LORA, 2004).

Os derivados de petróleo são utilizados atualmente como insumo energético em 2.266 usinas termelétricas no Brasil, totalizando uma capacidade instalada de 9.749 MW (ANEEL, 2019). Em 2016, estas usinas produziram 12.103 GWh (EPE, 2018). Tratam-se em sua maioria de usinas emergenciais e estão espalhadas por todo o país.

Dessas usinas, 2.167 operam com óleo diesel e totalizam 4.373 MW de capacidade, enquanto que, 75 são usinas a óleo combustível e somam 4.052 MW (ANEEL, 2019).

Em 2016, as usinas que operaram com óleo diesel produziram 5.443 GWh e consumiram $1.149 \times 10^3 \text{ m}^2$ de óleo diesel. As que operam com óleo combustível produziram 6.660 GWh e consumiram $1.420 \times 10^3 \text{ m}^3$ de óleo combustível (EPE, 2018).

2.7.6.3 *Uso termelétrico de carvão*

Carvão é uma substância mineral rica em carbono contendo oxigênio, enxofre e nitrogênio. É fruto de um processo geológico, onde durante milhares de anos, substâncias orgânicas foram decompondo-se pela ação de micro-organismos. O resultado desse processo é uma substância rica em carbono. O carvão brasileiro caracteriza-se por um baixo poder calorífico e elevado teor de cinzas e enxofre, variando de acordo com a mina onde é explorado. O inconveniente do uso desse carvão mineral é que a sua combustão implica em emissões de fuligem, óxidos sulfurosos, metais tóxicos, e compostos orgânicos carcinogênicos. Além disso, após a combustão do carvão, o enxofre se combina com vapor de água, formando o ácido sulfúrico e óxido de enxofre, que são poluentes nocivos à saúde das pessoas e dos vegetais e precursores da chuva ácida (LORA, 2014). Além disso, as termelétricas a carvão são emissores de gases de efeito estufa e de material particulado.

No Brasil existem 23 usinas termelétricas a carvão em operação, com capacidade instalada de 3.595,83 MW (ANEEL, 2019), operando em ciclo de Rankine. Em 2016, estas usinas produziram um total de 17.001 GWh e consumiram 5.884×10^3 toneladas de carvão (EPE, 2018). As jazidas de carvão mineral estão localizadas na região sul do Brasil (LORA, 2004).

2.7.6.4 *Uso termelétrico de biomassa*

O termo biomassa engloba a matéria vegetal gerada através da fotossíntese e seus derivados, tais como resíduos florestais e agrícolas, resíduos animais e matéria orgânica nos resíduos industriais e domésticos. Estes materiais contêm energia química proveniente das transformações energéticas da radiação solar. Essa energia térmica é utilizada para produção de energia elétrica, através da combustão em usinas termelétricas (LORA, 2004).

No Brasil existem 568 usinas termelétricas à biomassa com uma capacidade instalada de 15.059 MW (ANEEL, 2019), que em 2016 produziram 49.236 GWh (EPE, 2018) e

consumiram 42.671 toneladas de biomassa (EPE, 2018). Todas elas operando em usinas termelétricas de ciclo de Rankine (ANEEL, 2019),

Dessas usinas, 422 utilizam resíduos agroindustriais e participam dos 11.621 MW instalados; 103 utilizam resíduos florestais e participam com 3.244,50 MW instalados; 26 utilizam resíduos sólidos urbanos, sendo 22 usinas de biogás de aterros sanitários e uma de resíduos sólidos urbanos, com 184 MW de capacidade; 14 usinas utilizam resíduos animais na forma de biogás, e têm capacidade total de 4,5 MW; 3 usinas queimam biocombustíveis líquidos, sendo uma usina a etanol com 0,32 MW e 2 queimam biodiesel (3,45 MW) (ANEEL, 2019).

Das 422 usinas que utilizam resíduos agroindustriais, 404 usinas operam queimando bagaço de cana de açúcar com capacidade total de 11.521 MW e corresponde a 99,17% da capacidade, outras 18 usinas operam com casca de arroz, biogás e capim elefante, e juntas totalizam 98,00 MW (ANEEL, 2019).

Das 103 usinas que operam com biomassa florestal, destacam-se 58 usinas com resíduos florestais totalizando 447,70 MW, 18 usinas que operam com licor negro totalizando 2.538,00 MW e 12 usinas a gás de alto forno pelo uso de biomassa, totalizando 127,70 MW, além disso, existem 7 usinas a lenha e 8 usinas a carvão vegetal que juntas totalizam 130,40 MW (ANEEL, 2019).

Os inconvenientes das usinas termelétricas, e especialmente aquelas que utilizam os combustíveis fósseis, estão associados à poluição ambiental local, regional e global; por serem fontes importantes de emissões de dióxido de carbono, metano, monóxido de carbono, óxidos de nitrogênio, óxidos de enxofre (GOLDEMBERG, 1998) e particulados $PM_{2,5}$ e PM_{10} (SILVA, 2013). Além disso, são responsáveis por elevada taxa de mortalidade em todo o mundo (CONCA, 2012).

2.8 Usina nuclear

Nesta alternativa considera-se que uma Planta de produção de Hidrogênio será alimentada com energia elétrica proveniente de uma usina nuclear existente ou projetada e construída para esta finalidade.

No seu programa nuclear, o Brasil optou pelo reator do tipo PWR - água leve pressurizada, usando o urânio enriquecido como combustível e a água leve como refrigerante

e moderador. Este sistema é adotado na maioria das usinas nucleares em operação e em construção em todo o mundo (LORA, 2004).

Uma usina nuclear PWR consiste em um conjunto de instalações com o objetivo de converter a energia proveniente da reação de fissão nuclear em energia elétrica e tem como principais equipamentos de potência: a) o núcleo do reator nuclear com combustível físsil no sistema primário refrigerado por água pressurizada a cerca de 15 MPa; b) um sistema secundário para geração de vapor com troca de calor do sistema primário; c) uma turbina a vapor; d) um gerador de energia elétrica; e) condensador; f) estrutura de contenção (LAMARSH, 2001).

Uma usina nuclear difere da usina térmica convencional, basicamente quanto à fonte de calor; enquanto uma térmica convencional queima carvão, óleo combustível ou gás natural, em uma usina nuclear usa-se o potencial energético da fissão do urânio para aquecer a água e transformá-la em vapor funcionando conforme o ciclo termodinâmico de Rankine.

No Brasil existem apenas duas usinas nucleares em operação, que juntas totalizam 1.990,00 MW de potência instalada, sendo 640,00 MW na usina nuclear Angra I, e 1.350,00 MW da usina Angra II. Existe também uma terceira unidade em instalação, com capacidade de 1.350,00 MW, Angra III (ANELL, 2019).

Em 2016, a produção de energia elétrica pelas usinas nucleares brasileiras foi de 15.864,00 GWh, com um consumo de 475,5 toneladas de UO_2 (EPE, 2018).

Na Tabela 2.7, é mostrada a energia elétrica produzida a partir das duas usinas nucleares no período de 2013 a 2016. Pode-se ver que a participação média foi de 15.356 GWh/ano.

Atualmente as reservas de urânio na forma de U_3O_8 são de 309.370 ton, que equivalem a $2,15 \times 10^9$ tep (EPE, 2018).

Tabela 2.7 Geração nuclear brasileira (GWh/ano)

	2013	2014	2015	2016
Nuclear	15.450	15.378	14.734	15.864

Fonte: EPE (2018)

A eficiência energética real de uma usina nuclear pode ser calculada pela equação 2.24, onde o (Q_{entra}) é a energia fornecida pelo calor gerado pelas reações de fissão do urânio e o (W_{ciclo}) é a energia elétrica produzida nos terminais do gerador.

2.9 Usina eólica *off grid*

Nesta alternativa considera-se que uma Planta de produção de Hidrogênio será alimentada com energia elétrica proveniente de uma usina eólica existente ou projetada e construída para esta finalidade.

A geração de energia elétrica por meio de usinas eólicas se baseia no uso da energia cinética dos ventos para fazer girar uma turbina eólica, que disponibiliza energia mecânica na ponta de seu eixo de seu rotor, que acoplado a um gerador elétrico, converte a energia mecânica em energia elétrica, disponibilizando-a nos terminais do gerador. Uma usina pode ser constituída de uma ou mais unidades geradoras.

Uma usina eólica típica consiste basicamente em: a) a estrutura de sustentação do turbo gerador, b) a turbina, constituída de pás e eixo, c) a caixa de câmbio multiplicadora de velocidade, c) o gerador de energia elétrica, d) o sistema de controle, e) o motor de orientação do conjunto, e f) o sistema de orientação do conjunto com relação ao vento.

A tecnologia de produção de energia elétrica a partir da energia dos ventos é considerada madura, e atualmente existem unidades com capacidade de até 6,00 MW.

No Brasil, existem 628 usinas eólicas operando, e juntas totalizam 15.635,00 MW de capacidade. Existem também 68 empreendimentos em construção que acrescentarão 1745,00 MW ao sistema. Também existem 138 empreendimentos homologados, com aumento de capacidade prevista de 4.649,00 MW (ANEEL, 2019). Estima-se que usando somente os ventos de velocidade entre 6,0 e 8,5 m/s, o potencial de energia eólica brasileiro é da ordem de 143,50 GW ou 272,20 GWh/ano (MME, 2001).

Na Tabela 2.8, é mostrado que a geração de energia eólica no Brasil está crescendo, e que em 2016 foram produzidos 33.489,00 GWh, que naquele ano representou 7,2% do total de energia elétrica produzida no país (EPE, 2018).

Tabela 2.8 Geração eólica do Brasil (GWh/ano)

2013	2014	2015	2016	2016 (%)
6.578	12.210	21.626	33.489	7,20

Fonte: (EPE, 2018)

2.10 Usina solar fotovoltaica *off grid*

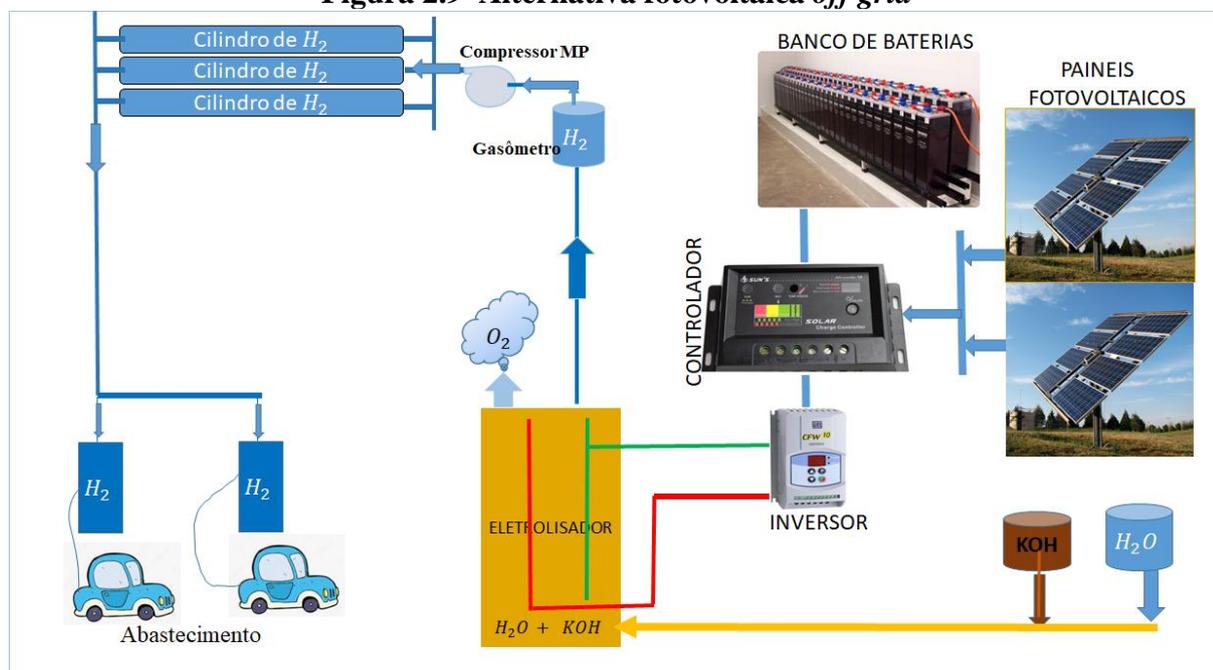
Nesta alternativa considera-se que uma Planta de produção de Hidrogênio será alimentada com energia elétrica proveniente de uma usina solar fotovoltaica existente ou projetada e construída para esta finalidade, como mostrado na Figura 2.9.

A tecnologia da geração de energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos se baseia no efeito fotovoltaico, observado primeiramente em 1839 por Edmond Bequerel. Este efeito se baseia no surgimento de uma diferença de potencial em determinados materiais semicondutores quando expostos à luz visível. Em outras palavras, uma tensão é gerada nestes materiais quando a luz incide sobre eles.

Em sua forma mais simples, uma usina solar fotovoltaica ou simplesmente sistema fotovoltaico como é conhecido, é um conjunto de dispositivos e equipamentos necessários ao aproveitamento da energia radiante solar, por meio da conversão fotovoltaica, diretamente em energia elétrica.

Os principais dispositivos e equipamentos deste sistema são os seguintes: a) o conjunto de placas fotovoltaicas que constituem os painéis fotovoltaicos, b) o controlador de carga, c) o banco de baterias, d) o inversor de frequência e, e) a conexão com a carga, que neste caso é a planta de eletrólise da água.

Figura 2.9 Alternativa fotovoltaica *off grid*



Fonte: Elaborado pelo autor

Os sistemas fotovoltaicos *off grid*, são sistemas que produzem energia elétrica para usos específicos e não estão conectados à rede elétrica da concessionária local. Como estes

sistemas só produzem energia elétrica durante o dia e armazena o excedente em baterias. A energia armazenada será utilizada durante a noite e nos horários de intermitência da radiação solar.

Neste caso, o conjunto de painéis fotovoltaicos, devidamente dimensionado e operando segundo os princípios do efeito fotoelétrico, converte a energia solar em energia elétrica em corrente contínua (DC). O inversor de frequência converte a energia (DC), para corrente alternada (AC), ajustando a tensão produzida para tensão da rede elétrica. Nesse caso, a carga é a planta de eletrólise. O controlador de carga faz o controle da carga, garantindo que a energia não consumida será armazenada no banco de baterias, faz a medição e o controle dos parâmetros elétricos e da energia elétrica produzida. No banco de baterias, a energia é estocada durante o dia para consumo a noite quando a geração é nula.

2.11 Energia da rede elétrica de concessionária

Nesta alternativa considera-se que uma Planta de produção de Hidrogênio será alimentada exclusivamente com energia elétrica proveniente da rede de distribuição de energia elétrica existente nas proximidades do local onde a planta de Hidrogênio será construída, sendo atendida por uma subestação transformadora da própria distribuidora, existente ou projetada e construída para esta finalidade.

No Brasil, no ano de 2016, as fontes de energias mais utilizadas para produção de energia elétrica foram: hidráulica (68,1%), gás natural (9,1%), biomassa (8,2%), solar e eólica juntas (5,4%), carvão mineral (4,2%), nuclear (2,6%), e derivados de petróleo (2,4%) (EPE, 2018).

As usinas geradoras produzem a energia, as linhas de transmissão transportam a energia elétrica em alta tensão do ponto de geração até os centros de carga, onde a tensão é rebaixada e a energia entregue aos sistemas de distribuição das empresas distribuidoras, que a levam até os pontos de consumo. Existem ainda as empresas comercializadoras, que são autorizadas a comprar das empresas geradoras e vender energia para os consumidores livres, que podem comprar energia negociando condições diferenciadas em custo e atendimento.

O sistema elétrico brasileiro permite o intercâmbio da energia produzida em todas as regiões, exceto nos sistemas isolados, localizados principalmente na região Norte, e são atendidos por usinas termelétricas de ciclo Diesel e ciclo Otto a gás natural ou óleo

combustível (ANEEL, 2019). O trânsito da energia é possível graças ao Sistema Interligado Nacional (SIN), uma grande rede de transmissão com 141.386 km de extensão com tensão igual ou superior a 230 kV (EPE, 2018), conforme pode ser visto na Tabela 2.9.

Tabela 2.9 Linhas de Transmissão do SIN (km)

	2013	2014	2015	2016	2017
Total	116.656	125.537	129.067	134.757	141.386
230 kV	49.898	52.390	53.910	55.626	56.532
345 kV	10.272	10.303	10.303	10.319	10.319
440 kV	6.728	6.728	6.733	6.748	6.748
500 kV	39.083	40.617	42.622	46.565	47.688
600 kV (DC)		12.816	12.816	12.816	12.816
750 kV	2.683	2.683	2.683	2.683	2.683
800 kV (DC)					4.600

Fonte: (EPE, 2018)

Já o sistema de distribuição de energia elétrica caracteriza-se como o segmento do setor elétrico dedicado a entrega de energia elétrica ao usuário final, e pode ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa tensão.

Atualmente, o Brasil possui 54 concessionárias de serviço público de distribuição de energia de propriedade privada e estatal, onde se destacam grandes grupos econômicos detentores de concessões em diferentes regiões do país (ANEEL, 2019).

As concessões de distribuição de energia elétrica, em conformidade com a legislação atual, implicam às concessionárias obrigações que compreendem essencialmente, a necessidade de atender toda a população da área geográfica concedida em condições iguais, garantindo a isonomia dos preços e da forma de atendimento.

2.12 Usina fotovoltaica *on grid*

Nesta alternativa considera-se que uma Planta de produção de Hidrogênio será alimentada com energia elétrica proveniente de uma usina solar fotovoltaica existente ou projetada e construída para esta finalidade, porém continuamente conectada à rede elétrica da concessionária local (*usina on grid*)

Uma usina fotovoltaica desse tipo precisa ter uma capacidade duas vezes a demanda média da planta de eletrólise, sendo que 50% da energia produzida é consumida em tempo

real, e 50% é injetada na rede elétrica local para consumo nas horas de intermitência do sistema fotovoltaico, em regime de compensação, conforme permite a legislação brasileira.

Uma usina desse tipo consiste basicamente de: a) conjunto de placas fotovoltaicas, que constituem o painel fotovoltaico, b) inversor de frequência; c) medidor bidirecional de energia elétrica, e d) carga.

Nos sistemas *on grid*, o medidor bidirecional faz a medição de energia que é entregue a rede e a energia elétrica que é recebida da rede elétrica, e o respectivo balanço para a respectiva liquidação das diferenças, para compensação no futuro.

No Brasil existem 2.469 sistemas fotovoltaicos desse tipo em operação, que juntos totalizam 2.076,00 MW de potência instalada, e a maior usina instalada tem capacidade de 33,00 MW. Estes números indicam que a capacidade média de cada sistema é da ordem de 840,90 kW. Também existem atualmente 18 sistemas em implantação, que ao final acrescentará ao sistema elétrico brasileiro 490,20 MW. Além disso, existem 154 sistemas aprovados, que acrescentarão outros 4.229,40 MW, porém ainda não tiveram as obras iniciadas (ANEEL, 2019).

A Tabela 2.10, mostra que em 2013 foram produzidos apenas 3,0 GWh contra 650 GWh em 2017 (EPE, 2018), o que significa que a geração de energia elétrica a partir de energia solar fotovoltaica está em amplo desenvolvimento no Brasil.

Tabela 2.10 Geração fotovoltaica brasileira (GWh/ano)

2013	2014	2015	2016	2017
3	8	16	26	650

Fonte: (EPE, 2018)

2.13 Usina eólica *on grid*

Nesta alternativa considera-se que uma Planta de produção de Hidrogênio será alimentada com energia elétrica proveniente de uma usina eólica existente ou projetada e construída para esta finalidade, porém continuamente conectada à rede elétrica da concessionária local.

Considerando o regime de intermitência dos ventos, será assumido que a planta de geração de energia terá duas vezes a potência média da planta de eletrólise, de maneira que havendo ventos, 50% da energia produzida são consumidas em tempo real para produção de hidrogênio e os 50% excedentes são injetados na rede elétrica local para consumo nas horas de intermitência.

Nesta condição o investidor usaria o regime de compensação existente na legislação brasileira, e assim evitaria os investimentos e custos de operação e manutenção do banco de bateria para acumulação de energia.

2.14 Critérios e indicadores de desempenho

O projeto de pesquisa que resultou nesta dissertação, propôs uma nova forma de pensar, na qual a tomada de decisão com relação a energia deve acontecer considerando aspectos econômicos, financeiros, ambientais, tecnológicos e sociais. Neste contexto, serão apresentados alguns pontos importantes considerados na escolha dos critérios adotados neste trabalho. Para tratar deste tema, inicialmente são abordados os indicadores econômicos e financeiros, que refletem a forma de pensar tradicional na análise de investimentos, e em seguida os aspectos ambientais, sociais e tecnológicos, nessa ordem, e por fim os indicadores escolhidos como critérios para as avaliações propostas para este trabalho.

A pesquisa identificou vários indicadores utilizados na análise e tomada de decisão baseada em análises econômicas e financeiras, que incluem indicadores como Valor Presente Líquido (LORA, 2004); Valor Anual Líquido (LORA, 2004); Taxa Interna de Retorno (LORA, 2004), (FGV, 2013); Tempo de Retorno do Capital (LORA, 2005), (FGV, 2018); Custo Nivelado de Energia Elétrica ou simplesmente Custo LCOE (FGV, 2013), (ANDRADE, 2016); Valor do Investimento em US\$/MW (SANTOS, 2015) (FGV, 2018), (ANDRADE, 2016); Custo Unitário (US\$/MWh) (SANTOS, 2015); Custo *Overnight* (FGV, 2013); Custo de Operação (FGV, 2013), (SHANER, 2016); Custo de Manutenção (FGV, 2013), (SHANER, 2016); Custo de Capital (SHANER, 2016); Custo da Energia (IPEA, 2018), (FGV, 2018); Valor economizado por usuário (NEVES, 2012), dentre outros.

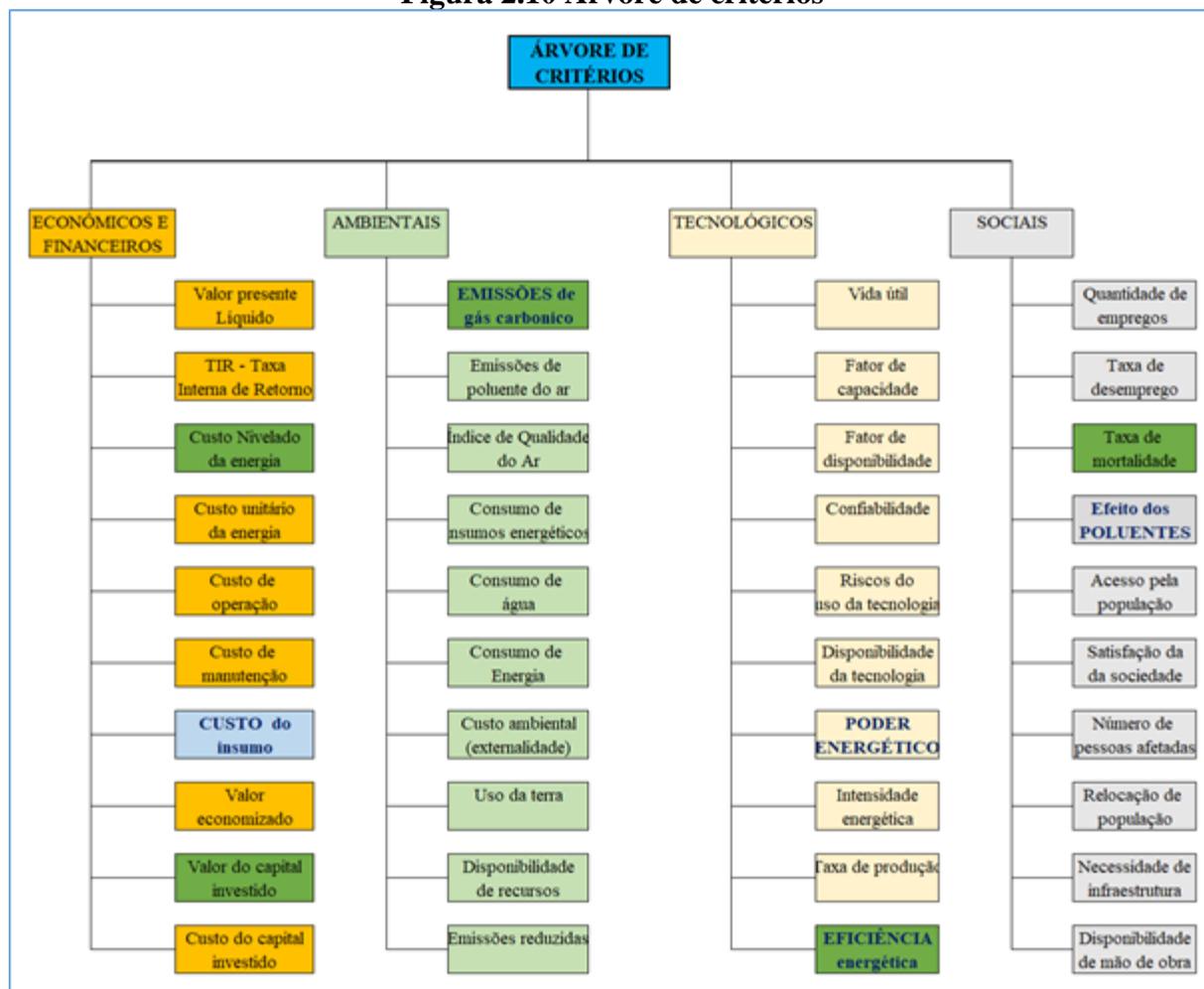
A pesquisa identificou vários indicadores utilizados na análise e tomada de decisão baseada em análises de aspectos ambientais, que incluem indicadores como Emissões de Gases de Efeito Estufa (NEVES, 2012), (ANDRADE, 2016); Consumo de água (NEVES, 2012); Uso da Terra (NEVES, 2012), (SHANER, 2016); Uso de Energia (NEVES, 2012); Poluição do Ar (NEVES, 2012); Percentual de Energia Renovável (NEVES, 2012); Toneladas de CO_2 reduzidas (NEVES, 2012); Toneladas de NO_x reduzidas (NEVES, 2012), Custo Ambiental como externalidade (ANDRADE, 2016); dentre outros.

A pesquisa identificou vários indicadores utilizados na análise e tomada de decisão baseada em aspectos sociais, que incluem indicadores como Mortes por energia produzida ou utilizada (NEVES, 2012); Taxa de Empregos Gerados (NEVES, 2012), (ANDRADE, 2016); Quantidade empregos gerados (NEVES, 2012); Acesso da população à tecnologia (NEVES, 2012), dentre outros.

A pesquisa identificou vários indicadores utilizados na análise e tomada de decisão baseada em aspectos tecnológicos, que incluem indicadores como Vida Útil da Usina (FGV, 2013), (SCHIMIDT, 2017); Fator de capacidade (FGV, 2013), (ANDRADE, 2016); Eficiência (NEVES, 2012), (ANDRADE, 2016); Risco de Projeto (FGV, 2018); Intensidade Energética (kWh/km) (NEVES, 2012), (SHANER, 2016); Disponibilidade de combustíveis ou de insumos energéticos (ANDRADE, 2016); Poder energético (kWh/kg) (NEVES, 2012); Confiabilidade medida através de DEC – Duração Equivalente de Corte e FEC – Frequência Equivalente de Corte (VILLELA, 2009); Taxa de Produção (SHANER, 2016), Satisfação dos clientes atendidos (VILLELA, 2009) (MOUSSEAU, 2012), dentre outros.

Visto que existem inúmeros indicadores que podem ser utilizados como critérios no contexto desse trabalho, então é útil construir uma árvore de critérios, utilizando alguns dos critérios listados acima e outros encontrados na literatura, conforme mostra a Figura 2.10. Há uma infinidade de critérios, portanto não se limita a esses.

Figura 2.10 Árvore de critérios



Fonte: Elaborado pelo autor

Como pode ser visto na Figura 2.10, existem inúmeros indicadores que podem ser utilizados em um processo de análise de atratividade de alternativas energéticas no contexto de sustentabilidade.

2.14.1 Critérios selecionados para avaliação das alternativas energéticas do Brasil

Na avaliação da atratividade das alternativas energéticas existentes no Brasil foram selecionadas apenas cinco critérios, sendo dois que representam os aspectos econômicos e financeiros, um aspecto ambiental, um aspecto social e um aspecto tecnológico. Os indicadores selecionados suas respectivas unidades de medida, estão listados a seguir. Os mesmos aparecem em destaque (na cor verde) na Figura 2.10.

- **Aspectos econômicos e financeiros**

- (CAPITAL) - Capital a ser investido em uma usina em US\$/kW.
- (CUSTO) - Custo nivelado da energia elétrica produzida em US\$/MWh.
- **Aspecto ambiental**
 - (EMISSÕES) - Emissões de CO₂ na cadeia produtiva durante o ciclo de vida da fonte em t-CO₂/GWh.
- **Aspecto social**
 - (MORTALIDADE) - Taxa de mortalidade pelo uso da tecnologia (Mortes/TWh).
- **Aspectos tecnológicos**
 - (EFICIÊNCIA) - Eficiência energética da tecnologia em (%).

O capital representa o montante que um empreendedor deverá investir por cada kW de capacidade da usina, o custo nivelado é o custo médio da energia durante a vida útil da usina, e considera o capital investido, a vida útil da usina, o fator de carga, os custos fixos e variáveis de operação e manutenção, e os custos dos insumos energéticos (FGV, 2013).

A escolha de eficiência, se deve ao fato dela refletir o percentual da energia do insumo energético, que é transformado em energia útil, em relação a quantidade de energia que é utilizada no processo de conversão, assim, a seleção deste indicador, busca processos que conservem energia.

A escolha do indicador “emissões” como critério ambiental, busca processos de baixa emissão de GEE, enquanto que a escolha do indicador “taxa de mortalidade” como critério social, decorre do fato de que, os processos de geração de energia elétrica que usam combustíveis fósseis, são as principais fontes de emissões de dióxido de carbono, metano, monóxidos de carbono, óxidos de nitrogênio, e óxidos de enxofre, que afetam a qualidade do ar, causando doença e mortes de pessoas. Estes dois critérios são amplamente utilizados como indicadores em temas muito discutidos na atualidade, como aquecimento global e poluição do ar.

2.14.2 Critérios selecionados para avaliação da atratividade do Hidrogênio

Na avaliação da atratividade do Hidrogênio que teoricamente pode ser produzido por uma planta de eletrólise da água pelo código MACBETH 3.2.0, serão utilizados cinco critérios que considerem aspectos financeiros, econômicos, tecnológicos, ambientais e sociais,

utilizando indicadores selecionados pelas justificativas expostas nos parágrafos anteriores, que estão em destaque (texto em azul) na Figura 2.10, como sendo:

- **Aspectos econômico-financeiro**
 - (CUSTO) - Preço do combustível ao consumidor em US\$/MJ.
- **Aspectos tecnológicos**
 - (EFICIÊNCIA) - Eficiência das tecnologias automotivas (%).
 - (PODER ENERGÉTICO) - Poder Calorífico Inferior do combustível em kcal/kg de combustível.
- **Aspecto ambiental**
 - (EMISSÕES) - Potencial de emissões de CO_2 por unidade de energia g-/MJ.
- **Aspecto social**
 - (POLUENTE) - Emissões de poluentes atmosféricos g/km, considerando a soma das emissões de CO, NO_x , NMHC, CH_4 e MP-Material Particulado.

O uso do indicador custo mede o preço do consumidor final de cada uma das alternativas em US\$ por unidade de energia. A eficiência mede o percentual da energia química contida nos combustíveis, que é convertida em energia útil em um automóvel. O poder energético quantifica a energia contida em um quilograma de cada um dos insumos energéticos considerados. O indicador “emissões de CO_2 ” considera o potencial de emissão de GEE durante a queima de combustível. Já o indicador “poluente” considera das emissões de CO, NO_x , NMHC, CH_4 e MP-Material Particulado, que são os causadores de doenças e da mortalidade de pessoas devido a degradação da qualidade do ar.

2.15 Uso do Hidrogênio no mundo

O uso de Hidrogênio como combustível no mundo não é novidade. A primeira demonstração da eletrólise da água e célula combustível teve origem nos anos 1800, e o primeiro uso em máquinas de combustão interna já tem mais de 200 anos. Além disso, foi utilizado para mover balões e aeromodelos nos séculos XVIII e XIX, e nos anos 1960 foi utilizado como combustível do foguete que levou o homem a lua. A partir da metade do século XX, passou a ser usado na indústria de energia, em refinarias de petróleo (IEA, 2019).

Na história recente destacam-se alguns eventos que marcaram o aumento do interesse do Hidrogênio como combustível, dentre os quais destacam-se: a) nos anos da década de 70 - o choques nos preços do petróleo, a crise causada pela escassez de petróleo, as preocupações

com a poluição do ar, a chuva ácida decorrentes do uso de combustíveis fósseis. Nesse período, estudos realizados, indicaram que a longo prazo, o Hidrogênio poderia ser produzido a partir do carvão ou de eletricidade gerada por usinas nucleares. Além disso, estudos já indicaram que o Hidrogênio poderia ter um papel importante no setor de energia e em especial no setor de transportes (IEA, 2019) e; b) nos anos 90 - a preocupação com as mudanças climáticas estimulou estudos com foco particular na captura e armazenamento de carbono, energia renovável e transporte, incluindo Hidrogênio (IEA, 2019). Isso estimulou as montadoras de automóveis a demonstrarem seus veículos movidos a Hidrogênio e o desenvolvimento de células combustíveis (IEA, 2019).

Hoje, o uso do Hidrogênio como combustível já é amplamente discutido em todo o mundo, e refere-se à produção de Hidrogênio economicamente viável e ambientalmente amigável, permitindo armazenar e transportar energia, como se faz com outros materiais industrializados, e em quantidades suficientes para substituir recursos naturais como petróleo, gás natural e carvão, constituindo um novo vetor energético e criando base para uma nova economia mundial, a “Economia do Hidrogênio” (XING, 2011), (IEA, 2019), (CGEE, 2010). Esse novo conceito está sendo desenvolvido porque a “Economia do petróleo” já é entendida como uma economia não sustentável. As reservas comprovadas de 1,3 trilhão de barris de petróleo, 185 trilhões de Nm^3 de gás natural e 826 bilhões de toneladas de carvão têm duração estimada em 42, 60 e 122 anos, respectivamente, com base nas taxas de consumo mundiais reais do ano 2008 (XING, 2011). É por isso que 50 países já dispõem de políticas de incentivo ao Hidrogênio, com diversos focos em: desenvolvimento de eletrolisadores (6 países), veículos de passageiros (15 países), geração de energia elétrica (2 países), caminhões (10 países), postos de abastecimento de veículos (10 países), energia e aquecimento residencial (2 países) (IEA, 2019).

No Brasil, o principal documento que trata do uso energético do Hidrogênio como insumo energético, denominado roteiro para a estruturação da economia do Hidrogênio no Brasil datado de 2005, considera algumas premissas para nortear a criação de um modelo de desenvolvimento de mercado para o Hidrogênio no país, porém, em nenhuma dessas premissas consta a produção por eletrólise da água. Aqui existem apenas alguns grupos de pesquisas ligados a grupos de PD&I das empresas, os investimentos no período de 1999 a 2007 foram muito baixos, totalizaram apenas 134,0 milhões de Reais. Além disso, também praticamente inexistem projetos de demonstração acerca das tecnologias de hidrogênio, seja com células a combustível, com sistemas híbridos ou no segmento de produção e armazenamento de hidrogênio (CGEE, 2010). Por isso, as próximas três seções avaliam e

apresentam a ações que estão sendo adotadas nos Estados Unidos da América, Europa e Japão, nesta fase de transição da “Economia do petróleo” para a “Economia do Hidrogênio.

2.15.1 Uso do Hidrogênio nos Estados Unidos da América

O Hidrogênio, também não é um tema novo para os americanos, pois ainda no início dos anos 70, as preocupações com a crescente dependência dos Estados Unidos do petróleo importado, juntamente com a deterioração da qualidade do ar, como consequência das emissões decorrentes da combustão de combustíveis fósseis, levou o departamento de energia daquele país a adotar ações de apoio à tecnologia do Hidrogênio, resultando no programa de células combustíveis para o setor de transporte automotivo, e inclusão desses resultados na política nacional de energia, e posteriormente na visão nacional sobre o Hidrogênio de fevereiro de 2002 (DOE, 2002). Posteriormente, em novembro de 2002, o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE,2002) emitiu um documento denominado de roteiro de energia do Hidrogênio, no qual a denominada economia do Hidrogênio poderia ajudar a resolver as preocupações como a segurança energética, a qualidade ambiental e vitalidade econômica do país (XING, 2011), (DOE, 2002). A preocupação com a segurança energética decorria da necessidade de expandir a produção interna de energia para o setor de transporte, pois mais de 60% dos produtos derivados de petróleo era importado, e a perspectiva era de aumentos constantes nesse percentual em um futuro próximo, na medida em que a expansão da economia gera mais consumo de energia (DOE, 2002), (DOE, 2007). A preocupação com a qualidade ambiental era decorrente do fato de que o consumo de combustíveis derivados de petróleo pelos setores de energia elétrica e automotivos liberam poluentes para a atmosfera, e que 60% dos americanos estavam vivendo em áreas onde os níveis de um ou mais poluentes, eram altos o suficiente para afetar a saúde pública e o meio ambiente (DOE, 2002), (DOE, 2007). A preocupação em relação a vitalidade econômica, decorria do fato de que a segurança econômica americana depende fortemente de segurança energética; de que existe um interesse mundial crescente em tecnologia de Hidrogênio e células de combustível; e na ideia americana de que eles devem liderar o desenvolvimento e a comercialização de tecnologia de hidrogênio e células combustíveis, a fim de garantir uma posição competitiva para futuras inovações em tecnologia de energia, novos produtos e novas ofertas de serviços (DOE, 2002), (DOE, 2007).

O programa proposto em 2002 foi tecnicamente estruturado em cinco pilares inter-relacionados: produção de Hidrogênio, estocagem de Hidrogênio, entrega de Hidrogênio,

células combustíveis e validação de tecnologia (DOE, 2002). Na visão americana da época, o hidrogênio poderia ser produzido a partir de diversas fontes de energia e através de várias tecnologias de processos. Entre as fontes de energia estariam inclusas aquelas oriundas de combustíveis fósseis, nucleares e renováveis e, dentre as tecnologias estavam inclusas aquelas que envolvem processo termoquímico, biológico, eletrolítico e fotolítico. Dentre os desafios do programa, apenas um estava relacionado com a produção de Hidrogênio por eletrólise da água, através de plantas conectadas à rede elétrica ao custo de 2,85 e 2,75 US\$/barril equivalente de óleo, em 2010 e 2015 respectivamente (DOE, 2002). Desse objetivo resultaram três projetos: a) desenvolver novos materiais de eletrólise alcalina para maior eficiência e pressão do sistema (DOE, 2012), b) reduzir os custos de capital dos sistemas de eletrólise através de projetos com materiais de menor custo, e c) produzir hidrogênio de baixo custo usando energia eólica e outras fontes renováveis de energia elétrica.

O programa era subdividido em quatro fases. A primeira fase do programa contemplava ações para o período de 2002 até 2015, definia várias ações com o objetivo de desenvolver sistemas de energia e de transporte automotivo para alguns locais pre-selecionados do país. Dessa fase, resultou a estrutura existente atualmente na Califórnia (XING, 2011). Na segunda fase do programa, que contemplava as ações de 2010 até 2025, definiam-se ações visando o desenvolvimento de infra-estrutura, criação de políticas governamentais para o setor e para a comercialização do Hidrogênio. Na terceira fase do programa, que contemplava as ações de 2015 a 2035, definiam ações visando a consolidação do mercado, uma vez que o sistema de energia, a infra-estrutura e o setor de transporte já estariam totalmente desenvolvidos e teria Hidrogênio comercialmente disponível no país. Na quarta e última fase do programa, que contemplava ações de 2035 até 2050, o objetivo era de desenvolver o mercado a nível nacional, com mercado, sistemas de energia, infra-estrutura e transporte a base de Hidrogênio em todo o país.

Em 2003, o presidente Bush anunciou a importância da iniciativa do Hidrogênio para reverter a crescente dependência dos Estados Unidos da América do petróleo estrangeiro, apoiando o desenvolvimento de tecnologias do Hidrogênio e de célula combustível para alimentar automóveis, caminhões, moradias e empresas. Esta iniciativa poderia reduzir significativamente a poluição e as emissões de gases de efeito estufa, e era parte do programa de energia avançada, lançado para expandir o programa de P&D - Pesquisa e Desenvolvimento de energia, incluindo biocombustíveis, carros híbridos *plug-in*, energias renováveis e tecnologias de energia nuclear.

Em 2004, o NRC - National Research Council, se pronunciou sobre as questões técnicas e políticas da economia do Hidrogênio, mostrando que os Estados Unidos poderiam ter dois milhões de carros movidos a Hidrogênio até 2020, o que representaria apenas 1% de todos os veículos nas estradas. E que após esse primeiro passo, os números poderiam subir rapidamente, atingindo sessenta milhões de veículos movidos a Hidrogênio, até 2035.

Em 2005, com a lei de política energética dos EUA, o congresso autorizou um programa de financiamento, para o governo trabalhar junto com o setor privado no desenvolvimento de tecnologias relacionadas à produção, purificação, distribuição, armazenamento e uso de Hidrogênio, células combustíveis e infra-estrutura relacionada. No exercício de 2009, o orçamento do programa foi da ordem de US\$ 269 milhões (XING, 2011).

Também em 2005, o DOE - Departamento de Energia dos Estados Unidos, anunciou o programa de tecnologias de Hidrogênio, infra-estruturas e células combustíveis, que dentre as várias metas, iniciativas, programas, planos e atividades, avaliou que o sistema americano de energia de Hidrogênio poderá ajudar o país a atender quatro metas estratégicas, se produzido com alta eficiência energética, com emissões zero ou próximas de zero, a partir de energias renováveis, e utilizado no setor de transportes automotivo e na geração de energia elétrica distribuída (DOE, 2007).

Em 2007, o Departamento de Energia dos Estados Unidos, já entendia que uma das principais vantagens em segurança energética do Hidrogênio como vetor energético é o potencial de produzi-lo a partir de uma variedade de recursos domésticos. E que para atender a demanda estimada para 2040, considerando 300 milhões de veículos leves à célula combustível nas estradas (DOE, 2007), seriam necessários 64 milhões de toneladas de Hidrogênio.

A avaliação do Departamento de Energia, já indicava que é possível atender a demanda estimada de Hidrogênio, considerando recursos domésticos tais como: o uso de 2,0 trilhões de metros cúbicos de gás natural, cujas reservas em 2004 eram de 189 trilhões de pés cúbicos; o aumento do consumo carvão em 10% ao ano, usando a reserva de carvão recuperável de 267 bilhões de toneladas; usando 280 milhões de toneladas anuais das 512 milhões de toneladas disponíveis anualmente; usando 200,00 GW de energia eólica, dos 2.,00 GW de capacidade americana para produzir 13 bilhões de toneladas anuais de Hidrogênio através da eletrólise da água; usando 260,00 GW de energia fotovoltaica, dos 5.400,00 GW de capacidade americana para produzir 13 bilhões de toneladas de Hidrogênio através da eletrólise da água; a energia nuclear também pode fornecer eletricidade para produzir

hidrogênio via eletrólise da água, e neste caso seriam necessários cerca de 80 reatores convencionais de 1,00 GWe para produzir 13 milhões de toneladas de hidrogênio anualmente (DOE, 2007).

A demonstração do programa de Hidrogênio continua em desenvolvimento. Em 2017, a CEC - Comissão de Energia da Califórnia apresentou um relatório sobre o progresso do plano de 2002 do DOE na Califórnia, onde mostra que 35 das 65 (CEC, 2018) estações previstas já estão em operação comercial e que as demais seguem o planejamento inicial, e que a capacidade das estações é dividida em duas classes, uma com capacidade de 100 a 180 kg/dia de Hidrogênio, e a outra com capacidade de 360 kg/dia de Hidrogênio, e estão concentradas no eixo rodoviário Los Angeles - São Francisco (CEC, 2017) (CEC, 2018). Em 2018, 42 estações já estavam em operação (CEC, 2018). Em 2018, na reunião do G20 no Japão, os representantes dos Estados Unidos da América anunciaram que as novas metas incluem a instalação de 1000 postos de reabastecimento de Hidrogênio, e colocação em operação de 1.000.000 de células combustíveis até 2030, que esses números são equivalentes às metas da China (IEA, 2019).

2.15.2 Uso do Hidrogênio na União Europeia

Em 2002, a Comissão Europeia criou o denominado grupo de alto nível sobre Hidrogênio e células combustíveis, com a missão especial de iniciar discussões estratégicas para o desenvolvimento de um consenso europeu sobre a introdução da economia com base no hidrogênio (XING, 2011), partindo da visão de que o elevado padrão de qualidade de vida sustentável é o fator básico para se buscar um sistema de energia limpo, seguro e viável na Europa; que para garantir um ambiente econômico competitivo, um sistema de energia deve garantir energia a preços acessíveis, mitigar os efeitos das mudanças climáticas, reduzir poluentes tóxicos e prever a diminuição das reservas de petróleo; que os efeitos potenciais das mudanças climáticas são muito graves e, mais importante de tudo, são irreversíveis; que a Europa não pode esperar para tomar medidas corretivas, e deve buscar um futuro livre de emissões com base em energia sustentável, e que a energia elétrica e o Hidrogênio juntos, complementadas por célula a combustível, representam um dos mais promissores caminhos para se conseguir isso (COMISSÃO EUROPEIA, 2003).

Com essa visão, em 2004, a Comissão Europeia criou um grupo de trabalho com a missão de desenvolver a plataforma tecnológica europeia de Hidrogênio e célula combustível

(XING, 2011). Já no primeiro relatório emitido, este grupo de trabalho avaliou e concluiu que uma economia de Hidrogênio madura, com a introdução de veículos movidos a Hidrogênio, poderia reduzir as emissões médias de gases de efeito estufa da frota de automóveis europeia, que estavam estimadas em 140 g/km de CO_2 para o ano de 2008 (COMISSÃO EUROPEIA, 2003). A introdução de carros novos da ordem de 5% em 2020, 25% em 2030 e 35% em 2040 reduziriam as emissões média de CO_2 da frota europeia em 2,8 g/km, 21 g/km e 44,8 g/km, respectivamente, e resultariam em emissões de CO_2 evitadas por ano, de 15 Mt em 2020, 112 Mt em 2030 e 240 Mt em 2040. Além disso, o grupo listou uma série de ações com a visão de mudar a economia europeia atual, baseada em combustíveis fósseis, para uma economia orientada pelo Hidrogênio nos anos 2050 (COMISSÃO EUROPEIA, 2003). Inicialmente, a produção de Hidrogênio seria através da reforma de gás natural e eletrólise com a matriz elétrica atual e ao final, com eletrólise com energia elétrica gerada por fontes renováveis (COMISSÃO EUROPEIA, 2003).

Com relação aos desafios de produção de Hidrogênio, a proposta da (COMISSÃO EUROPEIA, 2005) sugeriu que a produção a curto prazo (até 2010) fosse feita a partir da eletrólise da água com eletricidade produzida a partir de combustíveis fósseis, energia nuclear, reforma centralizada de gás natural e introduzindo eletrólise a partir de energias renováveis. A médio prazo (de 2010 a 2015), através da reforma de gás natural descentralizada, a partir da gaseificação de biomassa e carvão; de óleo combustível junto com fontes consolidadas no curto prazo e por eletrólise da água a partir da energia elétrica de fontes renováveis. E a longo prazo (de 2015 em diante), através da reforma de combustíveis fósseis, por processos de produção de Hidrogênio fotoquímico, termo nuclear e por eletrólise da água usando energia elétrica produzida por fontes renováveis (COMISSÃO EUROPEIA, 2005).

Com relação ao transporte e a distribuição de Hidrogênio, o plano considerou como viáveis: a) a produção centralizada com transporte e distribuição através de gasodutos até as estações de abastecimento; b) produção semi-centralizada com estação de liquefação do Hidrogênio, com transporte e distribuição por caminhões tanques criogênicos até as estações de abastecimento; e c) produção descentralizada (*on site*) com estocagem suficiente para atendimento das cargas, na forma de Hidrogênio gasoso ou Hidrogênio líquido, podendo inclusive, ter uma unidade de reforma de hidrocarbonetos *on-site* para atender os picos de demandas (COMISSÃO EUROPEIA, 2005).

Com relação ao uso do Hidrogênio, o plano sugeriu a aplicação no setor de transportes e no setor de produção de energia elétrica distribuída, que chamou de aplicações

móveis e estacionárias, respectivamente. Estimou que os investimentos em infra-estrutura demandariam de 7,0 a 14,0 bilhões de Euros, para um sistema contendo em torno de 10.000 estações de abastecimento (COMISSÃO EUROPEIA, 2005).

Recentemente, a Comissão Europeia publicou uma estratégia de descarbonização a longo prazo através do uso do Hidrogênio na economia; reformular a diretiva sobre a promoção e o uso de energia a partir de fontes renováveis, permitindo a produção de hidrogênio a partir destas fontes; e definir até uma rota do hidrogênio, como plataforma de discussão sobre o hidrogênio entre seus estados-membros; vinte e oito países europeus assinaram a Declaração de Linz sobre a iniciativa do Hidrogênio para promover a cooperação em matéria de tecnologias de Hidrogênio sustentável, juntamente com 100 empresas, organizações e instituições. (IEA, 2019); a França anunciou um plano de implantação de Hidrogênio e um financiamento de 100 milhões de Euros a partir de 2023 para o programa de Hidrogênio, para a indústria, nos transportes e no armazenamento de energias renováveis (IEA, 2019); a Alemanha aprovou o programa nacional de inovação para tecnologias de Hidrogênio e células combustíveis com 1,4 bilhões de Euros de financiamento, incluindo subsídios para estações de reabastecimento de Hidrogênio e veículos de células combustíveis, complementado por mais 2 bilhões de Euros de investimento privado (IEA, 2019).

Dentre as demonstrações de projetos previstas nos programas europeus, a pesquisa identificou uma planta de produção de Hidrogênio por eletrólise da água usando energia eólica, na qual o Hidrogênio é utilizado para suprir energia elétrica, produzida por célula combustível, instalada na ilha de Utsira na Noruega. A ilha de Utsira está localizada a 20 km da costa, tem $6,2 \text{ km}^2$ de área, e 235 habitantes (ULLEBERG, 2010).

Segundo (ULLEBERG, 2010), a planta de eletrólise da água de Utsira utiliza energia elétrica de uma *micro grid* em AC, que distribui energia elétrica para a ilha. A energia elétrica é produzida por um turbogerador eólico de 600,0 kW. A planta de eletrólise é composta de um eletrolisador de 50,0 kW e $10,0 \text{ Nm}^3/\text{h}$ e seus equipamentos auxiliares como bomba de alimentação de água, ventiladores, aquecedores e iluminação. O eletrolisador é alimentado por um retificador, que converte a tensão AC da rede para tensão DC, e os demais equipamentos são alimentados diretamente da *micro grid*. O Hidrogênio produzido é comprimido por um compressor de 5,50 kW e estocado a 200 bar, para uso na rede elétrica nos momentos de intermitência dos ventos, com energia elétrica produzida por célula combustível de 10,0 kW e/ou de um grupo gerador de 55,0 kW acionado por um motor de ciclo Otto acoplado a um gerador elétrico.

Por fim, seguindo a visão lançada em 2002, diversos projetos já estão em andamento, e hoje existem aproximadamente 100 estações de abastecimento de Hidrogênio para o setor de transporte automotivo na Europa.

2.15.3 *Uso do Hidrogênio no Japão*

O tema Hidrogênio também não é novo no Japão. Nos anos 1950, várias pesquisas foram realizadas em universidades, institutos de pesquisa e na indústria, com destaque para aquelas desenvolvidas na Universidade de Kyoto, na Universidade de Osaka, na Universidade de Nagoya, no Instituto de Pesquisa de Osaka Laboratório de Eletrotécnica, no Instituto de Pesquisa de Tóquio, na Sanyo Electric Co., na Hitachi, Ltd. e pela Fuji Electric Corporation (NAKUI, 2006).

A partir de 1974, com o lançamento de um projeto denominado de “*Sun Shine*”, grande número de atividades de pesquisas foram realizadas, resultando no desenvolvimento de tecnologias de Hidrogênio tais como: a) produção de Hidrogênio por eletrólise da água; b) produção de Hidrogênio por reações termoquímicas e pirólise; c) transporte e armazenamento de Hidrogênio em estado gasoso e estado líquido e como hidreto; d) utilização de Hidrogênio como fonte de energia para uso em processos de combustão; e) uso de Hidrogênio com fonte de energia para célula combustível; e) uso de Hidrogênio como matéria-prima da indústria química; f) tecnologias voltadas para a de segurança durante o uso do Hidrogênio; e g) sistemas para a economia do Hidrogênio (NAKUI, 2006).

No período de 1980 a 2004, foram pesquisadas as células combustíveis, com a meta de se conseguir células combustíveis de alta performance, e em pequenos módulos. Neste período foram realizadas várias demonstrações no Japão, com a participação das companhias de gás, companhias de eletricidade e fabricantes de equipamentos. Dentre os projetos demonstrados, estava o projeto de uma planta de geração de energia elétrica a Hidrogênio e células combustíveis de 4,50 MW (NAKUI, 2006).

Em 2002, foram feitas demonstrações de veículos movidos a Hidrogênio e “*fuel cell*” e do projeto de infra-estrutura de reabastecimento de Hidrogênio para o setor automotivo, com a participação de cerca de vinte montadoras japonesas e estrangeiras, tais como a Toyota, Honda, Nissan, General Motors e Daimler; e de empresas do setor energético tais como Shell, ENEOS e Tóquio Gás. Nessa ocasião foram demonstrados seis modelos de veículos a Hidrogênio movidos a célula combustível, um ônibus a Hidrogênio movido por célula combustível, um veículo a Hidrogênio movido a motor de combustão interna de ciclo Otto.

Também foram demonstradas onze estações de abastecimento de veículos com Hidrogênio ao longo de rodovias previamente selecionadas. Tudo isso foi feito com o objetivo de coletar dados sobre a produção, estocagem, distribuição e de abastecimento de Hidrogênio, desenvolvimento de materiais (inclusive eletrólitos), e dados de desempenho, incluindo impactos ambientais, eficiência energética, segurança e condições das estradas (XING, 2011).

Em 2008, o Japão seguia com as pesquisas visando o desenvolvimento de tecnologia própria de produção de Hidrogênio e de células combustíveis, com foco em células combustíveis com eletrólito de polimérico (PEFC), célula combustível de óxido sólido (SOFC), células combustíveis veiculares (FCV), e de estações de abastecimento de Hidrogênio veicular (NAKUI, 2006).

Em 2017, o conselho ministerial de energias renováveis do Japão revalidou a estratégia básica de Hidrogênio, e o primeiro ministro japonês solicitou um plano para transformar o Japão no líder mundial de uma sociedade do Hidrogênio. Este plano foi emitido pela ANRE - Agência para Recursos Naturais e Energia.

Em 2018, o Japão foi sede da primeira reunião ministerial do Hidrogênio, com a participação de 21 países, resultando em uma declaração conjunta de Tóquio sobre a coordenação internacional de programas de Hidrogênio; atualizou o plano estratégico para a implantação de hidrogênio no país, incluindo novas metas para custo e implantação de sistemas de produção e de células combustíveis; o Banco de Desenvolvimento do Japão uniu-se as empresas privadas para lançar o programa japonês de mobilidade com o objetivo de construir 80 postos de abastecimento de Hidrogênio até o ano de 2021 (IEA, 2019). A expectativa é que em 2030, o Japão tenha 800.000 carros e 1.200 ônibus movidos a Hidrogênio (IEA, 2019).

Atualmente, as principais metas do Japão com relação a produção e uso de Hidrogênio são as seguintes:

- a) Aumentar a escala de produção de Hidrogênio, saindo das 200 ton/ano atuais, para 4.000 ton/ano em 2020, para 150.000 ton/ano em 2030 (IEA, 2019), e para a faixa de [5,0 a 10,0] milhões de ton/ano em 2050 (NAGASHIMA, 2018).
- b) Reduzir o custo de produção de Hidrogênio, saindo de 10,00 US\$/kg atuais, devido ao uso de combustíveis fósseis como fonte de energia, para o valor de 3,00 US\$/kg, com o uso de energia de fontes renováveis (NAGASHIMA, 2018), custo este, considerado competitivo (IEA, 2019).

- c) Aumentar a quantidade de estações de abastecimento de Hidrogênio, chegando a 160 estações em 2020, aumentando para 900 estações em 2030, e chegando a 31.500 estações após 2050 (NAGASHIMA, 2018).
- d) Aumentar o número de veículos movidos a Hidrogênio, saindo dos 2.000 veículos existentes atualmente, para 40.000 veículos em 2020 (NAGASHIMA, 2018), aumentando para 800.000 veículos em 2030, chegando a 62.000.000 de veículos movidos a Hidrogênio, após 2050 (NAGASHIMA, 2018).
- e) Aumentar o número de residências que utilizam energia elétrica gerada com Hidrogênio, saindo das atuais 220.000 residências, para 5,3 milhões de residências alimentadas com energia elétrica produzida com Hidrogênio e células combustíveis, em 2030 (NAGASHIMA, 2018).
- f) Ter uma capacidade de 1.000 MW instalada, em usinas termelétricas movidas a Hidrogênio (IEA, 2019).

2.16 O método MACBETH

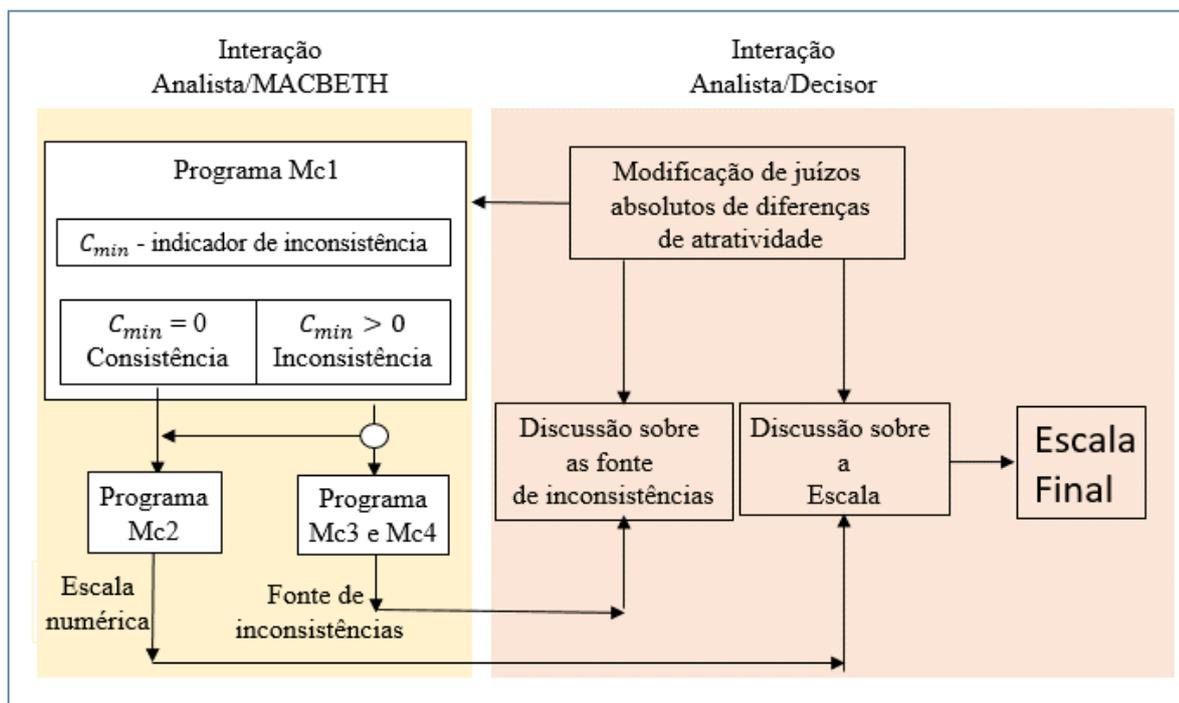
O MACBETH é um método de apoio à decisão que permite avaliar opções levando em conta múltiplos critérios (BANA, 2013) (SCHMIDT,1995). Distingue-se de outros métodos multicritérios por permitir a ponderação dos critérios e a avaliação das opções em julgamentos qualitativos sobre diferenças de atratividade. Dadas duas opções (ou níveis de desempenho, desempenho ou impacto), com a primeira melhor do que a segunda, a diferença de atratividade entre elas é muito fraca, fraca, moderada, forte, muito forte ou extrema (BANA, 2013).

Já o M-MACBETH 3.2.0, é um código computacional multicritério de apoio à decisão, concebido para ser usado por um consultor (facilitador ou analista de decisão), seguindo o princípio construtivista, segundo o qual “o problema e a solução pertencem ao decisor e não ao consultor”. Trata-se de um processo com várias fases, que “combina elementos técnicos da análise multicritério com aspectos sociais de tomada de decisão”.

O método foi concebido para ser utilizado como um método interativo de apoio à construção de uma escala cardinal sobre um conjunto de ações, através de resolução tecnicamente encadeada, e modelado matematicamente em quatro programas lineares, denominados de Mc1, Mc2, Mc3 e Mc4 (VILLELA, 2009), para os quais foi proposta uma formulação muito simples.

Na Figura 2.11 é mostrado o digrama simplificado do método MACBETH, onde é possível ver as interações entre os quatro programas lineares (Mc1, Mc2, Mc3 e Mc4), entre o analista e o M-MACBETH, e entre o analista e o decisor (BANA, 2003).

Figura 2.11 Interatividade do MACBETH



Fonte: (BANA, 2003)

O analista ou avaliador é o indivíduo que manuseia o M-MACBETH, enquanto que o decisor é o indivíduo que toma a decisão.

O programa Mc1 analisa a consistência cardinal de um conjunto de avaliações de diferença de atratividade de dados de desempenho selecionados pelo analista. O programa Mc2 sugere e constrói a escala numérica; calcula as diferenças de atratividade; gera a escala final; faz os testes de sensibilidade e robustez; interage com o analista ou avaliador com relação aos resultados da avaliação, e no final do processo gera os relatórios e os gráficos. Os programas Mc3 e Mc4 identificam e revelam as fontes de inconsistências e interagem com o analista ou aceitando ou rejeitando os julgamentos, validando ou alterando os dados.

2.16.1 Informação ordinal e cardinal

Seja X um conjunto finito de opções. Medir ordinalmente a atratividade das opções x de X consiste em associar a cada x um valor numérico, um número real $v(x)$, tal que satisfaça as condições de preferência estrita (2.27) e de indiferença (2.28) (BANA, 1995) (BANA, 2003) (BANA, 2013), (JUNIOR, 2008) *apud* (BANA, 2003).

$$\square x, y \in X: [x \text{ é mais atrativa do que } y (xPy) \leftrightarrow v(x) > v(y)] \quad (2.27)$$

□ $x, y \in X$: [x e y são igualmente atrativas (xIy) $\leftrightarrow v(x) = v(y)$]
(2.28)

A escala numérica $v: X \rightarrow \mathbb{R}: x \rightarrow v(x)$ pode ser construída solicitando a um avaliador (um indivíduo ou um grupo) informação ordinal sobre a atratividade relativa das opções de X . Isto é, pedindo a esse avaliador que ordene as opções por ordem decrescente de atratividade. Se esta ordenação for feita separadamente para cada um dos múltiplos critérios, o Teorema de Arrow mostra que a agregação de várias ordenações implica sempre alguma forma de arbitrariedade (exceto se as opções forem todas indiferentes). Isto pode ser evitado usando informação mais rica sobre a atratividade das opções, solicitando ao avaliador informação cardinal, isto é, que associe a cada opção x um valor numérico $v(x)$ tal que satisfaça, não somente as condições (2.27) e (2.28), mas também a condição adicional (2.29) (BANA, 2013).

□ $w, x, y, z \in X$ com x mais atrativo que y e w mais atrativo que z : a relação (2.29) mede a diferença de atratividade entre x e y , quando a diferença na atratividade entre w e z é tomada como unidade de medida (BANA, 1995) (BANA, 2013).

$[v(x) - v(y)]/[v(w) - v(z)]$
(2.29)

Esta nova escala numérica $v: X \rightarrow \mathbb{R}: x \rightarrow v(x)$ pode ser definida posicionando as opções de X sobre um eixo vertical de tal forma que:

- □ $x, y \in X$: x é posicionado acima de y se, e somente se, x é mais atrativa do que y (informação de valor ordinal).
- As distâncias relativas entre as opções no eixo vertical reflitam as diferenças relativas de atratividade entre elas (informação de valor cardinal).

Uma escala (v) que satisfaça as condições (2.27), (2.28) e (2.29) é uma escala numérica de intervalos (BANA, 1995) (BANA, 2013).

Vários procedimentos podem ser concebidos para obter informação cardinal sobre o valor das opções. Porém, para simplificar, os autores sugerem a alternativa que consiste nos três passos:

- Selecionar duas opções de referência para a escala de pontuação (BANA, 1995) (BANA, 2013).
- Atribuir pontuações a essas referências, usualmente na faixa de [0 – 100] pontos, porém podem ser adotadas outras faixas de pontuação (BANA, 1995) (BANA, 2013).
- Solicitar ao avaliador que atribua a cada uma das opções restantes uma pontuação que traduza numericamente a atratividade da opção em relação às duas referências (BANA, 1995) (BANA, 2013).

A consistência da escala de pontuação é testada de tal forma que as diferenças entre pontuações meçam diferenças de atratividade para o avaliador (BANA, 2013).

Outra alternativa à pontuação direta, no MACBETH a transição da informação ordinal para cardinal pode ser facilitada por um questionamento não numérico de comparação das opções duas a duas em termos qualitativos (BANA, 2013).

2.16.2 Obtenção de informação pré-cardinal e escala MACBETH base

As comparações entre opções são sempre realizadas duas a duas, avaliando qualitativamente a diferença de atratividade entre elas, escolhendo uma das categorias M-MACBETH ou várias categorias consecutivas, em caso de hesitação ou divergência. À medida que os julgamentos qualitativos são emitidos pelo avaliador e introduzidos no M-MACBETH, o software verifica automaticamente a sua consistência e, quando encontra uma inconsistência, oferece sugestões para eliminá-la.

Para que uma matriz de julgamentos seja consistente, deve ser possível deduzir, a partir deles, pontuações tais que:

- Opções igualmente atrativas obtenham a mesma pontuação.
- Uma opção mais atrativa que outra obtenha uma pontuação maior.
- Se, a diferença de atratividade entre duas opções (“forte”, por exemplo) é maior que a diferença de atratividade entre outras duas opções (“moderada”, por exemplo), as opções deverão obter pontuações tais que a diferença entre as pontuações das duas primeiras seja maior que a diferença entre as pontuações das outras duas (“condição de consistência ordinal”) (BANA, 2013).

Quando os julgamentos são inconsistentes, o M-MACBETH 3.2.0 identifica a origem do problema, assim como o menor número de mudanças necessárias para resolvê-lo e fornece sugestões de alteração para alcançar a consistência.

A partir de uma matriz de julgamentos consistentes, o M-MACBETH 3.2.0 propõe uma pontuação para cada opção. Estas pontuações formam a escala numérica MACBETH de base.

Seja A um conjunto finito de $n > 2$ opções, em que a opção (a_+) é tão ou mais atrativa que qualquer outra opção e a opção (a_-) é tão ou menos atrativa, que qualquer outra opção. Designe-se por C_k , $k=0, \dots, 6$, às categorias MACBETH de diferença de atratividade: “nula” (C_0), “muito fraca” (C_1), “fraca” (C_2), “moderada” (C_3), “forte” (C_4), “muito forte” (C_5) e “extrema” (C_6) (SCHMIDT, 1995) (BANA, 1995) (BANA, 2013), (JUNIOR, 2008) *apud* (BANA, 2003).

Considere o caso mais simples de ausência de hesitação nos julgamentos, isto é, quando cada par de opções é associado a uma e somente a uma categoria C_k , $k=0, \dots, 6$, isto é, $(a, b) \in C_k$ ($k = 0, \dots, 6$) (BANA, 1995) (BANA, 2013). A escala MACBETH de base é obtida através da resolução do seguinte problema de programação linear, em que $v(a)$ representa a pontuação resultante para a opção a :

LP-MACBETH

$$\text{Min} \quad [v(a_+) - v(a_-)] \quad (2.30)$$

Minimizar a maior diferença de pontuação entre duas opções é minimizar a soma de todas as diferenças de pontuação, o que contribui para que os julgamentos de cada categoria sejam tão próximos uns dos outros quanto possível (BANA, 1995) (BANA, 2013).

Sujeito a:

$$v(a_-) = 0 \quad (\text{pontuação arbitrária}) \quad (2.31)$$

$$\square (a,b) \in C_0: v(a) - v(b) = 0 \quad (2.32)$$

$$\square (a,b) \in C_k \text{ com } k \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}: v(a) - v(b) \geq k \quad (2.33)$$

$$\square (a,b) \in C_k \text{ e } \square (c,d) \in C_{k'} \text{ com } k \text{ e } k' \in \{1,2,3,4,5,6\} \text{ e } k > k': [v(a) - v(b)] - [v(c) - v(d)] \geq k - k' \quad (2.34)$$

Quando não existe solução possível para este problema, o conjunto de julgamentos é inconsistente, isto é, é impossível associar um valor numérico a cada julgamento.

A formulação do problema linear foi concebida de tal forma que, além de fixar 0 para a indiferença, a todos os julgamentos da mesma categoria C_k , $k=1, \dots, 6$, seja atribuída, sempre que for possível, a mesma pontuação k , isto é, 1 aos julgamentos muito fracos, 2 aos fracos, 3 aos moderados, 4 aos fortes, 5 aos muito fortes e 6 aos extremos, existam ou não julgamentos em todas as categorias (BANA, 1995) (BANA, 2013).

A escala MACBETH de base será então determinada resolvendo o problema de programação linear LP-MACBETH, que generaliza o problema mais simples apresentado antes, associando a cada julgamento de mais do que uma categoria sempre a menor categoria possível. E a formulação matemática é apresentada a seguir (BANA, 1995) (BANA, 2013).

LP-MACBETH:

$$\text{Min}[v(a') - v(a^-)]$$

Sujeito a:

$$v(a^-) = 0$$

$$\square(a, b) \in C_0: [v(a) - v(b)] = 0$$

$$\square(a, b) \in C_{i \cup \dots \cup s} \text{ com } i, s \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\} \text{ e } i \leq s: v(a) - v(b) \geq i$$

$$\square(a, b) \in C_{i \cup \dots \cup s} \text{ e } \square(c, d) \in C_{i' \cup \dots \cup s'} \text{ com } i, s, i', s' \in \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}, i \leq s, i' \leq s' \text{ e } i > s': [v(a) - v(b)] - [v(c) - v(d)] \geq i - s'$$

2.16.3 Da escala de base MACBETH a uma escala de intervalos

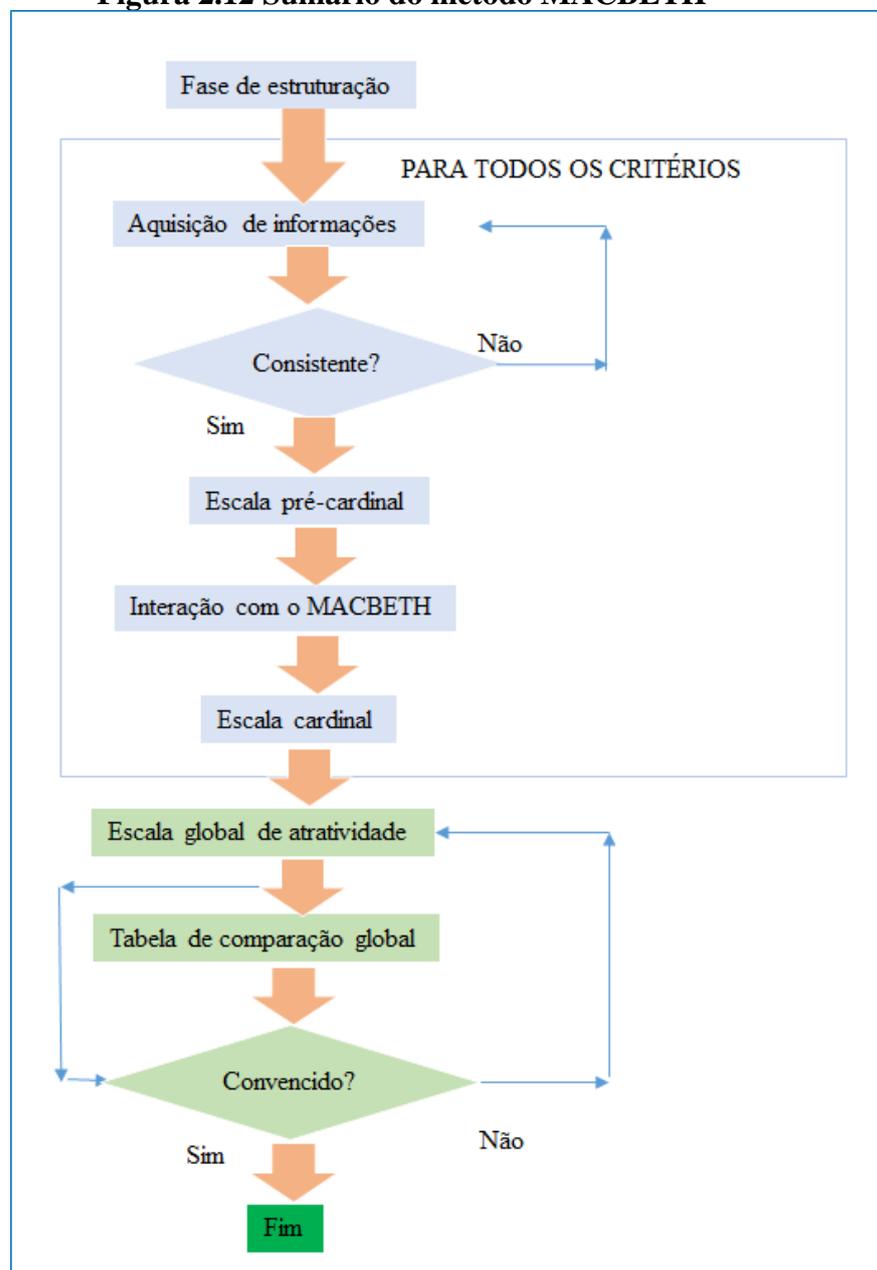
Para construir, a partir da escala MACBETH de base, uma escala de pontuação que seja uma escala numérica de intervalos, o avaliador deve validar as pontuações de base, comparando no gráfico mostrado pelo M-MACBETH 3.2.0, os tamanhos de intervalos entre pontuações, ajustando-os, se necessário, para validar as proporções entre eles. Para assegurar que eventuais ajustes não violam relações de ordem entre julgamentos emitidos, o M-MACBETH 3.2.0 mostra o intervalo dentro do qual a pontuação de cada opção pode ser modificada mantendo fixas as pontuações de todas as outras opções (BANA, 1995) (BANA, 2013).

O M-MACBETH 3.2.0 apresenta todas as pontuações numa escala ancorada nas pontuações de referência de [0 a 100], obtidas inicialmente por transformação linear das pontuações de base (BANA, 1995) (BANA, 2013), além disso, o M-MACBETH 3.2.0 disponibiliza janelas para que o analista possa utilizar as pontuações de referência adequada para o estudo que está realizando.

2.16.4 Usando o M-MACBETH 3.2.0

O uso do método MACBETH consiste basicamente em analisar o contexto de decisão e a estruturação do processo de apoio a decisão; estruturar os elementos de avaliação estabelecendo opções, critérios e indicadores; desenvolver a avaliação usando o modelo; fazer análise de sensibilidade e de robustez das conclusões e recomendações, conforme mostrado na Figura 2.12.

Figura 2.12 Sumário do método MACBETH



Fonte: Adaptado de (BANA, 2003)

A fase de estruturação é a fase de entendimento do problema, na qual é analisado o ambiente onde está inserido, e são identificadas as possíveis situações que exigem decisão, através da busca detalhada e concisa de informações, para que a decisão seja tomada de maneira segura e precisa. É necessário saber qual o contexto de decisão, onde se pretende uma descrição exaustiva (VILLELA, 2009), (SCHMIDT, 1995) (BANA, 2013).

M-MACBETH 3.2.0 designa por “opção”, qualquer opção ou alternativa de decisão. Uma opção é por definição, um meio para alcançar fins. Portanto, uma boa tomada de decisão requer que se comece por pensar no que se pretende obter, isto é, sobre quais pontos de vista de interesse para a avaliação, em cada contexto específico. “A estruturação em árvore (ou árvore de valores)” permite visualizar de forma organizada os aspectos importantes do problema, como os pontos de vista dos envolvidos na análise, as alternativas ou as opções existentes, melhora a comunicação entre os interessados, torna mais compreensível o que está em análise no processo de decisão, permite esclarecer convicções e seus fundamentos, permite que os envolvidos entendam os compromissos que serão assumidos, uma vez selecionada a alternativa. Além disso, a estrutura em árvore facilita o trabalho de operacionalizar os pontos de vista dos envolvidos durante o uso do M-MACBETH 3.2.0. Assim, a árvore de pontos de vista não é o objetivo final do trabalho, mas sim, um instrumento que vai ser utilizado pelo M-MACBETH 3.2.0 no processo de tomada de decisão.

Uma função de valor é construída comparando os níveis de desempenho nos critérios, que podem ser quantitativos ou qualitativos. A função de valor permitirá converter as performances das opções em pontuações, e que as performances das opções sejam descritas tanto de forma quantitativa, quanto de forma qualitativa.

O Capítulo 3, que trata da metodologia, descreve detalhadamente como usar o M-MACBETH 3.2.0, e ilustra o método com uso de figuras geradas em uma das avaliações realizadas neste trabalho.

2.16.5 Trabalhos científicos usando o método MACBETH

O método MACBETH tem sido aplicado em vários setores em problemas de priorização, seleção, alocação de recursos, avaliação de desempenho e gestão de conflitos, tanto em contextos públicos como privado, em diversos campos de pesquisas que inclui agricultura, educação e ensino, esportes, informática e desenvolvimento de softwares, indústria, meio ambiente, militar, saúde, transportes aéreos, marítimos e serviços (BANA, 2013).

Além disso, o MACBETH tem evoluído através de pesquisas teóricas conduzidas sobre ele, e também através de numerosas aplicações práticas em vários contextos de decisão (VILLELA, 2009).

A pesquisa identificou vários trabalhos relacionados com avaliação de tecnologias, tema dessa dissertação. Dentre os trabalhos identificados, que são muitos, foram destacados os seguintes casos:

- **Evaluation of Power Plants Technologies Using Multicriteria Methodology Macbeth** (ANDRADE, 2015).

Em (ANDRADE, 2015), foi feita a avaliação de tecnologias de usinas de geração de energia usando o método MACBETH, para avaliar a atratividade da energia solar fotovoltaica, eólica, hidroelétrica, geotérmica, biomassa, carvão, gás natural e nuclear. Para avaliar estas alternativas, ele considerou as dimensões econômicas, técnica, ambiental e social, e os seguintes indicadores como critério de avaliação:

- Dimensão econômica - custo nivelado e custo do investimento.
- Dimensão técnica - eficiência líquida da geração e fator de capacidade.
- Dimensão ambiental - emissão de CO_2 e externalidades.
- Dimensão social - geração de empregos e disponibilidade do combustível.

Da avaliação de (ANDRADE, 2015), resultou em um “*Ranking*”, com pontuações de referência ou escala de [0 a 100] pontos, no qual a alternativa hidrelétrica teve a maior atratividade com 98,33 pontos, seguida da energia eólica com 82,08 pontos; a alternativa geotérmica obteve 78,48 pontos, ficando em terceira posição no “*Ranking*”; a alternativa solar fotovoltaica ocupou a quarta posição, com 63,47 pontos, enquanto que, as usinas a carvão ficaram na oitava e última posição com apenas 3,2 pontos.

- **Evaluation of Renewable Energy Alternatives Using MACBETH and Fuzzy AHP Multicriteria Methods** (ERTAY, 2013).

(ERTAY, 2013) fez várias avaliações das fontes de energias renováveis da Turquia, usando os métodos de MACBETH e AHP.

Em (ERTAY, 2013), foram feitas avaliações das fontes alternativas de energias renováveis usando os métodos de MACBETH e o AHP, usando como alternativas as fontes de energia solar, eólica, biomassa, hidrelétrica e geotérmica.

No contexto da Turquia, (ERTAY, 2013) considerou importante considerar os aspectos econômicos, tecnológicos, ambientais e sócio-políticos, cuja árvore de critérios possibilitava o uso de dezesseis indicadores de critérios.

Em uma das análises, na qual (ERTAY, 2013) considerou aspectos tecnológicos, representados pelos indicadores de risco e viabilidade, continuidade operacional, confiabilidade, prazo de implantação, know-how local, a avaliação de MACBETH resultou que na seguinte ordem de atratividade: eólica > solar > biomassa > geotérmica > hidrelétrica.

Em uma segunda análise, na qual (ERTAY, 2013) considerou aspectos ambientais, que estão representados na árvore de critérios, pelos indicadores de emissões de poluentes, uso da terra e necessidade de disposição de resíduos, a avaliação de MACBETH resultou que na seguinte ordem de atratividade: eólica > solar > biomassa > geotérmica > hidrelétrica, ou seja, foi obtido o mesmo resultado da primeira avaliação.

Na terceira, na qual (ERTAY, 2013) considerou aspectos sócio-políticos, que estão representados na árvore de critérios, pelos indicadores de emissões de aceitação política, aceitação social, compatibilidade com a política nacional de energia a avaliação de MACBETH resultou que na seguinte ordem de atratividade: eólica > solar > biomassa > geotérmica > hidrelétrica, ou seja, foi obtido o mesmo resultado das duas primeiras avaliações.

Na última avaliação, na qual (ERTAY, 2013) considerou aspectos econômicos, que estão representados na árvore de critérios, pelos indicadores de valor econômico, disponibilidade de fundos e custo de implantação (valor do investimento), a avaliação de MACBETH resultou que na seguinte ordem de atratividade: eólica > solar > biomassa > geotérmica > hidrelétrica, ou seja, foi obtido o mesmo resultado das demais avaliações.

Segundo (ERTAY, 2013), o resultado obtido usando o método AHP, na seguinte ordem de atratividade eólica > solar > biomassa > geotérmica > hidrelétrica.

Por fim, (ERTAY, 2013) conclui, afirmando que as avaliações feitas pelos métodos MACBETH e AHP deram a mesma ordem de classificação de alternativas de energia, mesmo que os dois métodos sejam baseados em diferentes abordagens de avaliação. Esse resultado fará com que os tomadores de decisão, tomem decisões mais confiáveis e confiantes na seleção de uma alternativa energética. E que se, os resultados tivessem dado resultados

diferentes, os tomadores de decisão precisariam de uma análise mais profunda examinando as fontes das diferenças.

- **An MCDA Approach for Evaluation Hydrogen Storage System for the Future Vehicles** (MOUSSEAU, 2012).

Em (MOUSSEAU, 2012), foi feita a avaliação de tecnologias de armazenamento de Hidrogênio no interior de veículo, no âmbito do projeto europeu denominado de “*STORHY*” (*Hydrogen Storage Systems for Automotive Application*). Nessa avaliação foram consideradas quatro alternativas: o sistema SAT, estocagem de H_2 comprimido em vasos de pressão, estocagem criogênica, e estocagem sólida. Para avaliar estas alternativas, foram considerados os aspectos técnicos, representado pelos seguintes critérios e indicadores: volume do sistema em (l), massa de Hidrogênio a ser estocada em (kg), tempo de reabastecimento (minutos), taxa de perda de Hidrogênio em (g/h.km) e conformidade do sistema (qualitativo). Nas referências dos critérios, foram definidos que: o volume aceitável seria 150 litros e o satisfatório seria 80 litros. Fazendo isso, o MACBETH 3.2.0 atribui o ponto “zero” da escala em 150 e atribui o limite da escala em 80 litros. Valores fora dessa faixa, pontuam negativamente. Os valores das performances de cada sistema foram inseridos no código computacional e feitos os julgamentos, seguindo as preferências do decisor. Ao final da avaliação, resultou que a alternativa mais atrativa, foi a “estocagem criogênica”.

Segue uma lista de outros trabalhos publicados, que usaram o método MACBETH.

- O MACBETH como ferramenta MCDA para o Benchmarking de Aeroportos (BRAZ, 2011).
- Using MACBETH Method for Technology Selection Production Environment (TOSUN, 2017).
- Integration MACBETH and COPRAS Methods to select air compressor for a textile company (KUNDAKCI, 2016).
- A Facility Layout Selection using MACBETH (KARADE, 2014).
- Supporting Multi criteria Decisions with MACBETH Tools: Selection Brawnfield development actions (RICARDO MATEUS, 2016).
- An MCDA Approach for Evaluation Hydrogen Storage System for the Future Vehicles (MOUSSEAU, 2012).
- Using the MACBETH Method to improve the scenario analysis tool PESTEL in large civil construction projects (LEITE, 2017).

- Decision Support Methodology for Local Sustainable Energy Planning (NEVES, 2012).
- A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development (KUMARA, 2019).

Em (VILLELA, 2009) constam várias aplicações práticas da abordagem MACBETH, que estão listadas abaixo:

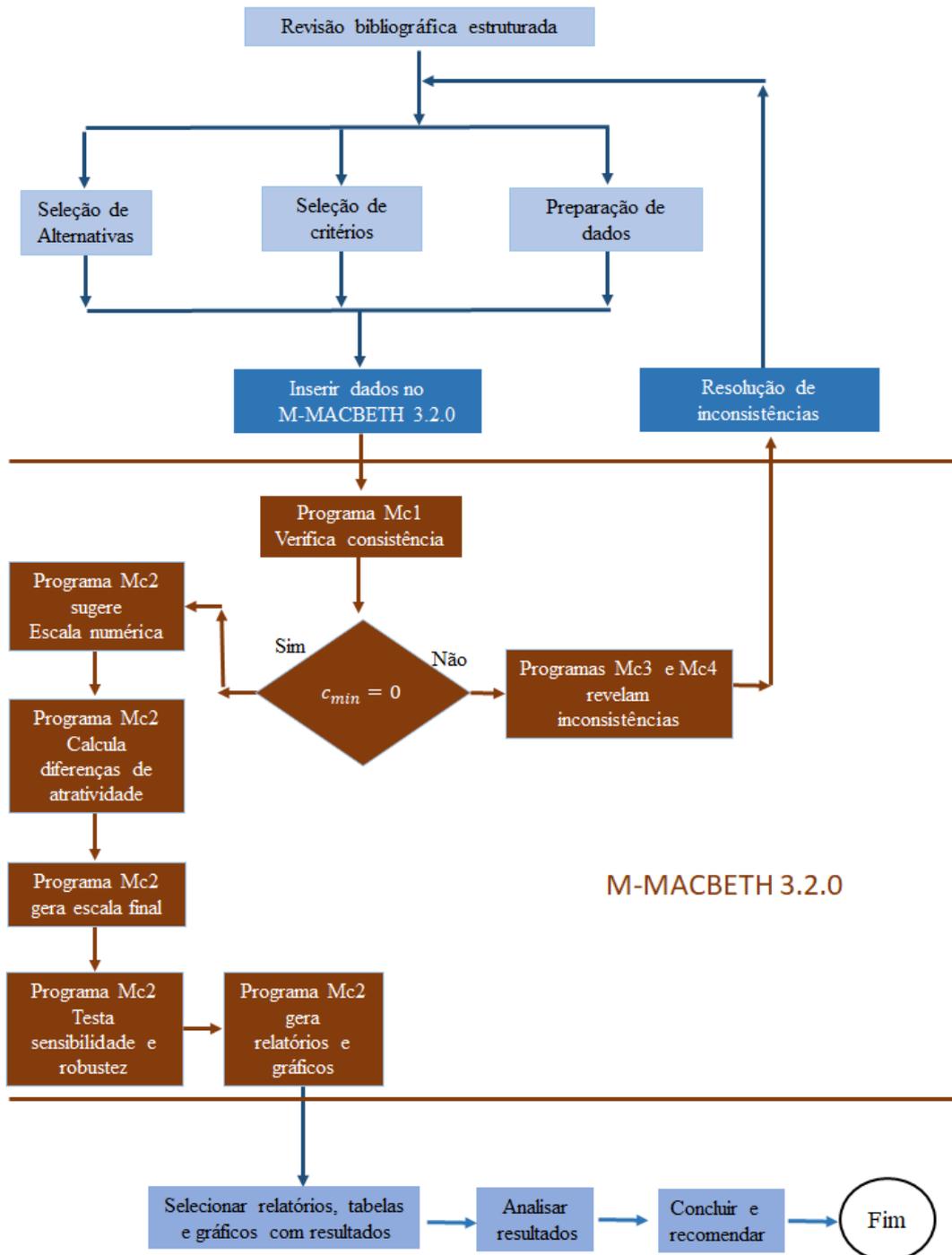
- Desenvolvimento de modelos para avaliação de propostas em uma companhia portuguesa de transmissão de energia elétrica.
- Priorização de projetos de hidrelétricas sob a ótica social.
- Construção de índices de Qualidade Total para a companhia de gás de Lisboa.
- Avaliação de desempenho de gestão centralizada de estoque da Petrobras.
- Atribuição de recursos para a construção de novas estradas intermunicipais da Região de Lisboa.
- Avaliação de propostas em concursos públicos.
- Apoio à escolha de carreiras profissionais.
- Construção de um índice de avaliação de desempenho institucional.
- Elaboração de um índice de capacidade empreendedora em empresas de base tecnológica.
- Geração de um índice de Qualidade de Vida na Organização empresarial.
- Construção de um índice multicritério de bem-estar social rural em um município da região amazônica.
- Proposição de um índice de produção para bibliotecas.
- Avaliação de incidências ambientais de medidas de controle de cheias em Ribeira do Livramento.
- Avaliação de projetos mecânicos de aero design.
- Resolução de conflitos em projetos de software.
- Análise da presença e/ou visibilidade da Universidade Federal Fluminense.
- Uso de Metodologia Multicritério na avaliação de municípios do Paraná com base no Índice de Desenvolvimento Humano Municipal.
- Concepção de novas ligações ferroviárias.
- Avaliação de estratégias militares.
- Análise política de alocação de recursos.
- Desenvolvimento de Planos Estratégicos.
- Avaliação de capacidade de competição de empresas têxteis.

- Modelagem quantitativa de *Crédit Scoring*.
- Avaliação de incidências ambientais de medidas de controle de cheias.
- Construção de “matriz de custos” de um modelo de afetação para gestão de *stands* de aeronaves.

3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho está resumida no fluxograma da Figura 3.1 e será detalha ao longo deste capítulo.

Figura 3.1 Fluxograma da metodologia usada neste trabalho



Fonte: Adaptado de (BANA, 2005)

A metodologia, conforme descrito na Figura 3.1, é construída em três partes: a) uma revisão bibliográfica estruturada, com foco nos conceitos teóricos sobre os aspectos energéticos dos processos de produção de Hidrogênio, processos de produção de energia elétrica, indicadores de desempenho dos processos e sobre o método MACBETH; b) uso do método MACBETH; e c) análise de resultados das avaliações realizadas, com uso de tabelas, relatórios e gráficos disponibilizados pelo M-MACBETH 3.2.0. Nas próximas seções serão detalhadas cada uma delas.

3.1 Revisão estruturada da literatura

A revisão estruturada da literatura foi escolhida por ser sistemática e organizada, o que permite ser conduzida de acordo, e especificamente, com o que a pergunta da pesquisa pretende responder e por ser sintética e sumária, na medida em que possibilita que os resultados sejam agrupados de forma estruturada e organizada visando sintetizar as evidências relacionadas às perguntas e aos problemas da pesquisa.

Neste contexto, foram realizadas buscas visando encontrar as respostas para as perguntas da pesquisa, possibilitando:

- Descrever a produção de Hidrogênio através da eletrólise alcalina da água, e os aspectos energéticos do processo, conforme está descrito em detalhes nas seções 2.1 e 2.2 do Capítulo 2.
- Identificar e descrever o estado da arte dos eletrolisadores alcalinos, das plantas de eletrólise e dos sistemas de Hidrogênio, conforme está descrito em detalhes na seção 2.3 do Capítulo 2.
- Identificar, selecionar e descrever as alternativas energéticas existentes no Brasil, conforme estão detalhados em seções, começando na seção 2.4 e terminando na seção 2.13, do Capítulo 2.
- Identificar os indicadores de performance das alternativas selecionadas, que serão utilizados nas avaliações de atratividade propostas neste trabalho, conforme está descrito na seção 2.14 do Capítulo 2.
- Identificar alguns métodos multicritério de apoio a análise de decisão, que resultou na escolha do método MACBETH, conforme descrito no Capítulo 1. Além disso, permitiu descrever o método, conforme está na seção 2.16 do Capítulo 2.

- E por fim, a pesquisa bibliográfica estruturada permitiu identificar e calcular os desempenhos dos indicadores selecionados para serem usados como critérios de avaliação para o M-MACBETH 3.2.0, que compõem o material da pesquisa apresentado o Capítulo 4.

3.2 Uso do M-MACBETH 3.2.0

Esta é a segunda parte da metodologia, e trata uso do método MACBETH, através do código M-MACBETH 3.2.0, que está representado na parte central da Figura 3.1. O uso do método consiste basicamente em fazer operar adequadamente os programas computacionais Mc1, que verifica a consistência dos dados; Mc2, que sugere a escala numérica, calcula as diferenças de atratividade, gera a escala final com o “*Ranking*” de atratividades, testa a sensibilidade e robustez do método, e gera relatórios e gráficos; os códigos Mc3 e Mc4 revelam e resolvem as inconsistências de forma interativa com o usuário (BANA, 2005). Para fazer o M-MACBETH 3.2.0 e seus programas executarem as suas respectivas funções, são necessárias as seguintes ações:

- Seleção de alternativas.
- Seleção de critérios.
- Preparação dos dados de desempenho.
- Operação do código M- MACBETH 3.2.0.

3.2.1 Seleção de alternativas

Esta é a primeira ação do método MACBETH, e consiste em identificar e selecionar as alternativas que se queiram avaliar, que devem ser codificadas e inseridas no código computacional, para que seja construída a escala global ou termômetro MACBETH. Neste estudo, o termômetro global será denominado de “*Ranking*” de atratividade das alternativas.

As alternativas que foram selecionadas para avaliação da atratividade das fontes e das tecnologias de energia, objeto deste trabalho, são aquelas existentes e em uso no Brasil, identificadas e selecionadas com base na matriz elétrica brasileira e o BEN - Balanço Energético Brasileiro, tendo o ano de 2016 como referência. Estas alternativas foram estudadas em detalhes no capítulo 2, que tratou da revisão bibliográfica, e codificadas para inserção no M-MACBETH 3.2.0, conforme listagem que segue:

- (REDE) - Rede elétrica da concessionária local.
- (UHE) - Usinas Hidrelétricas.
- (PCH) - Pequenas Centrais Hidrelétricas.
- (CGH) - Micro Centrais Hidrelétricas.
- (NUCLEAR) - Usina Nuclear.
- (UTE - CARV) - Usina Termelétrica a carvão mineral.
- (UTE - GN) - Usina Termelétrica a gás natural.
- (UTE - OIL) - Usina Termelétrica a óleo combustível.
- (UTE - DIES) - Usina Termelétrica a óleo diesel.
- (UTE - BIO) - Usina Termelétrica a biomassa.
- (EÓLICA) - Usina eólica.
- (EOL - REDE) - Híbrida Eólica e Rede elétrica da concessionária local.
- (FOTOVOLTAICA) - Usina solar fotovoltaica.
- (FOTO- REDE) - Híbrido Solar e Rede elétrica da concessionária local.

3.2.2 Seleção de critérios

Esta é a segunda ação do método MACBETH, que consiste em identificar e selecionar os critérios que serão inseridos no código computacional, para subsidiar os julgamentos, as comparações e medições de diferenças de atratividades entre as alternativas consideradas.

Os critérios selecionados para as avaliações de atratividades das fontes e tecnologias de energia propostas para este trabalho foram descritos e justificados no Capítulo 2, agregando indicadores de sustentabilidade nas análises e tomada de decisão, e aqui estão codificados para serem inseridos no M-MACBETH 3.2.0 durante a construção das respectivas árvores de critérios.

- **Aspectos econômicos e financeiros**
 - (CAPITAL) - Capital a ser investido em uma usina em US\$/kW.
 - (CUSTO) - Custo nivelado da energia elétrica em US\$/MWh.
- **Aspectos ambientais**
 - (EMISSIONES) - Emissões de CO_2 na cadeia produtiva durante o ciclo de vida das fontes de energia em t- CO_2 /GWh.

- **Aspectos sociais**
 - (MORTALIDADE) - Taxa de mortalidade pelo uso da tecnologia de energia (mortes/TWh).
- **Aspectos tecnológicos**
 - (EFICIÊNCIA) - Eficiência energética das tecnologias (%).

3.2.3 *Preparar os dados de desempenho*

Esta é a terceira ação do método MACBETH, e consiste em preparar os dados de desempenho que foram levantados para todos e critérios e todas as alternativas consideradas, para serem inseridos no MACBETH.

Nas avaliações feitas neste trabalho, os dados foram levantados e têm basicamente duas origens: a) da coleta direta, através da revisão bibliográfica, e b) de cálculos, usando dados e equações da revisão bibliográfica. Estes dados estão detalhados no Capítulo 4, que trata do material da pesquisa e consolidados nas Tabelas 4.9, 4.10 e 4.16.

3.2.4 *Operação do código M-MACBETH 3.2.0*

Esta é a quarta e a mais demorada ação do método MACBETH, pois consiste em operar o código computacional M-MACBETH 3.2.0, e consiste na inserção das alternativas; inserção dos critérios; inserção dos dados de desempenho; interação com o código computacional, resolução de inconsistências; seleção de tabelas, relatórios e gráficos; análise de sensibilidade; e por fim, fazer a avaliação de robustez dos resultados obtidos.

Os próximos itens estão relacionados com a operação do código computacional M-MACBETH 3.2.0, e estão detalhados e ilustrados com itens de uma das avaliações realizadas durante o desenvolvimento de trabalho, de forma a possibilitar a replicação dos resultados obtidos nesta dissertação ou ser usado em outros trabalhos.

3.2.4.1 *Inserção das alternativas energéticas no M-MACBETH 3.2.0*

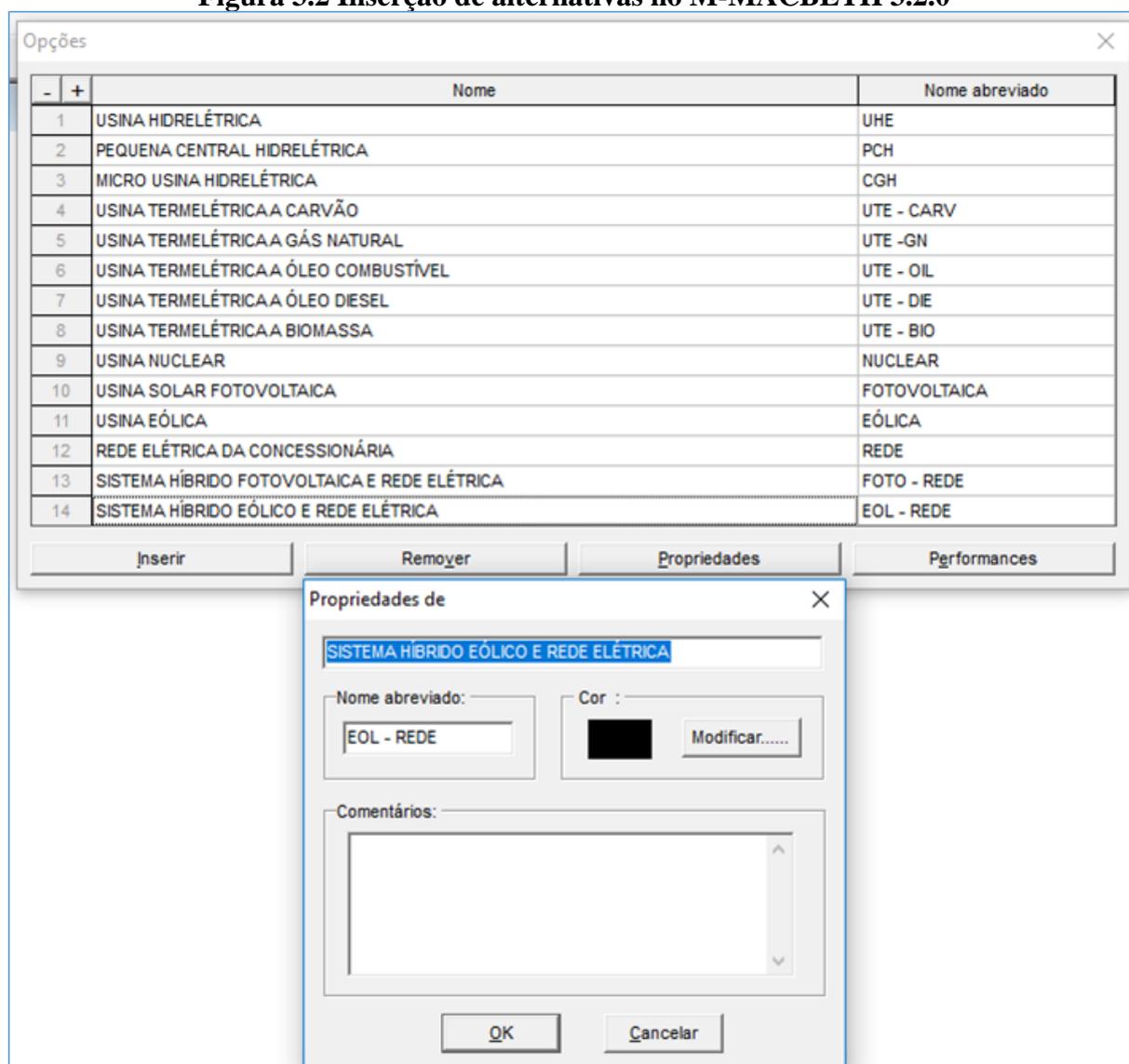
A inserção das alternativas é a primeira atividade a ser feita quando se opera o M-MACBETH. O caminho consiste nos seguintes passos (BANA, 2005):

- 1) Selecionar opções.

- 2) Selecionar definir.
- 3) Selecionar inserir.
- 4) Escrever o nome da alternativa no campo “opção”.
- 5) Inserir o código da alternativa no campo “nome abreviado”.
- 6) Selecionar inserir.
- 7) Fechar o quadro “opções”, e fim.

Na Figura 3.2 estão ilustrados esses passos com a inserção das alternativas energéticas para uma das avaliações executadas neste trabalho.

Figura 3.2 Inserção de alternativas no M-MACBETH 3.2.0



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

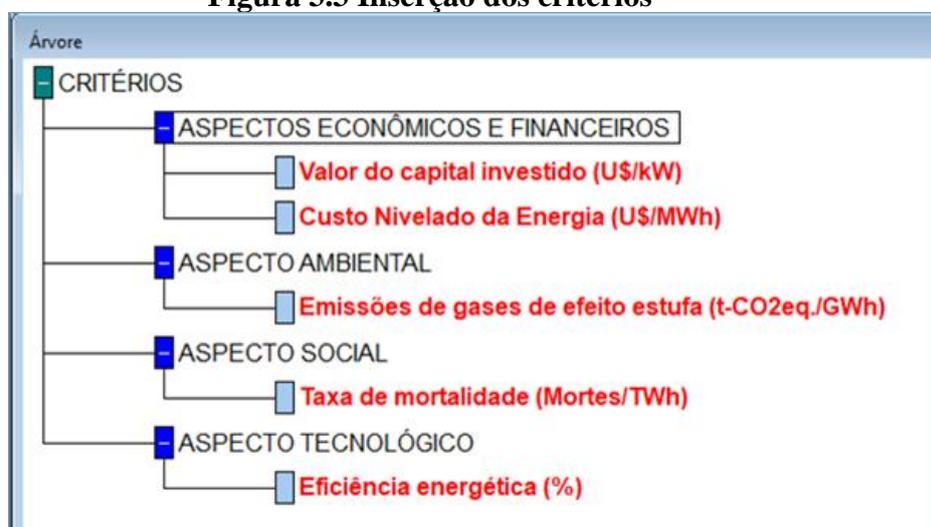
3.2.4.2 Inserção dos critérios no M-MACBETH 3.2.0

A inserção dos critérios é a segunda atividade a ser feita quando se opera o M-MACBETH. O caminho consiste nos seguintes passos (BANA, 2005):

- a) Selecionar o botão direito do mouse em ARVORE/CRITÉRIOS.
- b) Selecionar acrescentar um nó.
- c) Digitar o nome do critério no campo “nome”.
- d) Digitar o nome abreviado no campo “nome abreviado”.
- e) Sendo um nó não critério, selecionar “OK”, e fim.
- f) Sendo um nó critério, selecionar “níveis quantitativo de desempenho”.
- g) Digitar o nome do indicador no campo “indicador”.
- h) Digitar o código do critério no campo “abreviados”.
- i) Digitar a unidade do indicador em “unidade”.
- j) Selecionar primeira linha do campo “nível quantitativo”, e digitar o início da escala.
- k) Selecionar segunda linha do campo “nível quantitativo”, e digitar o fim da escala
- l) Selecionar linha 1, e selecionar nível superior, que corresponde à melhor performance.
- m) Selecionar linha 2, e selecionar nível inferior, que corresponde à pior performance.
- n) Selecionar “OK”.
- o) Selecionar fechar, e fim.

Ao final do último nó cadastrado têm-se os critérios cadastrados, a árvore de critérios construída, e as referências da escala cadastradas, que estão apresentadas nas Figuras 3.3 e 3.4, respectivamente.

Figura 3.3 Inserção dos critérios



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Figura 3.4 Inserção das referências dos critérios


Referências globais	Capital	Custo	Emissões	Mortalidade	Eficiência
[Capital]	325.48	11.65	26	3	63
[Custo]	3708	139.22	888	41000	19.9
[Mortalidade]					
[Emissões]					
[Eficiência]					
[tudo inf.]					

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

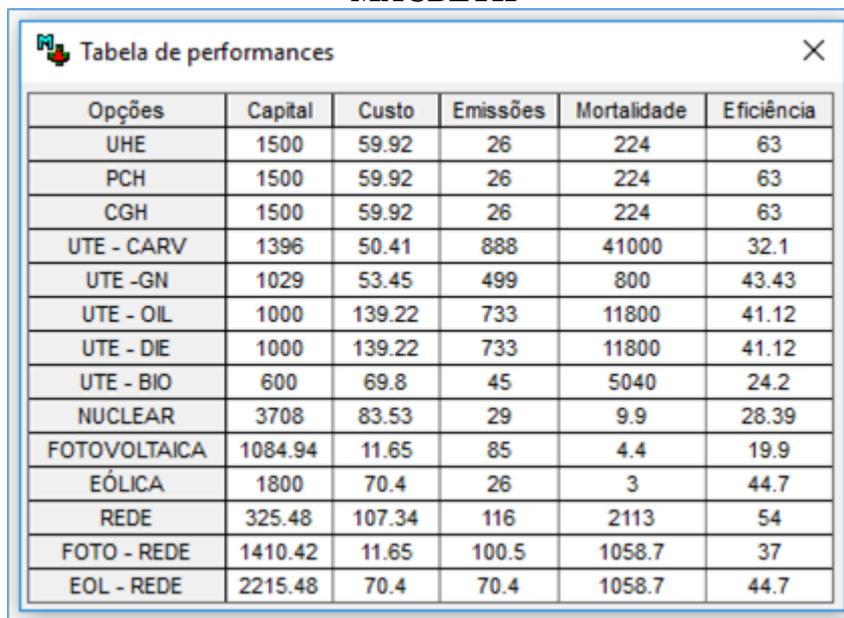
3.2.4.3 *Inserção dos dados de desempenho no M-MACBETH 3.2.0*

Com as alternativas e os critérios cadastrados no M-MACBETH 3.2.0, e os dados de desempenho prontos, é então possível criar a matriz de desempenho. Segundo (BANA, 2005), inserção de indicadores de desempenho é realizada seguindo os seguintes passos:

- Selecionar “tabela de desempenho”. O M-MACBETH 3.2.0 mostrará uma Tabela ou matriz, com 14 linhas (as alternativas energéticas) e 5 colunas (os critérios), sem nenhum dado.
- Selecionar um campo (1 linha x 1 coluna).
- Inserir o dado correspondente.
- Selecionar OK.
- Repetir os passos b), c) e d) até que toda a tabela de desempenho esteja completamente preenchida.
- Fechar a tabela de desempenho, e fim.

Na Figura 3.5 são apresentados os dados de desempenhos de alternativas consideradas em uma das avaliações de atratividade de alternativas energéticas realizadas neste trabalho, como ilustração.

Figura 3.5 Inserção de dados de desempenho das alternativas energéticas no MACBETH



Opções	Capital	Custo	Emissões	Mortalidade	Eficiência
UHE	1500	59.92	26	224	63
PCH	1500	59.92	26	224	63
CGH	1500	59.92	26	224	63
UTE - CARV	1396	50.41	888	41000	32.1
UTE -GN	1029	53.45	499	800	43.43
UTE - OIL	1000	139.22	733	11800	41.12
UTE - DIE	1000	139.22	733	11800	41.12
UTE - BIO	600	69.8	45	5040	24.2
NUCLEAR	3708	83.53	29	9.9	28.39
FOTOVOLTAICA	1084.94	11.65	85	4.4	19.9
EÓLICA	1800	70.4	26	3	44.7
REDE	325.48	107.34	116	2113	54
FOTO - REDE	1410.42	11.65	100.5	1058.7	37
EOL - REDE	2215.48	70.4	70.4	1058.7	44.7

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

3.2.4.4 Interagir com o M-MACBETH 3.2.0

Uma das características do M-MACBETH 3.2.0 é a interatividade do analista com o programa, que permite que todas as janelas de *output* possam ser usadas de forma interativa com quaisquer janelas de *input*, permitindo interações em consequências dos resultados advindos de alterações de julgamentos, performances, pontuações ou pesos. A seguir são detalhados os principais passos que permitem ao analista interagir de forma eficaz com o código computacional, de forma a proporcionar melhores avaliações de atratividade.

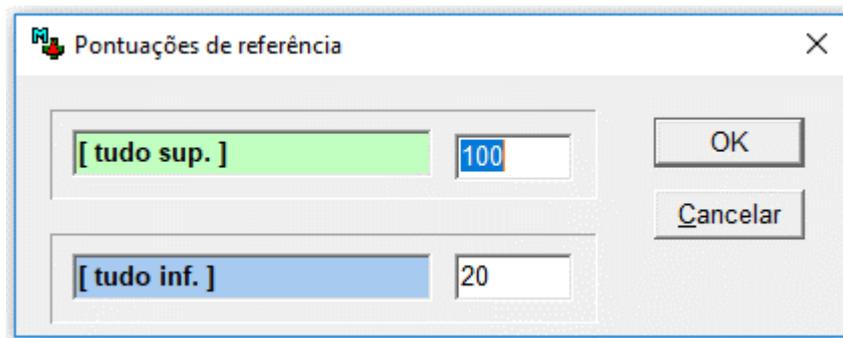
Uma vez cadastradas as alternativas consideradas, cadastrados os critérios e inseridas as performances dos critérios, o programa gera várias janelas, dentre elas a de pontuação, ponderação, julgamentos e validação dos critérios, que serão detalhadas nos próximos itens.

3.2.4.4.1 Interagir com o M-MACBETH 3.2.0 para definir as pontuações de referência

No menu principal, o M-MACBETH disponibiliza a opção definição de pontuações de referências, que será utilizada como limites para cálculo da escala global ao final das avaliações e como referências para transformar as performances numéricas reais das alternativas consideradas, para a escala MACBETH, mostrando a janela apresentada na Figura 3.6.

Nos casos avaliados neste estudo, foi considerada a escala de [20 a 100], considerando que a pior performance de cada critério deve receber a nota 20, a melhor performance nota 100, e as demais performances pontuadas de acordo com o algoritmo do programa.

Figura 3.6 Pontuações de referência.



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

3.2.4.4.2 Interagir com o M-MACBETH 3.2.0 fazendo ponderações, julgamentos e validando a matriz de julgamentos dos critérios

Segundo (BANA, 2005), as operações de ponderação, julgamento e validação da matriz de julgamentos de critérios são realizadas seguindo os passos:

- a) Selecionar ponderação.
- b) Selecionar julgamentos.
- c) Comparar cada par de critérios, selecionando uma opção ou um valor no “menu” disponível. A opção selecionada informa ao M-MACBETH 3.2.0, qual é a relação de preferência ou o “Ponto de Vista” do analista sobre os critérios. No caso em estudo, foi selecionada a opção “muito-fraca”, para que o M-MACBETH 3.2.0 entenda que no ponto de vista do analista, não existe preferência do analista por nenhum dos critérios utilizados, permitindo que a avaliação seja somente com base nos dados considerados.
- d) Repetir a operação c), descrita anteriormente, até que toda a matriz de julgamento esteja completa.
- e) Observar e testar consistência, selecionar a opção do canto inferior esquerdo.
- f) Se a resposta do M-MACBETH 3.2.0 indicar julgamentos consistentes, selecionar OK.

- g) Se a resposta do M-MACBETH 3.2.0 indicar julgamentos inconsistentes, ele faz recomendações que devem ser atendidas até que as inconsistências sejam resolvidas, e em seguida selecionar no botão OK.
- h) Após as interações, selecionar fechar janela, e fim.

Nas ponderações dos três casos avaliados nessa dissertação, considerando que não existem preferências por nenhum dos critérios e que a decisão seja tomada somente com base no algoritmo do modelo, adotou-se nas ponderações que as diferenças entre os critérios são “muito fracas”. Porém, o analista pode expressar a diferença de atratividade entre cada par de critérios, numa escala que considera as opções “muito fraca”, “fraca”, “moderada”, “forte”, “muito forte” e “extrema”, expressando assim, a sua preferência entre pares de critérios. Ao final, o programa avalia se as ponderações são consistentes ou não. No caso de inconsistências, ele informará as ações necessárias para resolvê-las, conforme descrito na seção que trata de resolução de inconsistências.

Na Figura 3.7 é mostrada a matriz de julgamento dos critérios da avaliação das alternativas energéticas, como ilustração.

Figura 3.7 Matriz de julgamentos de critérios

	[Custo]	[Capital]	[Mortalidade]	[Emissões]	[Eficiência]	[tudo inf.]	
[Custo]	nula	mt. fraca	mt. fraca	mt. fraca	mt. fraca	positiva	extrema
[Capital]		nula	mt. fraca	mt. fraca	mt. fraca	positiva	mt. forte
[Mortalidade]			nula	mt. fraca	mt. fraca	positiva	forte
[Emissões]				nula	mt. fraca	positiva	moderada
[Eficiência]					nula	positiva	fraca
[tudo inf.]						nula	mt. fraca
							nula

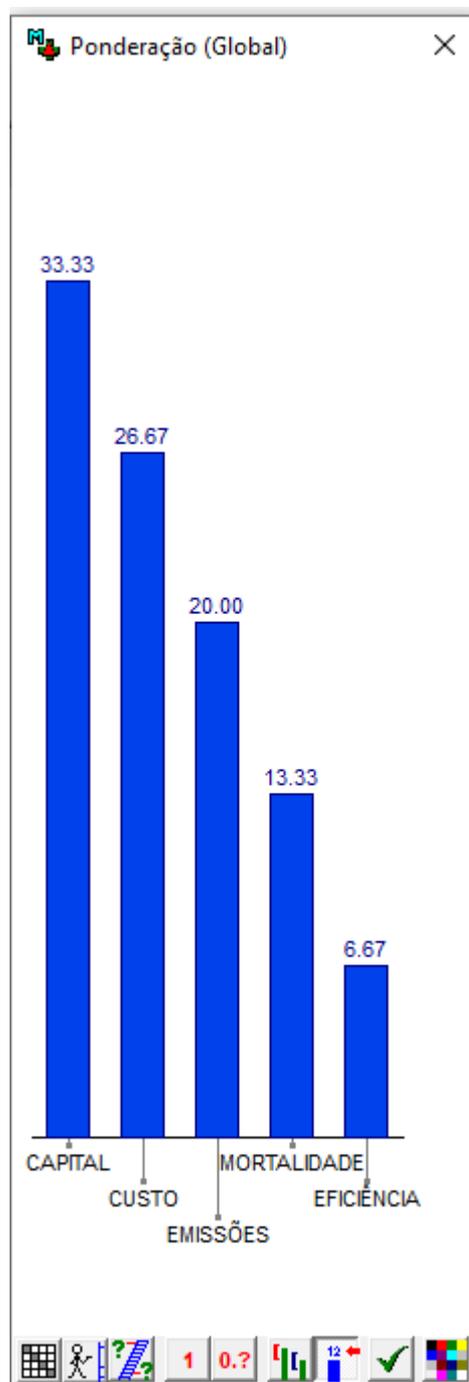
Julgamentos consistentes

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Uma vez concluídas as ponderações dos critérios e julgadas consistentes, o programa cria a escala e abre várias janelas que precisam ser validadas ou alteradas pelo analista, dentre elas a escala cardinal, a escala MACBETH e os pesos de cada critério. Uma vez validadas todas as janelas pelo analista, o código computacional avalia a consistência dos julgamentos e, sendo consistentes, libera vários “ícones” no rodapé da janela em uso.

Na Figura 3.8 são mostrados, a título de ilustração, os pesos dos critérios gerados pelo programa para os julgamentos mostrados validados anteriormente na Figura 3.7.

Figura 3.8 Pesos dos critérios



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Caso o analista não concorde com os pesos sugeridos pelo código MACBETH 3.1.0, ele pode sugerir uma nova escala de acordo com as suas preferências, porém isso resulta em

uma nova matriz de ponderação de critérios, que precisa ser avaliada e validada, e passar nas avaliações de consistência do algoritmo. Nos casos em estudo neste trabalho, os pesos MACBETH, foram validados sem nenhuma alteração, pois como premissa, não existem preferências por nenhum dos critérios.

Porém, caso o analista e o decisor queiram expressar suas preferências por alguns dos critérios, eles podem expressar de duas formas: na matriz de julgamentos ou na distribuição de pesos.

Na matriz de julgamentos, para cada par de critérios, deverá ser informada suas preferências, com sendo nula, muito fraca, fraca, forte, muito forte ou extrema, permitindo várias combinações dois a dois. Dessa forma, caso o analista informe ao código computacional, que têm preferência nula por todos os pares de critérios, a resposta resulta, que todos os critérios terão pesos iguais. Como nos casos estudados aqui, foram definidos cinco critérios, cada um dele teria peso de 20%. Da mesma forma, se o analista informar ao M-MACBETH 3.2.0, que tem preferência, mesmo que modera, pelo critério eficiência em relação ao capital, os pesos passariam a ser 33,29% para eficiência, 23,53% para custo, 17,5% para emissões, 17,5% para mortalidade e 5,88% para capital.

Para expressar suas preferências diretamente na distribuição de pesos, o analista inputará os pesos preferidos diretamente em uma janela específica do M-MACBETH 3.2.0, que é liberada logo após as ponderações feitas após a realização das ponderações, julgamentos e validações. Da mesma forma, o M-MACBETH 3.2.0 avaliará as inconsistências e solicitará validação do analista.

Por fim, foi adotado nas avaliações deste trabalho, que as preferências adotadas para cada par de critério é “muito franca”, e assim, o M-MACBETH 3.2.0, definirá os pesos dos critérios, sem beneficiar ou prejudicar nenhuma das alternativas consideradas.

3.2.4.4.3 Interação com o M-MACBETH 3.2.0 fazendo ponderações, julgamentos e validando escala

Segundo (BANA, 2005), as operações de ponderação, julgamento e validação de critérios são realizadas seguindo os passos:

- a) Na “Árvore de critérios”, selecionar o primeiro critério, usando o lado direito do mouse.
- b) Selecionar julgamentos.
- c) Selecionar uma das opções do “menu” disponível. No caso em estudo foi selecionada a opção “extrema” para todos os critérios, indicando o uso da escala de [20 a 100].

- d) Avaliar e validar todas as informações disponíveis no “menu” disponibilizado na parte inferior.
- e) Fechar todas as janelas que estão abertas.
- f) Selecionar OK.
- g) Repetir as operações a), b), c), d), e) e f) para todos os critérios.
- h) Verificar se o M-MACBETH 3.2.0 liberou o Termômetro Global. Se, SIM, a avaliação está completa, e o “Ranking” e os demais relatórios já estão disponíveis.
- i) Fechar a janela, e fim.

Nas ponderações dos casos avaliados neste trabalho, foi considerada a opção “extrema”, para que todos os critérios tenham a escala [20 a 100]. Considerando, assim, a pior performance de cada escala recebe 20 pontos, enquanto que o melhor valor de performance recebe 100 pontos. O valor da diferença entre os dois extremos da escala vale 80 pontos, onde serão pontuados os valores dos demais critérios por interpolação linear, criando assim escalas de intervalos. Na Figura 3.9 é mostrada a validação da escala para o critério “Capital” para um dos casos em estudo.

Figura 3.9 Julgamento da escala para “Capital”



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

3.2.4.4.4 Resolução de inconsistências

À medida que cada julgamento é introduzido na matriz de julgamentos, o M-MACBETH 3.2.0 verifica automaticamente a sua compatibilidade com os julgamentos introduzidos previamente na matriz. Em casos de incompatibilidade, o próprio M-MACBETH 3.2.0, ajuda a resolver as inconsistências detectadas (BANA, 2005).

Na Figura 3.10 está exemplificada uma operação com inconsistência. Nestes casos, o analista deve ajustar os dados, ou propor nova ação, ou mudar a ação.

Figura 3.10 Resolução de inconsistências

Ponderação (Global)

	[CAPITAL]	[CUSTO]	[EMISSÕES]	[MORTALIDADE]	[EFICIÊNCIA]	[tudo inf.]	
[CAPITAL]	nula	mt. fraca	mt. fraca	mt. fraca	mt. fraca	positiva	extrema
[CUSTO]		nula	mt. fraca	mt. fraca	mt. fraca	positiva	mt. forte
[EMISSÕES]			nula	mt. fraca	extrema	positiva	forte
[MORTALIDADE]				nula	mt. fraca	positiva	moderada
[EFICIÊNCIA]					nula	positiva	fraca
[tudo inf.]						nula	mt. fraca
							nula

Julgamentos inconsistentes

Confirmação

Este julgamento é incompatível com os outros julgamentos. Quer confirmá-lo?

Sim Não

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Caso a ação seja confirmada com inconsistências, o M-MACBETH 3.2.0 pode sugerir novas ações até que todas elas sejam resolvidas (BANA, 2005), como mostrado na Figura 3.11.

Figura 3.11 Modificação de julgamento devido inconsistência

33

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Concluídas as ações detalhadas acima, o processo de avaliação está concluído, e então, o M-MACEBTH 3.2.2 libera tabelas, relatórios e gráficos, serão utilizados na análise de resultados, que será detalhada a seguir.

3.3 Análise de resultados

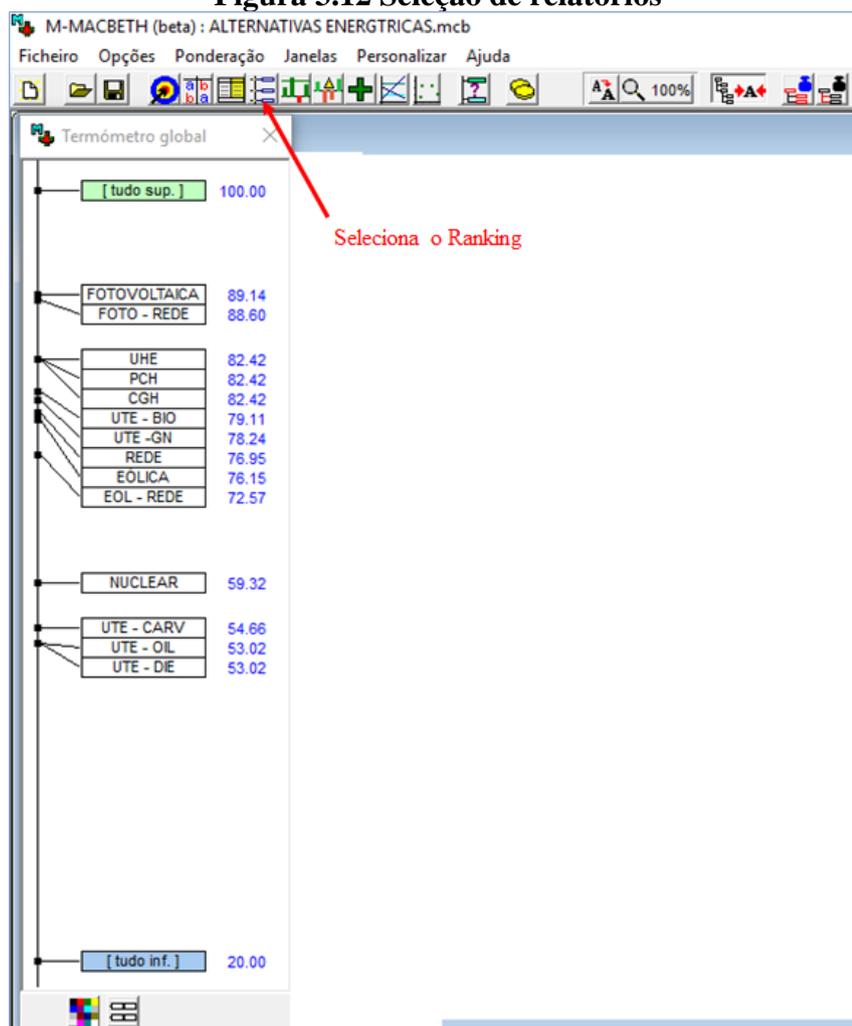
A análise de resultados é a última fase da metodologia empregada neste trabalho, e está mostrada na parte inferior da Figura 3.1, e consiste no uso das tabelas, relatórios e gráficos emitidos pelo M-MACBETH 3.2.0, para: a) avaliar as respostas do M-MACBETH 3.2.0 através do termômetro global; b) avaliar os pesos calculados e as curvas de sensibilidade aos pesos dos critérios; c) avaliar a sensibilidade aos valores de desempenhos, e d) fazer a avaliação de robustez com grau de incerteza de 1% e de 5%. O processo de análise de

resultados será detalhado nas próximas seções, porém, a análises dos resultados propostos para este trabalho, estão descritas no Capítulo 5, dessa dissertação.

3.3.1 Análise do Termômetro Global

Para se ter acesso ao termômetro global, deve-se selecionar o ícone indicado na Figura 3.12, no M-MACBETH 3.2.0.

Figura 3.12 Seleção de relatórios



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

O termômetro global é o “Ranking” esperado, cuja análise consiste em avaliar se o resultado emitido está coerente com os dados inseridos e na definição da posição relativa de cada alternativa, destacando aquela que é a mais atrativa.

Em seguida, é feita a análise dos pesos calculados pelo código computacional. Para se ter acesso aos pesos, basta selecionar ponderação e depois selecionar o gráfico de barras que aparece no menu disponibilizado.

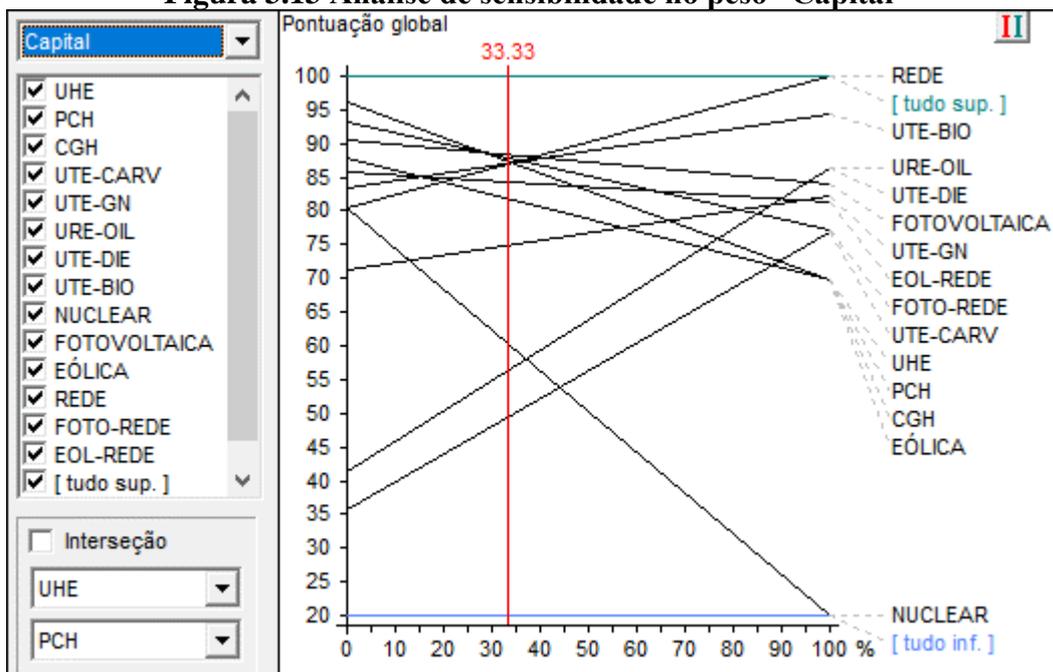
3.3.2 *Análise de sensibilidade*

Com os resultados apresentados no termômetro global e no gráfico dos pesos calculados, aceita-se, então para a análise de sensibilidades aos pesos. Esta análise permite avaliar, em que medida, as recomendações do modelo se alteram, ao variar o peso de um critério (mantendo as relações de proporcionalidade entre os restantes dos pesos), através do uso das curvas de sensibilidade gerados pelo código computacional. Para se ter acesso a essas curvas, serão seguidos os seguintes passos:

- a) Selecionar o ícone identificado por três retas no menu principal, na Figura 3.12. O M-MACBETH 3.2.0 mostrará a Figura 3.15, para análise.
- b) Selecionar o critério que pretende analisar.
- c) Para remover uma linha do gráfico, selecionar e desativar a opção.
- d) Para encontrar o peso correspondente à interseção das linhas de duas opções, ativar a opção interseção, e selecionar as duas opções pretendidas, no “menu” de texto.
- e) Se não houver interseção das duas linhas selecionadas, significa que uma das opções é sempre mais atrativa que a outra, independentemente do peso do critério.
- f) Quando a análise da curva selecionada estiver concluída, basta fechar a janela, e fim.

Na Figura 3.13 é mostrado o gráfico típico de análise de sensibilidade ao peso do critério “capital” para todas as alternativas analisadas em um dos casos estudados. Além disso, a interatividade do M-MACBETH 3.2.0 permite que o analista selecione quantas alternativas ele queira analisar, bastando desmarcar ou marcar as alternativas nos respectivos ícones. Por exemplo, caso o analista queira saber as coordenadas do ponto de interseção entre duas curvas de atratividade, basta selecionar duas alternativas nos dois “botões” localizados no canto inferior esquerdo e ativar a opção interseção. As coordenadas do ponto de interseção mostram (x =peso, y =*rating*); variações em x , acima desse ponto, resultam em alteração no posicionamento no “*Ranking*”.

Figura 3.13 Análise de sensibilidade no peso “Capital”



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

3.3.3 Avaliar a sensibilidade aos valores de desempenho

Durante o processo de análise, pode surgir necessidade de se fazer análise de sensibilidade aos valores dos indicadores inseridos no código computacional, para avaliar, em que medida, as recomendações do modelo se alteram, ao variar o valor de um ou mais indicadores, mantendo os valores dos demais indicadores. Neste caso, basta selecionar a opção indicada por “um alvo e uma seta” no menu principal, e em seguida alterar o valor e depois selecionar a opção termômetro global. Se os resultados dessas simulações resultarem em alguma conclusão, são então, reportadas no Capítulo 5.

3.3.4 Avaliar robustez

Às vezes, pode ter acontecido de se usar informação escassa, imprecisa ou incerta, então é útil, por isso, analisar que conclusões robustas se podem extrair do modelo para níveis variados de escassez, imprecisão, ou incerteza na informação, utilizando a função “análise de robustez” do M-MACBETH 3.2.0, como mostrado na Figura 2.14, onde:

- ▲ Representa uma situação de “dominância”, e assim uma opção domina outra opção, se for pelo menos tão atrativa quanto a outra em todos os critérios, e se for mais atrativa em pelo menos um dos critérios.

- + Representa uma situação de “dominância aditiva”, e assim uma opção domina aditivamente, outra opção se, para um determinado conjunto de restrições na informação, resultar sempre globalmente mais atrativa do que a outra opção.

Para verificar quais conclusões robustas se podem extrair do modelo, para níveis variados de informação de um determinado critério (local) ou de ponderação dos critérios (global), basta selecionar a opção “análise de robustez” ou selecionar o ícone (+) na barra de ferramentas.

Na Figura 3.14 está ilustrado, a título de exemplo, a robustez do resultado de uma das avaliações que foram realizadas neste trabalho, para um nível de incerteza global igual a 1,0%. Dessa figura é possível tirar várias conclusões, sendo “robusto” dizer que a alternativa FOTOVOLTAICA, é a mais atrativa, com um nível de incerteza de 1%, pois é a única que apresenta dominância ou dominância aditiva sobre todas as demais alternativas.

Figura 3.14 Análise de robustez a 1,0% de incerteza

	[todo sup.]	FOTOVOLTAICA	FOTO-REDE	UHE	PCH	COH	UTE-BIO	EOLICA	UTE-GN	EOLICA-REDE	NUCLEAR	UTE-CARVÃO	UTE-OIL	UTE-DESEL
[todo sup.]	=	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
FOTOVOLTAICA		=	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
FOTO-REDE			=	+	+	+	+	+	+	+	+	▲	+	+
UHE				=	=	=	?	+	+	▲	+	+	+	+
PCH					=	=	?	+	+	▲	+	+	+	+
COH						=	?	+	+	▲	+	+	+	+
UTE-BIO					?	?	?	=	+	+	+	+	+	+
EOLICA								=	+	▲	+	+	+	+
UTE-GN									=	+	+	▲	+	+
EOLICA-REDE										=	+	+	+	+
NUCLEAR											=	+	+	+
UTE-CARVÃO												=	+	+
UTE-OIL													=	=
UTE-DESEL														=
REDE														
[todo inf.]														

informação local			
	ordinal	MACBETH	cardinal
CAPITAL	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CUSTO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
EMISSIONES	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
MORTALIDADE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
EFICIÊNCIA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

informação global			
	ordinal	MACBETH	cardinal
	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
			±1%

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

4 MATERIAL DA PESQUISA

Este Capítulo apresenta “o material da pesquisa”, que é resultante de uma pesquisa bibliográfica estruturada, e está dividido em duas seções. A primeira apresenta os indicadores de performance das alternativas energéticas do Brasil, que poderão ser utilizada em um eventual programa de Hidrogênio. A segunda apresenta os indicadores de performances das tecnologias e combustíveis utilizados no setor automotivo brasileiro e do Hidrogênio.

Na seleção dos dados que compõem este “material da pesquisa” foram consideradas as seguintes restrições:

- a) Considerar apenas dados econômicos e financeiros de fontes de reconhecida credibilidade.
- b) Adotar dados de indicadores de desempenho constantes de uma mesma “base” para um mesmo indicador.
- c) Usar dados prontos, onde possível, evitando manipulação de dados e a conversão de unidades.
- d) Adotar os dados de produção de energia e de consumo de combustíveis reais, e de “base de dados” oficiais.
- e) Dar preferência aos dados teóricos esperados em casos de inexistência de dados reais ou na necessidade de estimativas.
- f) Usar as equações descritas na revisão bibliográfica para calcular a eficiência energética das tecnologias energéticas.

4.1 Indicadores de desempenho das alternativas energéticas

Esta seção tem como objetivo preparar os dados das performances das alternativas energéticas, que serão avaliadas pelo M-MACBET 3.2.0 na construção do “*Ranking*” da atratividade das alternativas energéticas brasileiras para um eventual programa de Hidrogênio, considerando os seguintes indicadores: a) valor do investimento em US\$/kW, necessário para implantar uma unidade de geração de energia elétrica, b) custo nivelado da energia produzida em US\$/MWh, c) taxa de emissões de CO_2 em $t-CO_2/GWh$ ao longo de toda a cadeia produtiva, d) taxa de mortalidade em mortes/TWh decorrente da emissão de poluentes de cada fonte de energia e, e) eficiência energética em (%) das tecnologias.

4.1.1 Capital investido

Este item apresenta os valores dos investimentos necessários para implantar cada uma das alternativas de geração de energia elétrica, que serão considerados como indicadores de desempenho do critério capital, de todas as alternativas energéticas consideradas na avaliação da atratividade das alternativas energéticas existentes no Brasil. Os dados utilizados neste indicador, na sua maioria, são citações diretas de estudos realizados pela Fundação Getúlio Vargas. O valor referente ao uso de energia elétrica da concessionária local foi estimado, enquanto que os sistemas híbridos eólica-rede, e fotovoltaica-rede foram calculados, resultando na Tabela 4.1, seguida de comentários que justificam os valores os valores considerados.

Tabela 4.1 Investimentos necessários

CAPITAL em U\$/kW				
	MENOR	MAIOR	Δ	FONTES
UHE	1.500,00	1.800,00	16,67	(FGV, 2013)
PCH	1.500,00	1.800,00	16,67	(FGV, 2013)
CGH	1.500,00	1.800,00	16,67	(FGV, 2013)
UTE-CAR	1.396,00	1.451,00	3,79	(FGV, 2013)
UTE-GN	1.029,00	1.200,00	14,25	(FGV, 2013)
UTE-OIL	1.000,00	1.000,00	0	(FGV, 2013)
UTE-DIE	1.000,00	1.000,00	0	(FGV, 2013)
UTE-BIO	600,00	600,00	0	(FGV, 2013)
NUCLEAR	3.708,00	4.210,00	11,92	(FGV, 2013)
FOTOVOLTAICA	1.084,94	1.108,13	2,09	(FGV, 2018)
EÓLICA	1.800,00	1.800,00	0	(FGV, 2013)
REDE	325,48	332,44	1,82	Estimado
FOTO-REDE	1.410,42	1.440,57	1,55	Calculado
EOL-REDE	2.125,48	2.132,44	0,28	Calculado

Fonte: Elaborado pelo autor.

Normalmente as usinas hidrelétricas exigem altos investimentos, pois envolvem a construção, os equipamentos, o desvio do rio, a formação do reservatório e o sistema de transmissão da energia. Além disso, outras decisões impactam diretamente no custo e na produtividade da usina, tais como a potência ou capacidade instalada, o tipo de turbina empregada, o tipo de barragem, o tamanho do reservatório, a altura da queda d'água, a vazão, o potencial hidráulico do rio, e o tipo de turbina. A barragem e o tamanho do reservatório determinam a capacidade da usina (FGV, 2013).

Já as usinas termelétricas exigem investimentos menores que as usinas hidrelétricas. Os maiores valores envolvidos são aqueles decorrentes da aquisição de equipamentos, construção da usina e da conexão com linha de transmissão mais próxima. Análises e estudos de implantação de usinas de geração de energia elétrica estimam que o valor de investimentos para implantar uma usina termelétrica no Brasil até o ano 2025 depende da tecnologia e do combustível utilizados (FGV, 2013).

O mesmo estudo indica que as usinas nucleares exigem investimentos elevados. Os maiores valores envolvidos são aqueles relacionados com aquisição de equipamentos, construção, aquisição de terrenos, e com os requisitos de segurança. Além disso, outras decisões têm impacto direto sobre o valor do investimento, tais como a potência da usina e o tipo de reator.

Dentre as alternativas de investimentos em sistemas de suprimento de energia elétrica para uma planta de eletrólise, a utilização da rede elétrica da concessionária é a alternativa mais econômica, pois serão evitados investimentos em equipamentos, instalações e obras de geração em energia elétrica. O valor do investimento a ser realizado corresponde ao custo da conexão no ponto de transferência de energia elétrica da concessionária para a carga, e isso inclui os investimentos em equipamentos tais como transformadores, disjuntores, seccionadoras, para-raios, painéis elétricos, estruturas e condutores elétricos. Este indicador foi estimado, como sendo equivalente a 30% do valor da alternativa de menor investimento dentre aquelas que operam em sistema híbridos, ou seja, solar e fotovoltaica. Como a opção mais atrativa é a usina fotovoltaica, multiplicou-se os valores mínimos e máximos de 1.084,94 US\$/kW (FGV, 2013) e 1.108,94 US\$/kW (FGV, 2013), respectivamente, resultando que o capital necessário para instalar o sistema de alimentação de energia elétrica de uma planta de eletrólise, a partir da rede elétrica da concessionária ficará na faixa de [324,48 a 332,44] US\$/kW, que serão considerados como valores de investimentos mínimo e máximo, respectivamente.

Assim, o valor do investimento necessário em um sistema de energia híbrido eólica-rede para alimentar uma planta de eletrólise, corresponde a soma do investimento necessário para implantar a usina fotovoltaica com o investimento necessário para a fazer a conexão com a rede elétrica da concessionária. Como o valor do investimento com a conexão é de 1800,00 US\$/kW (FGV, 2013), e o valor do investimento na conexão foi estimado com valores mínimos e máximos de [324,48 a 332,44] US\$/kW, resulta que o investidor terá que investir na usina eólica e na conexão com a rede elétrica, valores mínimos e máximos, de 2.123,00 US\$/kW e 2.129,00 US\$/kW, respectivamente.

Os mesmos estudos indicam que a implantação de usinas de geração de energia fotovoltaica realizados em (FGV, 2018), estimaram em agosto de 2018, que o valor dos investimentos para implantar uma usina desse tipo, depende do local onde será instalado. O menor valor foi de 4,21 R\$/W para usinas instaladas em São Paulo, e o maior valor foi de 4,30 R\$/W para usinas instaladas na Paraíba (FGV, 2018). Considerando o câmbio de 15 de agosto de 2018, de 3,8804 R\$/US\$ (BCB, 2019), o menor valor será de 1.084,94 US\$/kW e o maior valor será de 1.108,13 US\$/kW, que serão considerados nas avaliações feitas neste trabalho. Analisando estes valores de investimento, é possível inferir que é um valor muito baixo, por isso, nas análises do Capítulo 5, além das análises de sensibilidade aos pesos dos critérios, serão acrescentadas análises de sensibilidade a valor do capital investido, sobre os resultados da avaliação global do método MACBETH.

4.1.2 Custo nivelado da energia elétrica

Este item apresenta os valores dos custos de produção de energia elétrica no Brasil, que serão considerados como indicadores de desempenho do custo nivelado da energia elétrica, e considera dois cenários - um ambiente de negócios em que os preços estão sob controle de mercado, e na condição de racionalidade econômica, respectivamente. Além disso, para chegar a estes valores, foram usadas outras condições, tais como, TIR - Taxa Interna de Retorno de 10% ao ano, fluxo de caixa ao longo de um período de 2013 a 2040, a vida útil de cada usina, fator de capacidade, custos fixos de O&M (US\$/kW-ano), e custos variáveis de O&M (US\$/kW-ano). Os dados utilizados neste indicador, na sua maioria, são citações diretas de estudos realizados pela Fundação Getúlio Vargas, resultando na Tabela 4.2, seguida de comentários que justificam os valores os valores considerados.

Tabela 4.2 Custos nivelado de energia elétrica

	CUSTO NIVELADO (US\$/MWh)			FONTE
	MENOR	MAIOR	Δ	
UHE	59,92	66,92	7,00	(FGV, 2013)
PCH	59,92	66,92	7,00	(FGV, 2013)
CGH	59,92	66,92	7,00	(FGV, 2013)
UTE-CAR	50,41	74,54	24,13	(FGV, 2013)
UTE-GN	53,45	55,00	1,55	(FGV, 2013)
UTE-OIL	139,22	154,60	15,38	(FGV, 2013)
UTE-DIE	139,22	154,60	15,38	(FGV, 2013)
UTE-BIO	69,80	70,32	0,52	(FGV, 2013)
NUCLEAR	83,53	89,18	5,65	(FGV, 2013)
FOTOVOLTAICA	11,65	11,90	0,25	(FGV, 2018)
EÓLICA	70,40	70,49	0,09	(FGV, 2013)

REDE	107,34	107,34	0,00	Estimado
FOTO-REDE	11,65	11,90	0,25	Calculado
EOL-REDE	70,40	70,49	0,09	Calculado

Fonte: Elaborado pelo autor.

O custo nivelado da energia elétrica produzida por usinas hidrelétricas é da ordem de 59,92 US\$/MWh e 66,92 US\$/MWh, considerando um ambiente de negócios em que os preços estão sob controle de mercado, e na condição de racionalidade econômica, respectivamente, e uma vida útil de uma usina de 40 anos, fator de capacidade de 55%, custos fixos de O&M de 25,00 (US\$/kW-ano), e custos variáveis de O&M de 2,3 (US\$/kW-ano) (FGV, 2013). Estes valores serão considerados como indicadores para as três alternativas de geração de energia por usinas hidrelétricas.

Já para as usinas termelétricas, considerou-se:

- a) Usinas termelétricas a carvão - 50,41 US\$/MWh para cenário de preços sob controle de mercado, e 74,54 US\$/MWh em cenário de racionalidade econômica, considerando a vida útil de 40 anos, fator de capacidade de 68%, custos fixos de O&M de 40,00 (US\$/kW-ano), e custos variáveis de O&M de 4,00 (US\$/kW-ano), custo do combustível de 2,60 US\$/MMBtu.
- b) Usinas termelétricas a gás natural - 53,45 US\$/MWh para cenário preços sob controle de mercado, e 55,00 US\$/MWh em cenário de racionalidade econômica, considerando uma vida útil da usina de 25 anos, fator de capacidade de 60%, custos fixos de O&M de 15,00 (US\$/kW-ano), e custos variáveis de O&M de 4,10 (US\$/kW-ano), custo do combustível de 24,00 US\$/MMBtu.
- c) Usinas termelétricas a óleo - 139,22 US\$/MWh para cenário de controle de mercado, e 154,60 US\$/MWh em cenário de racionalidade econômica, considerando a vida útil de 25 anos, fator de capacidade de 26%, custos fixos de O&M de 27,00 (US\$/kW-ano), e custos variáveis de O&M de 6,0 (US\$/kW-ano), custo do combustível de 13,94 US\$/MMBtu.
- d) Usinas termelétricas a biomassa 70,32 US\$/MWh para cenário de controle de mercado, e 69,80 US\$/MWh em cenário de racionalidade econômica, considerando uma vida útil de 25 anos, fator de capacidade de 45%, custos fixos de O&M de 25,00 (US\$/kW-ano), e custos variáveis de O&M de 4,20 (US\$/kW-ano) e custo do combustível de 10,55 US\$/MMBtu.

Já o custo nivelado da energia elétrica produzida por usinas nucleares no Brasil é da ordem de 89,18 US\$/MWh, para um ambiente de mercado de preços sob controle de mercado, e de 83,53 US\$/MWh na condição de racionalidade econômica, considerou-se uma vida útil de 40 anos, fator de capacidade de 90 %, custos fixos de O&M de 56,00 US\$/kW-ano, e

custos variáveis de O&M de 4,3 US\$/kW-ano, custo do combustível da ordem de 0,72 US\$/MMBtu.

O custo nivelado de energia elétrica produzida por usinas eólicas no Brasil é da ordem de 70,49 US\$/MWh em um ambiente os preços estão sob controle de mercado, e de 70,40 US\$/MWh em preços na condição de racionalidade econômica, respectivamente é uma vida útil de 25 anos, fator de capacidade de 40 %, custos fixos de O&M de 20,00 US\$/kW-ano, e custos variáveis de O&M de 1,70 US\$/kW-ano.

Ao usar energia elétrica da concessionária, o empreendedor não terá custos com a produção de energia elétrica própria, mas estará sujeito à tarifa de energia elétrica como consumidor industrial, a ser paga à concessionária de energia na qual, a planta de eletrólise estará conectada, pois, pelos contratos de concessão, as concessionárias têm a obrigação de levar a energia elétrica aos seus consumidores. As tarifas são definidas pela ANEEL, e são reajustadas periodicamente, visando uma tarifa de valor adequado para garantia do equilíbrio econômico-financeiro da empresa concessionária. Além disso, a conta de energia elétrica, que o empreendedor paga mensalmente, que inclui o valor da energia comprada pela concessionária das usinas geradoras, que corresponde a 31,33% do valor da tarifa; o custo do uso do sistema de transmissão, que corresponde a 6,25% do valor da tarifa; o uso do sistema de distribuição, que representa 28,98 % do valor da tarifa e os impostos e tributos, que correspondem a 33,45% do valor da tarifa (ANEEL, 2019). Por tudo isso, o custo da energia da rede elétrica no Brasil é muito elevado, e a tarifa média no ano de 2016 foi de 419,15 R\$/MWh (EPE, 2018). Este custo convertido em US\$/MWh ao câmbio do dia 01/07/2016 que era 3,9049 R\$/US\$ (BCB, 2019), resulta em um custo de 107,34 US\$/MWh. Este valor será o indicador de custo para esta alternativa energética usado nas avaliações realizadas neste trabalho.

Já uma planta de eletrólise que utiliza um sistema híbrido eólica-rede está sujeita a dois custos: o da usina eólica e o decorrente do uso da rede elétrica. Os custos da usina eólica já estão definidos em item específico desta seção, como sendo de 70,40 US\$/MWh e 70,49 US\$/MWh para o menor e maior respectivamente. Já o custo do uso da rede de distribuição da concessionária que é de 100 kWh/mês, ao qual deve ser acrescido o valor a ser pago, caso alguma energia elétrica seja consumida da rede. Como o custo de 100 kWh/mês é insignificante em relação ao montante referente a energia produzida, e a usina eólica pode gerar excedentes que compensam os eventuais consumos, será considerado que este indicador corresponde ao custo da energia produzida pela usina eólica da planta de eletrólise. Assim,

serão utilizados nas avaliações deste trabalho, os custos de 70,40 US\$/MWh e 70,49 US\$/MWh, como sendo o menor e o maior valor, respectivamente.

Segundo estudo realizado pela (FGV, 2018) e publicado em agosto de 2018, que avaliou os custos da energia gerada por uma usina fotovoltaica instalada em vários estados Brasil, com potência de 5,0 MW, implantada com capital próprio, com fator de desempenho 0,85%, operando 12 horas durante 25 anos, produziria 465.375 MWh, mostrou que o custo final da energia produzida tem maior custo quando instalada na Paraíba e menor custo quando instalada em São Paulo. Daquele estudo, resultou que o valor presente líquido do negócio seria de R\$ 21.048.500,00 para uma usina instalada em São Paulo, e R\$ 21.500.000,00 para uma usina instalada na Paraíba. Com base nisso, o custo da energia em São Paulo seria de 45,22 R\$/MWh e na Paraíba foi de 46,19 R\$/MWh. Considerando a taxa de câmbio de 15 de agosto de 2018 de 3,8804 R\$/US\$ (BCB, 2019), o menor custo seria de 11,65 US\$/MWh e o maior foi 11,90 US\$/MWh (FGV, 2018). Assim, para efeito das avaliações deste trabalho, o menor custo da energia da alternativa fotovoltaica, será considerado como sendo 11,65 US\$/MWh e o maior como sendo de 11,90 US\$/KW.

Uma breve análise desses valores, pode considerar que eles são factíveis, uma vez que corresponde apenas ao custo do capital investido, e algum custo de manutenção, já que a fonte de energia é o sol, que não gera custo de insumo energético para o empreendedor.

Uma planta de eletrólise que utiliza um sistema híbrido fotovoltaica-rede está sujeita a dois custos: o da usina fotovoltaica e o decorrente do uso da rede elétrica. Os custos da usina fotovoltaica forma definidos no item anterior, como sendo de 11,65 US\$/MWh e 11,90 US\$/MWh para o menor e maior respectivamente. Já o custo do uso da rede de distribuição da concessionária, que é de 100 kWh/mês, ao qual deve ser acrescido o valor a ser pago, caso alguma energia elétrica seja consumida da rede. Como o custo de 100 kWh/mês é insignificante em relação ao montante de energia produzida, e como a usina fotovoltaica pode gerar excedentes que compensem os eventuais consumos, será considerado que este indicador corresponde ao custo da energia produzida pela usina fotovoltaica instalada na planta de eletrólise. Assim, serão utilizados nas avaliações deste trabalho, os custos de 11,65 US\$/MWh e 11,90 US\$/MWh, como sendo o menor e o maior valor, respectivamente, para o critério custo.

4.1.3 Emissões de CO₂

O setor energético é apontado em escala mundial, como o principal vilão de emissões de gases de efeito estufa, devido à queima de combustíveis fósseis.

Assim, vários estudos foram desenvolvidos em todo o mundo, no sentido de avaliar o potencial poluidor ligado a emissão de gases estufa no setor energético, e principalmente após a ECO-92, que aconteceu no Rio de Janeiro, quando vários estudos foram desenvolvidos no Brasil e no mundo. Assim, neste trabalho, para a avaliação das emissões de gases de efeito estufa foram usados dados de um estudo sobre o tema, gerados por um estudo da *World National Association* (WNA, 2011), que atendem as restrições estabelecidas no início deste capítulo, referentes ao uso de dados, resultando na Tabela 4.3, seguida de comentários que justificam os valores os valores considerados, que passam a ser os indicadores do critério emissões.

Tabela 4.3 Emissões de GEE

EMISSÕES (t-CO₂/GWh)		
	VALOR	FONTE
UHE	26,00	(WNA, 2011)
PCH	26,00	(WNA, 2011)
CGH	26,00	(WNA, 2011)
UTE-CAR	888,00	(WNA, 2011)
UTE-GN	499,00	(WNA, 2011)
UTE-OIL	733,00	(WNA, 2011)
UTE-DIE	733,00	(WNA, 2011)
UTE-BIO	45,00	(WNA, 2011)
NUCLEAR	29,00	(WNA, 2011)
FOTOVOLTAICO	85,00	(WNA, 2011)
EÓLICA	26,00	(WNA, 2011)
REDE	116,00	Calculado
FOTO-REDE	100,50	Calculado
EOL-REDE	71,00	Calculado

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Brasil, onde as usinas hidroelétricas são responsáveis por 68,1% da energia elétrica produzida (EPE, 2018), deveríamos ser reconhecidos pela comunidade internacional como um país que produz eletricidade de forma renovável e limpa. Isso porque a água, a fonte de energia das usinas hidrelétricas, é continuamente reposta, pelo ciclo hidrológico. Quanto ao caráter renovável da energia hidráulica não se têm dúvidas, porém, o adjetivo “energia limpa” da hidroeletricidade pode ser colocado em dúvidas, uma vez que há emissão de gases de efeito estufa pelos reservatórios das usinas hidroelétricas, devido à decomposição anaeróbica do material orgânico, principalmente o depositado no fundo onde existe pouco oxigênio.

Neste contexto, estudo realizado pela *World National Association*, que compara as emissões durante o ciclo de vida das diversas fontes de produção de energia elétrica, cita que as emissões durante todo o ciclo de vida das usinas hidrelétricas estão na média de 26,0 t- CO_2/GWh (WNA, 2011).

Já para as usinas termelétricas, as emissões durante todo o ciclo de vida da cadeia de produção de eletricidade dependem do tipo de combustível utilizado, e estimou que : a) a combustão do carvão para geração de energia elétrica produz 888,0 t- CO_2/GWh , b) do gás natural produz 499,0 t- CO_2/GWh , c) do óleo combustível produz 733,0 t- CO_2/GWh , e d) a combustão da biomassa produz 45,0 t- CO_2/GWh (WNA, 2011).

Os processos envolvidos na operação de uma usina nuclear não emitem GEE, porém em (WNA, 2011) consta que as emissões durante todo o ciclo de vida das usinas nucleares para produção de eletricidade é da ordem de 29,0 t- CO_2/GWh (WNA, 2011).

Da mesma forma, durante a operação de uma usina eólica, não existem emissões de CO_2 . Porém, a *World Nuclear Association* em (WNA, 2011), avaliou que as emissões durante todo o ciclo de vida das usinas eólicas estão na média de 26,0 t- CO_2/GWh .

As linhas de transmissão e as redes de distribuição não são produtoras de gases de efeito estufa. Porém, esse trabalho considera que a energia transportada por elas carrega em si a carga poluidora proporcional às emissões das fontes de energia utilizadas nas usinas de geração. Assim, o indicador considerado para esta alternativa calculado pela ponderação das emissões de cada fonte, pelo percentual de participação da respectiva fonte durante o ano de 2016. Por isso, o valor do performance para o critério emissões para a alternativa rede da concessionária foi considerado como sendo de 116,00 t- CO_2/GWh . Já para o sistema híbrido eólica-rede, considerou-se que o sistema eólico seja projetado para produzir 100% da energia consumida pela planta de eletrólise, sendo 50% de forma *on line* durante os ventos regulares e os ventos superiores, e 50% armazenados na rede elétrica para consumo durante a intermitência dos ventos. Considera-se ainda que, a produção de Hidrogênio ocorre durante 100% do tempo, e assim durante a falta de ventos, a planta de eletrólise usará energia da rede elétrica. Assim, o indicador de emissão para esta alternativa será a média aritmética entre as emissões consideradas para a rede e as emissões consideradas para o sistema eólico, que resulta em 71,00 t- CO_2/GWh .

Durante a operação de sistemas fotovoltaicos não existem emissões de CO_2 , porém as emissões durante todo o ciclo de vida são da ordem de 85,00 t- CO_2/GWh (WNA, 2011). Já

para o sistema híbrido fotovoltaico-rede, considerou-se que, o sistema fotovoltaico produz 100% da energia consumida pela planta de eletrólise, e que os 50% que serão consumidos a noite, são produzidos durante o dia e armazenados na rede elétrica. Considera-se ainda que a produção de Hidrogênio ocorre durante 100% do tempo e que durante a noite a planta de eletrólise consumirá energia da rede elétrica da concessionária. Assim, o indicador para essa alternativa será a média aritmética entre as emissões consideradas para a rede e as emissões consideradas para o sistema fotovoltaico, que resulta em 100,50 t-CO₂/GWh.

4.1.4 Taxa de mortalidade

As usinas hidrelétricas têm vantagem de não emitirem poluentes ambientais associados à poluição do ar, como óxidos de enxofre, monóxidos de carbono, óxidos de nitrogênios, PM_{2,5} e PM₁₀, aos quais são atribuídas as doenças cardíacas e respiratórias. A exceção está na emissão de gás metano pela decomposição de matéria orgânica nas usinas com grandes reservatórios. Assim, taxa de mortalidade está associada àquelas mortes decorrentes de acidentes de trabalho, de doenças ocupacionais e de acidentes. De acordo com (CONGA, 2012), a taxa de mortalidade global decorrente da fonte hidráulica de energia é de 224 mortes/TWh.

Os inconvenientes das usinas termelétricas, e especialmente aquelas que utilizam os combustíveis fósseis, estão associados à poluição ambiental local, regional e global; por serem fontes importantes de emissões de dióxido de carbono, metano, monóxido de carbono, óxidos de nitrogênio, óxidos de enxofre e particulados (GOLDEMBERG, 1998), sendo que os particulados PM_{2,5} e PM₁₀ são os principais causadores de mortes prematuras pelo uso de combustíveis fósseis no mundo (SILVA, 2013).

Um grupo de cientistas de diversas universidades e instituições de pesquisas do mundo, publicaram em 2013, os resultados de uma pesquisa conjunta, sob o título “*Global premature mortality due to anthropogenic outdoor air pollution and the contribution of past climate change*” (SILVA, 2013).

Os resultados produzidos por cargas de dados do ano de 1850 até o ano 2000, em seis modelos utilizados por eles em suas respectivas instituições, e com nível de confiança de 95%, indicam que em média, por ano, morrem 2.110.000 pessoas, por causa da poluição por material particulado (PM_{2,5}), o que corresponde a 665 pessoas por milhão de pessoas expostas com idade acima de 30 anos. Só Leste da Ásia morrem 1.049.000 pessoas por ano, ou 1.191 mortes por milhão de pessoas expostas com idade acima de 30 anos (SILVA, 2013).

Evidentemente que os dados acima se referem às mortes devido ao uso de combustíveis para todas as finalidades. Porém, de uma publicação de título “*How Deadly Is Your Kilowatt? We Rank The Killer Energy Sources*” de (CONCA, 2012), a taxa de mortalidade pelo uso de combustíveis para conversão em eletricidade pode ser definida por tipo de combustível, resultando em dados que atendem as restrições impostas para a seleção dos dados para pesquisa, e que são considerados como indicadores de performance para o critério mortalidade. Estes dados são apresentados na Tabela 4.4, seguidos de algumas considerações importantes.

Tabela 4.4 Taxa de mortalidade

TAXA DE MORTALIDADE (mortes/TWh)		
	VALOR	FONTE
UHE	224,00	(CONCA, 2012)
PCH	224,00	(CONCA, 2012)
CGH	224,00	(CONCA, 2012)
UTE-CAR	41.000,00	(CONCA, 2012)
UTE-GN	800,00	(CONCA, 2012)
UTE-OIL	11.800,00	(CONCA, 2012)
UTE-DIE	11.800,00	(CONCA, 2012)
UTE-BIO	5.040,00	(CONCA, 2012)
NUCLEAR	9,90	(CONCA, 2012)
FOTOVOLTAICA	4,40	(CONCA, 2012)
EÓLICA	3,00	(CONCA, 2012)
REDE	2.113,00	Calculado
FOTO-REDE	1.058,70	Calculado
EOL-REDE	1.058,00	Calculado

Fonte: Elaborado pelo autor.

As usinas nucleares estão isentas dos problemas de poluição associados aos danos causados pelas emissões atmosféricas das termelétricas convencionais. Porém, as usinas nucleares têm como principal inconveniente àqueles associados à radiatividade produzida no processo de fissão nuclear. Os raríssimos casos de acidentes ocorridos com contaminação ambiental com material radioativo mostram ocorrências de danos à saúde dos trabalhadores e das populações próximas às usinas acidentadas e prejuízos a fauna e a flora.

Em decorrência do histórico dos acidentes já ocorridos, a taxa de mortalidade pelo uso da energia nuclear é muito baixa, da ordem de 9,9 mortes/TWh de energia elétrica produzida (CONCA, 2012).

Durante a operação, as usinas eólicas não emitem poluentes para a atmosférica, portanto não representa risco à saúde das populações próximas, como ocorre com as usinas

termelétricas. Também não emitem gás metano, como ocorre com as usinas hidrelétricas que possuem grandes reservatórios. Da mesma forma, não produzem radioatividade como as usinas nucleares, e os danos à saúde estão limitados àqueles ligados a saúde ocupacional e aos acidentes de trabalho, por isso, a taxa de mortalidade também é muito baixa, da ordem de 3,0 mortes/TWh de energia elétrica produzida (CONCA, 2012).

As redes elétricas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, em si, não apresentam os riscos associados ao uso de combustíveis fósseis, nem tão pouco aqueles associados às usinas nucleares. Porém, carrega em si, as taxas de mortalidades associadas às fontes da energia transportada, ponderada pela participação percentual de energia entregue ao SIN. Assim, esse indicador foi calculado com base na matriz elétrica de 2016, e obtido o valor médio de 2113,0 mortes/TWh de energia transportada.

Já a taxa de mortalidade para o sistema híbrido, foi considerado como sendo a média aritmética entre a taxa de mortalidade considerada para a rede e a taxa de mortalidade considerada para a usina eólica, pelas considerações e as premissas assumidas nos demais indicadores desta alternativa. Assim, o valor para este indicador da alternativa energética eólica-rede será de 1.058,0 mortes/TWh de energia elétrica consumida.

Da mesma forma, os danos à saúde da alternativa fotovoltaica estão limitados àqueles ligados a saúde ocupacional e aos acidentes de trabalho, por isso, a taxa de mortalidade considerada para esta alternativa foi da ordem de 4,4 mortes/TWh de energia elétrica produzida (CONCA, 2012). Já para o sistema híbrido fotovoltaica-rede, considerou-se que a taxa de mortalidade como sendo a média aritmética entre a taxa de mortalidade considerada para a rede e a taxa de mortalidade considerada para o sistema solar fotovoltaico. Assim, o valor resultante para este indicador foi de 1.059,0 mortes/TWh de energia consumida.

4.1.5 Eficiências energéticas

Este item é dedicado à determinação da eficiência energética de cada uma das alternativas energéticas, cujos conceitos foram detalhados na seção 2.5 para cada uma das alternativas energéticas consideradas, que resultou na Tabela 4.5, seguida de algumas considerações adotadas.

	MENOR	MAIOR	Δ	Fontes
UHE	63,00	92,00	29,00	(MULLER, 2010)
PCH	63,00	92,00	29,00	(MULLER, 2010)
CGH	63,00	92,00	29,00	(MULLER, 2010)

UTE-CAR	32,10	32,10	0,00	Calculado
UTE-GN	43,43	43,43	0,00	Calculado
UTE-OIL	41,12	41,12	0,00	Calculado
UTE-DIE	41,12	41,12	0,00	Calculado
UTE-BIO	24,20	24,20	0,00	Calculado
NUCLEAR	28,39	28,39	0,00	Calculado
FOTOVOLTAICA	19,90	24,40	4,50	(GREEN, 2016)
EÓLICA	44,70	50,50	5,80	(ZAFAR, 2018)
REDE	54,00	66,00	12,00	Calculado
FOTO-REDE	37,00	43,00	6,00	Calculado
EOL-REDE	44,70	50,50	5,80	Calculado

Fonte: Elaborado pelo autor

De acordo com descrito na seção 2.5.1, o rendimento máximo esperado de uma turbina corresponde aquelas usinas que operam com turbinas Kaplan, e é da ordem de 93%. O rendimento mínimo esperado corresponde aquelas usinas que operam com turbinas tipo Pelton, que é da ordem de 70%. O rendimento de geradores está na faixa de 90,00 a 99,00%.

A equação (2.22) calcula a eficiência teórica de uma usina hidrelétrica, e através dela obtém-se um rendimento máximo possível, na condição de rendimento máximo da turbina e rendimento máximo do gerador, que será de 92%. Já o rendimento mínimo ocorrerá na condição de rendimento mínimo da turbina e do gerador, que será de 63,00%. A Tabela 4.6 mostra a situação descrita.

Tabela 4.6 Rendimento de usinas hidrelétricas

Rendimento Energético das Usinas Hidrelétricas			
	Turbina	Gerador	Usina
Máximo	0,93	0,99	0,92
Mínimo	0,70	0,90	0,63

Fonte: (MULLER, 2010)

A Tabela 4.7, mostra a eficiência calculada das usinas termelétricas usando a equação (2.24) e os dados reais de energia produzida e energia consumida nas usinas termelétricas brasileiras durante o ano de 2016 obtidos em (EPE, 2018).

Tabela 4.7 Eficiência energética das termelétricas brasileiras em 2016

	Energia produzida		Energia consumida	Eficiência
	GWh	tep*	tep	%
Gás Natural	56.485	4.857.710	11.183.040	43,43
Óleo combustível	6.660	572.760	1.358.940	42,15
Óleo diesel	5.433	467.238	1.136.320	41,12
Carvão	17.001	1.462.120	4.554.870	32,10
Biomassa	49.239	4.234.331	17.499.472	24,20

(*) 1,00 MWh equivale a 0,086 tep.

Fonte: (EPE, 2018)

Em uma usina de geração de energia elétrica em usinas nucleares, usa-se a energia contida no urânio para produzir calor no interior de um reator nuclear, que é transferida para a água do circuito secundário, que opera segundo um ciclo termodinâmico de Rankine, e portando parte da energia térmica é perdida no processo. Segundo o (EPE, 2018), o consumo de UO_2 contido no combustível queimado nas usinas nucleares brasileira em 2016 foi 475,5 toneladas. Como a energia equivalente em 1 kg de urânio é de 10,139 tep, o consumo de energia nuclear foi da ordem de 4.821.094 toe. Também de acordo com o (EPE, 2018), a energia produzida naquele mesmo ano foi de 15.864 GWh, que corresponde a 1.364.333 toe.

Então, a eficiência média das usinas nucleares brasileiras em 2016, calculadas pela equação (2.24), é de 28,39 %.

$$\eta = W_e/Q_{in} = (1.364.333/4.821.094) = 0,2839 \rightarrow \eta = \mathbf{28,39\%}.$$

Com relação as usinas eólicas, tem-se que, a primeira teoria que tratou do tema foi desenvolvida por Albert Betz, em 1920, e é válida até hoje. Ele mostrou que apenas 16/27 da energia cinética dos ventos na entrada da turbina é retirada dos ventos e transformada em energia mecânica disponibilizada no rotor da turbina, e que ao final do processo, a eficiência é em torno de 35% a 40% (ZAFAR, 2018), pois energia ainda é perdida na transmissão, no gerador e nas rajadas de vento e na orientação da turbina com relação aos ventos.

Assim, considerou-se que a mínima eficiência de uma usina eólica operando nas condições normais de projeto será de 35%, enquanto que a máxima será de 40%. Já o indicador considerado na alternativa eólica-rede foi o resultado da média ponderada da eficiência da rede e da eficiência das usinas eólicas. E assim, a eficiência calculada estará na faixa de [44,7 a 50,5] %.

A energia total entregue pelo SIN às cargas é sempre menor que energia que entregue ao SIN pelas usinas de geração, pois existem perdas ao longo das linhas de transmissão e das redes de distribuição. Considera-se que a eficiência energética entregue a um consumidor é a eficiência do sistema elétrico, que por sua vez é o resultado conjunto da eficiência da geração, transmissão e da distribuição de energia elétrica.

A Tabela 4.8 mostra os dados reais do SIN para o período de 2013 a 2017, onde pode-se verificar o total da geração de energia elétrica, o consumo registrado nas cargas, as perdas percentuais de energia elétrica, e a eficiência.

Na Tabela 4.8, também pode se verificar que em 2016, foram produzidos 587.962,00 GWh, porém apenas 464.268,00 GWh foram registrados nos medidores instalados nas cargas, que significa perdas no sistema da ordem de 19,2%, e que a eficiência do transporte de energia elétrica foi de 80,80%.

Tabela 4.8 Eficiência do transporte de energia elétrica pelo SIN

	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017
Carga de Energia (MW _{médio})	62.799	65.475	64.625	64.613	65.585
Geração de energia (GWh)	570.835	590.542	581.228	578.898	587.962
Consumo na carga (GWh)	457.359	471.054	462.367	458.840	464.268
Perdas e diferenças (%)	16,9	17,9	18,3	19,16	19,2
Eficiência do transporte (%)	83,10	82,10	81,67	80,84	80,80

Fonte: (EPE, 2018)

Considerando que a energia elétrica transportada é produzida por usinas com diversas tecnologias e usando diversos tipos de combustíveis, e que cada tipo de usina tem o seu rendimento típico, adotou-se aqui, a média ponderada das usinas do Brasil. Dessa ponderação resulta que a eficiência máxima do sistema será de 66% e a eficiência mínima será de 54%, considerando a geração, a transmissão e a distribuição.

A eficiência de uma usina fotovoltaica está associada a eficiência energética da célula fotovoltaica, e é um fator decisivo para o crescimento do uso dessa tecnologia em todo o mundo. Em seu artigo (GREEN, 2016), mostra que existem diversas tecnologias em testes, e que resultados comprovados mostram que as melhores performances têm sido alcançadas pelas células solares de silício mono cristalinos e silício poli cristalino com eficiência de 24,4% e 19,9% respectivamente, quando submetidas à irradiação de 1.000 W/m^2 a 25°C .

Assim, para as avaliações objeto deste trabalho, serão considerados que a eficiência teórica mínima ocorrerá quando se utiliza placas fotovoltaicas de silício poli cristalina, e será da ordem de 19,9 %. A eficiência máxima ocorrerá em usina que utiliza placas fotovoltaicas de silício mono cristalinas, e será da ordem de 24,4%. Assim, considerou-se que a eficiência de uma usina fotovoltaica está na faixa de [19,9 a 24,4%]. Já para um sistema híbrido fotovoltaica-rede elétrica, considerou-se o resultado da média aritmética entre a eficiência da

rede e a eficiência das usinas fotovoltaicas. E assim, a eficiência mínima considerada será de 37% e a eficiência máxima será de 43%.

Por fim, as Tabelas 4.9 e 4.10 resumem os menores e os maiores valores de desempenho de todas as fontes energéticas das alternativas de usinas de geração de energia elétrica no Brasil, em conformidade com o que foi descrito neste Capítulo 4, e serão os dados de entrada para o código M-MACBETH 3.2.0 calcular a atratividade das alternativas energéticas do Brasil, para um eventual programa de Hidrogênio para o setor automotivo.

Tabela 4.9 Resumo dos menores valores de desempenho

DESEMPENHO GLOBAL					
(Menores valores)					
ALTERNATIVAS	Capital	Custo	Emissões	Mortalidade	Eficiência
	US\$/kW	US\$/MWh	t-CO ₂ /GWh	mortes/TWh	%
UHE	1.500,00	59,92	26,00	224,00	63,00
PCH	1.500,00	59,92	26,00	224,00	63,00
CGH	1.500,00	59,92	26,00	224,00	63,00
UTE-CAR	1.396,00	50,41	888,00	41.000,00	32,10
UTE-GN	1.029,00	53,45	499,00	800,00	43,43
UTE-OIL	1.000,00	139,22	733,00	11.800,00	41,12
UTE-DIE	1.000,00	139,22	733,00	11.800,00	41,12
UTE-BIO	600,00	69,80	45,00	5.040,00	24,20
NUCLEAR	3.708,00	83,53	29,00	9,90	28,39
FOTOVOLTAICA	1.084,94	11,65	85,00	4,40	19,90
EÓLICA	1.800,00	70,40	26,00	3,00	44,70
REDE	325,48	107,34	116,00	2.113,00	54,00
FOTO-REDE	1.410,42	11,65	100,50	1.058,70	37,00
EOL-REDE	2.125,48	70,40	71,00	1.058,00	44,70

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 4.10 Resumo dos maiores valores de desempenho

DESEMPENHO GLOBAL					
(Maiores valores)					
ALTERNATIVAS	Capital	Custo	Emissões	Mortalidade	Eficiência
	US\$/kW	US\$/MWh	t-CO ₂ /GWh	mortes/TWh	%
UHE	1.800,00	66,92	26,00	224,00	92,00
PCH	1.800,00	66,92	26,00	224,00	92,00
CGH	1.800,00	66,92	26,00	224,00	92,00
UTE-CAR	1.451,00	74,54	888,00	41.000,00	32,10
UTE-GN	1.200,00	55,00	499,00	800,00	43,43

UTE-OIL	1.000,00	154,60	733,00	11.800,00	41,12
UTE-DIE	1.000,00	154,60	733,00	11.800,00	41,12
UTE-BIO	600,00	70,32	45,00	5040,00	24,20
NUCLEAR	4.210,00	89,18	29,00	9,90	28,39
FOTOVOLTAICA	1.108,13	11,90	85,00	4,40	24,40
EÓLICA	1.800,00	70,49	26,00	3,00	50,50
REDE	332,44	107,34	116,00	2.113,00	66,00
FOTO-REDE	1.440,57	11,90	100,50	1.058,70	43,00
EOL-REDE	2.132,44	70,49	71,00	1.058,00	50,50

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2 Desempenhos das tecnologias e dos combustíveis automotivos

A partir deste ponto será apresentado o material necessário para a avaliação da atratividade do Hidrogênio em relação aos combustíveis convencionais utilizados no Brasil.

O Hidrogênio que teoricamente poderá ser produzido pela planta de eletrólise da água, terá a sua atratividade avaliada, também com método MACBETH como fonte de energia alternativa aos combustíveis automotivos tradicionalmente utilizados no Brasil. E neste caso, será avaliada a atratividade do Hidrogênio em relação ao etanol, gás natural veicular, gasolina e o óleo diesel. Da mesma forma que feito para avaliação das fontes de energia utilizadas na produção de energia elétrica, serão utilizados cinco critérios que considerem aspectos financeiros, econômicos, tecnológicos, ambientais e sociais, que estão definidos a seguir.

- **Categoria econômico-financeira**
 - (CUSTO) - Custo do combustível ao consumidor em US\$/MJ.
- **Categoria tecnologia**
 - (EFICIÊNCIA) - Eficiência das tecnologias automotivas (%).
 - (PODER ENERGÉTICO) - Poder Calorífico Inferior do combustível em kcal/kg de combustível.
- **Categoria ambiental**
 - (EMISSÕES) - Potencial de emissões de CO_2 em t-C/MJ.
- **Categoria social**
 - (POLUENTES) - Emissões de poluentes atmosféricos g/km, considerando a soma das emissões de CO, NO_x , NMHC, CH_4 e MP-Material Particulado.

4.2.1 Poder energético dos combustíveis

Na Tabela 4.11 é mostrado o valor do poder energético de cada um dos combustíveis convencionais utilizados pelo setor automotivo Brasileiro e do Hidrogênio, medido pelo Poder Calorífico Inferior. Na primeira coluna estão listados os combustíveis. Na segunda coluna o PCI dos combustíveis em kcal/kg. Na terceira coluna estão citadas as fontes dos dados. E na última coluna a tabela da dissertação onde cada informação está mencionada.

Tabela 4.11 Poder Energético dos combustíveis
PODER ENERGÉTICO DOS COMBUSTÍVEIS (PCI)

Combustível	kcal/kg	Fonte	Tabela
Hidrogênio	28.681	(SHREVE, 2008)	2.1
Etanol	6.750	(BEN, 2017)	2.1
Gás Natural	8.800	(BEN, 2017)	2.1
Óleo diesel	10.100	(BEN, 2017)	2.1
Gasolina	10.400	(BEN, 2017)	2.1

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.2 Eficiência das tecnologias

Na Tabela 4.12 são mostrados os valores das eficiências energéticas mais prováveis das tecnologias automotivas atuais, considerando o trabalho desenvolvido por (HEKKERT, 2005), que estudando a eficiência das diversas tecnologias automotivas e os combustíveis em uso atualmente no mundo, menciona as piores performances, as performances prováveis, e as melhores performances. Segundo ele, os veículos a Hidrogênio e célula combustível apresentam os seguintes valores [pior; provável; melhor] de performances referentes a toda a cadeia [15,1; 20,1; 26,5]%; já os veículos a gás natural com motores de ciclo Otto apresentam performances de [11,8; 15,4; 18,5]%; os veículos a ciclo Diesel apresentam performances de [13,6; 19,4; 22,6]%; já os veículos a gasolina com motor de combustão interna apresentam as seguintes performances [11; 14,8; 22,6]%; porém na avaliação objeto deste estudo, serão utilizados os valores referentes a performance provável, apresentados na Tabela 4.12, onde a primeira coluna se ver as tecnologias automotivas com base nos combustíveis utilizados no Brasil. Na segunda coluna o valor da eficiência mais provável para cada tecnologia, com base em estudos de (HEKKERT, 2005), e estimado o valor do etanol como sendo de 14%.

Tabela 4.12 Eficiência energética das tecnologias automotivas

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DAS TECNOLOGIAS AUTOMOTIVAS			
Tecnologia	Eficiência (%)	Fonte	Seção
Veículo a Hidrogênio	20,1	(HEKKERT, 2005)	(4.6.2)
Veículo a Etanol	14,0	Estimado	(4.6.2)
Veículo a Gás Natural	15,4	(HEKKERT, 2005)	(4.6.2)
Veículo a Diesel	19,4	(HEKKERT, 2005)	(4.6.2)
Veículo a Gasolina	14,8	(HEKKERT, 2005)	(4.6.2)

(*) Citação Direta

Fonte: Adaptado de HEKKERT (2003)

4.2.3 Emissões de CO_2

Na Tabela 4.13 são mostrados os valores das emissões de CO_2 mais prováveis pelas tecnologias automotivas atuais, considerando os fatores de emissão utilizados pelo Ministério do Meio Ambiente utilizados na elaboração do INVENTÁRIO NACIONAL DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS POR VEÍCULOS AUTOMOTORES RODOVIÁRIOS, referentes ao ano base de 2012 (MMA, 2012). Na primeira coluna estão as tecnologias automotivas, na segunda coluna os valores mais prováveis das emissões em t-C/MJ e na terceira coluna a fonte dos dados.

Tabela 4.13 Emissões de CO_2 das tecnologias automotivas

ALTERNATIVAS	t C/MJ	FONTES
Hidrogênio	0	(MMA, 2012)
Etanol	18,8	(MMA, 2012)
Gás Natural	15,3	(MMA, 2012)
Diesel	20,2	(MMA, 2012)
Gasolina	18,9	(MMA, 2012)

Fonte: Adaptado de (MMA, 2012)

4.2.4 Emissões de poluentes atmosféricos

Na Tabela 4.14 são mostrados os valores das emissões dos poluentes atmosféricos tais como CO , NO_x , NMHC, CH_4 e MP-Material Particulado, cuja soma (o total) resultará no indicador fator social, na avaliação da atratividade do Hidrogênio com relação aos combustíveis convencionais utilizados no Brasil, pois são os fatores de emissão utilizados

pelo Ministério do Meio Ambiente utilizados na elaboração do INVENTÁRIO NACIONAL DE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS POR VEÍCULOS AUTOMOTORES RODOVIÁRIOS, referentes ao ano base de 2012 (MMA, 2012).

Tabela 4.14 Poluentes atmosféricos

POLUENTES	POLUENTES					
	CO	NO _x	NMHC	CH ₄	MP	TOTAL
ALTERNATIVAS	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)
Hidrogênio	0	0	0	0	0	0
Etanol	0,73	0,05	0,056	0,045	0	0,881
Gás Natural	0,56	0,29	0,026	0,22	0	1,096
Diesel	0,05	0,31	0,017	0,045	0,02	0,442
Gasolina	0,28	0,01	0,019	0,006	0,0011	0,3161

Fonte: Adaptado de (MMA, 2012)

4.2.5 Preço dos combustíveis ao consumidor final

A seguir serão calculados os preços dos combustíveis ao consumidor final em US\$/MJ, considerando o preço médio ao consumidor dos combustíveis brasileiros em maio de 2019, a taxa de câmbio média de 3,94 R\$/US\$.

- Gás natural veicular 3,16 R\$/m³ (ANP, 2019), que convertidos a 3,94 R\$/US\$, (BCB, 2019) resulta em 0,80 US\$/m³.
- Etanol Gás 2,99 R\$/l (ANP, 2019), que convertidos a 3,94 R\$/US\$, (BCB, 2019) resulta em 0,76 US\$/l.
- Óleo Diesel 3,70 R\$/l (ANP, 2019), que convertidos a 3,94 R\$/US\$, (BCB, 2019) resulta em 0,93 US\$/l.
- Gasolina 4,55 R\$/l (ANP, 2019), que convertidos a 3,94 R\$/US\$, (BCB, 2019) resulta em 1,15US\$/l.
- Com as tecnologias atuais, já é possível produzir Hidrogênio por eletrólise da água a um custo da ordem de 6,58 US\$/kg (NAS, 2004) (DOE, 2012).

Como o interesse é no valor da relação US\$/MJ de cada combustível, têm-se que:

- Para o gás natural veicular: 1,0 m³ é equivalente a 41,58 MJ (BEN, 2017), então o custo do gás natural é de 0,019 US\$/MJ.
- Para o etanol: 1,0 litro é equivalente a 22,33 MJ (BEN, 2017), então o custo do etanol é de 0,034 US\$/MJ.
- Para o óleo diesel: 1,0 litro é equivalente a 35,50 MJ (BEN, 2017), então o custo do óleo diesel é 0,026 US\$/MJ.

- d) Para a gasolina: 1,0 litro é equivalente a 32,24 MJ (BEN, 2017), então o custo da gasolina é de 0,036 US\$/MJ.
- e) Para o Hidrogênio: 1,0 kg é equivalente 120,21 MJ (XING, 2011), então o custo do Hidrogênio é da ordem de 0,055 US\$/MJ.

A Tabela 4.15 resume o preço dos combustíveis em US\$/MJ em conformidade com o exposto neste item.

Tabela 4.15 Custo dos combustíveis em US\$/MJ

CUSTO AO CONSUMIDOR FINAL

Combustível	US\$/MJ	Fonte	
Hidrogênio	0,055	Calculado	4.7 e)
Etanol	0,034	Calculado	4.7 b)
Gás Natural	0,019	Calculado	4.7 a)
Óleo diesel	0,026	Calculado	4.7 c)
Gasolina	0,036	Calculado	4.7 d)

Fonte: Elaborada pelo autor

Por fim, a Tabela 4.16 resume os desempenhos das tecnologias automotivas que serão utilizados para avaliar a atratividade do Hidrogênio como insumo energético de uma eventual adesão do Brasil à denominada Economia do Hidrogênio.

Tabela 4.16 Desempenho dos combustíveis e tecnologias automotivas

	Poder Energético	Emissão de CO ₂	Eficiência Energética	Custo do Insumo	Poluentes atmosféricos
ALTERNATIVAS	kcal/kg	t-C/MJ	%	US\$/MJ	g-/km
Hidrogênio	28.681,0	0	20,1	0,055	0
Etanol	6.750,0	18,8	14,0	0,034	0,881
Gás Natural	8.800,0	15,3	15,4	0,019	0,096
Óleo diesel	10.100,0	20,2	19,4	0,026	0,442
Gasolina	10.400,0	18,9	14,8	0,036	0,3161

Fonte: Elaborada pelo autor

5 RESULTADOS, ANÁLISES E DISCUSSÕES

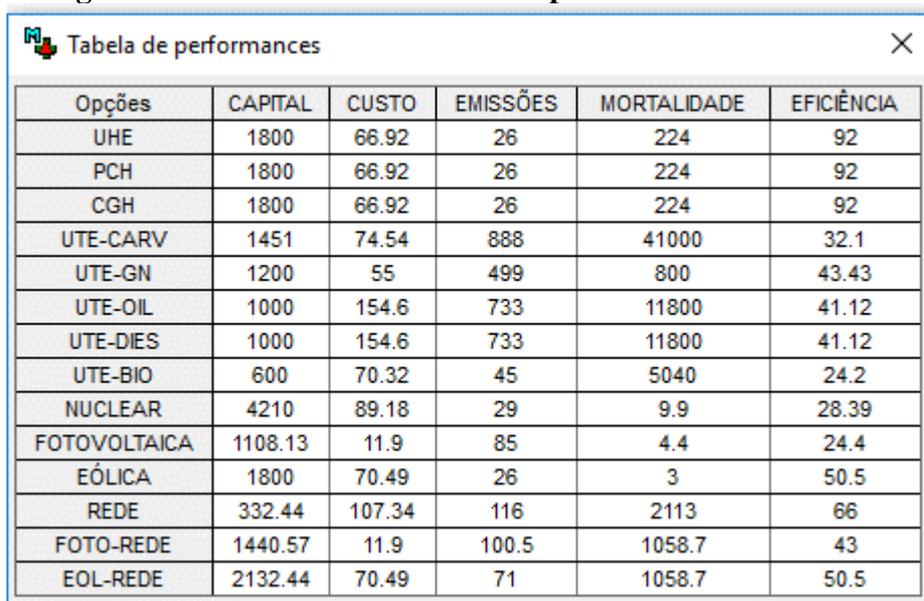
Este Capítulo apresenta os resultados das três avaliações de atratividade realizadas neste trabalho usando o M-MACBETH 3.2.0, e está dividido em três seções. Na primeira estão apresentados os resultados da avaliação da atratividade das alternativas energéticas utilizando os maiores dados de performance dos critérios utilizados; na segunda, estão os resultados da avaliação da atratividade das alternativas energéticas utilizando os menores valores de performance dos critérios e, na terceira, estão apresentados os resultados da avaliação da atratividade do Hidrogênio como combustível alternativo aos combustíveis convencionais utilizados no setor automotivo brasileiro.

5.1 Atratividade das alternativas energéticas - Análise 1.

Nesta seção, estão apresentados os resultados da avaliação multicritério das alternativas energéticas brasileiras para geração de energia elétrica realizada pelo M-MACBETH 3.2.0, considerando os valores máximos em termos econômicos e financeiros, ambientais, sociais e tecnológicos, representados em termos de capital e custo, emissões de gases de efeito estufa, taxa de mortalidade e eficiência energética, respectivamente.

5.1.1 Dados de desempenho na escala MACBETH

Na Figura 5.1 são mostrados os valores dos desempenhos das alternativas energéticas, que foram os dados de entrada inseridos no M-MACBETH 3.2.0, como sendo os maiores valores das performances das alternativas energética, que estão detalhados no Capítulo 4 e consolidados na Tabela 4.10.

Figura 5.1 Maiores valores de desempenho no M- MACBETH


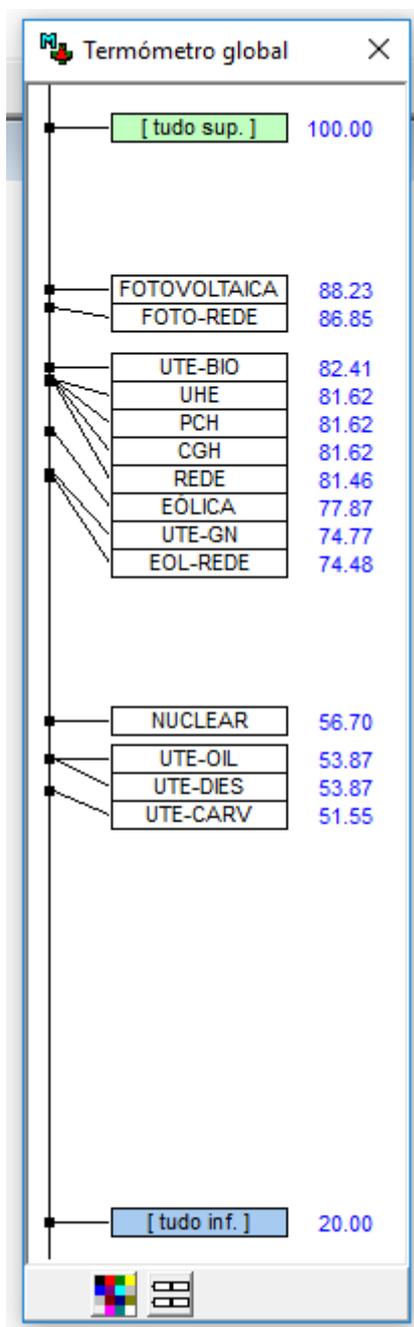
Opções	CAPITAL	CUSTO	EMISSÕES	MORTALIDADE	EFICIÊNCIA
UHE	1800	66.92	26	224	92
PCH	1800	66.92	26	224	92
CGH	1800	66.92	26	224	92
UTE-CARV	1451	74.54	888	41000	32.1
UTE-GN	1200	55	499	800	43.43
UTE-OIL	1000	154.6	733	11800	41.12
UTE-DIES	1000	154.6	733	11800	41.12
UTE-BIO	600	70.32	45	5040	24.2
NUCLEAR	4210	89.18	29	9.9	28.39
FOTOVOLTAICA	1108.13	11.9	85	4.4	24.4
EÓLICA	1800	70.49	26	3	50.5
REDE	332.44	107.34	116	2113	66
FOTO-REDE	1440.57	11.9	100.5	1058.7	43
EOL-REDE	2132.44	70.49	71	1058.7	50.5

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

5.1.2 *Ranking da atratividade das alternativas energéticas*

Após a inserção das alternativas, dos critérios, dos dados e a validação de todas as considerações definidas na metodologia, o M-MACBETH 3.2.0 apresentou o “*Ranking*” de atratividade das alternativas energéticas através do termômetro global, apresentado na Figura 5.2.

Figura 5.2 **Ranking da atratividade das alternativas energéticas com dados de maior desempenho**



Fonte: Elaborada pelo autor

5.1.3 Análises e discussões

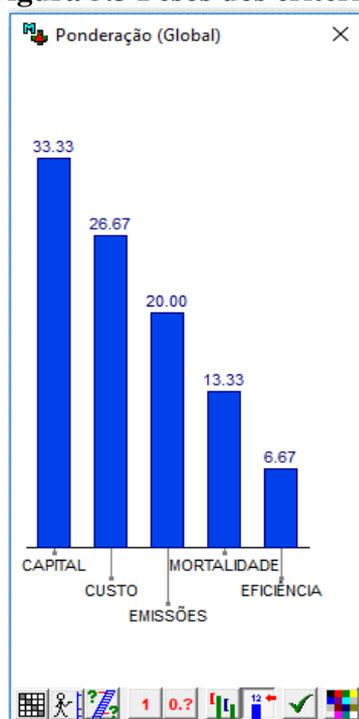
Analisando os dados das Figura 5.1, que são os dados das performances das alternativas energéticas, é possível afirmar que, se a decisão fosse tomada levando em

consideração somente o valor dos investimentos, a melhor alternativa seria utilizar a rede elétrica da concessionária local. Da mesma forma, se a decisão fosse tomada somente com base no custo da energia, a alternativa mais atrativa seria utilizar energia elétrica de uma usina FOTOVOLTAICA ou a alternativa FOTO - REDE; se a decisão fosse tomada somente com base em baixo nível de emissões de gases de efeito estufa, as alternativas UHE, PCH, CGH e EÓLICA seriam as alternativas mais atrativas; da mesma forma, se a decisão fosse tomada somente com base na eficiência energética, as alternativas mais atrativas seriam UHE, PCH, CGH.

Porém, o resultado obtido pelo M-MACBETH 3.2.0 para avaliação das alternativas energéticas existentes no Brasil, apresentado na Figura 5.2, que combina todos os parâmetros, mostra que a alternativa energética mais atrativa, é o uso da energia elétrica de uma usina FOTOVOLTAICA, que obteve “Rating” de 88,23 pontos; a segunda alternativa mais atrativa seria a alternativa FOTO-REDE, ou seja, uma usina fotovoltaica conectada à rede, com “Rating” de 86,85 pontos, e a terceira alternativa mais atrativa seria a alternativa UTE-BIO com 82,41 pontos. A alternativa de menor atratividade a usina termelétrica carvão que fechou a avaliação com 51,55 pontos.

A resposta do M-MACBETH 3.2.0, construiu o “Ranking” considerando os pesos de 33,33 % para o critério “capital”, 26,67 % para o critério “custo”, 20 % para “emissões”, 13,33 % para “mortalidade” e 6,67% para “eficiência”, conforme mostra gráfico de distribuição dos pesos da Figura 5.3.

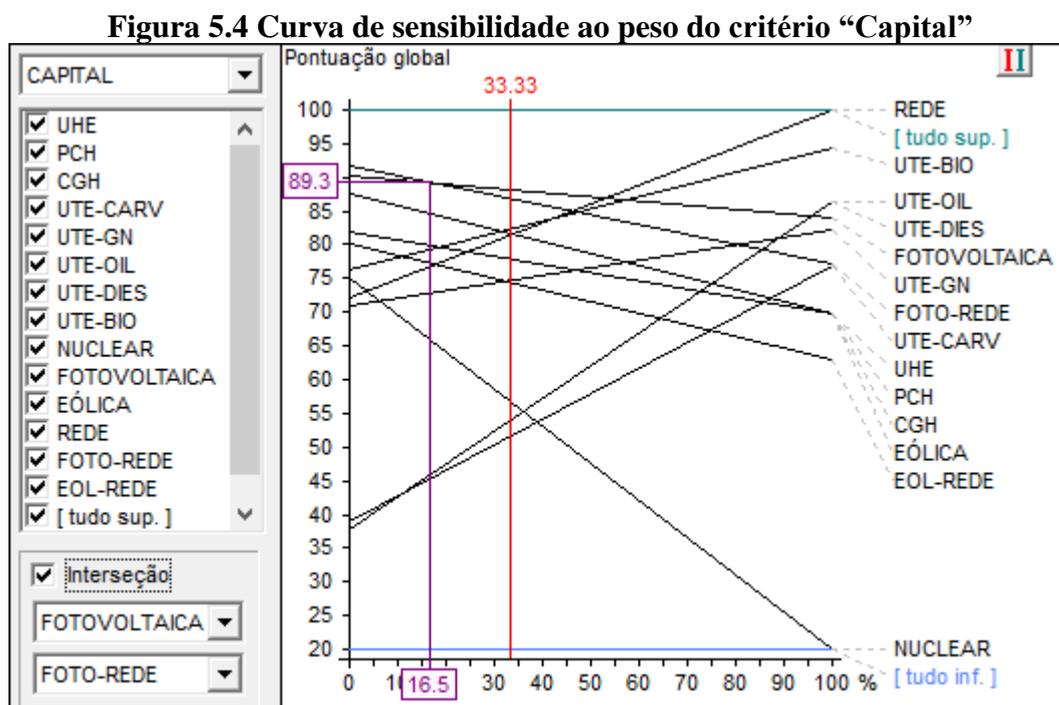
Figura 5.3 Pesos dos critérios



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

5.1.4 Análise de sensibilidade aos pesos

Na Figura 5.4 é mostrada a análise de sensibilidade do resultado ao peso do critério “capital investido”. No eixo “X” está o peso do critério “capital” e no eixo “Y” está a “Pontuação global”, e cada reta da figura mostra o comportamento da atratividade de cada uma das alternativas consideradas em função do peso.



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

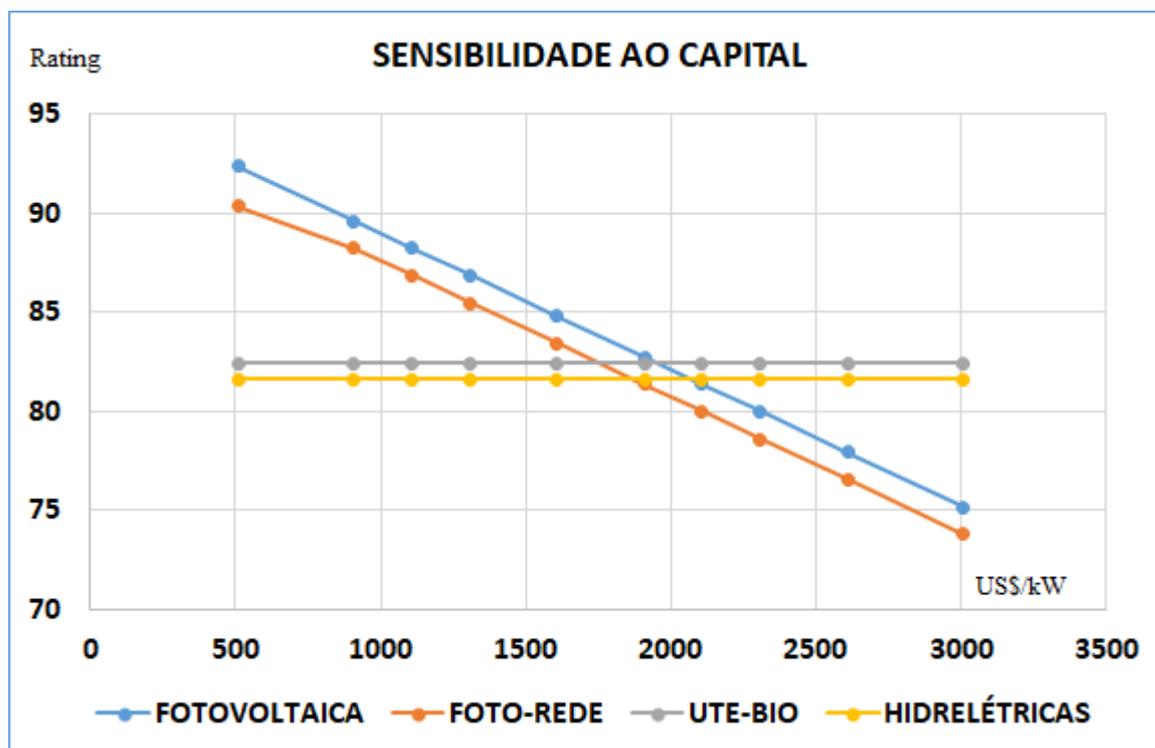
Na Figura 5.4 é possível observar que ao final da análise pelo M-MACBETH 3.2.0, e nas condições do “Ranking”, o critério “capital” teve peso de 33,33 % na pontuação global, e aumentos no peso do critério “investimento” beneficiam as alternativas Rede Elétrica, Usina Termelétrica de Biomassa e Usina Fotovoltaica. É também possível verificar que o peso do capital investido é prejudicial às alternativas das usinas hidrelétricas e tem forte impacto negativo na alternativa usina nuclear, fazendo com que esta alternativa seja fortemente penalizada com o aumento do peso do critério “capital investido”. E que aumentos neste peso até atingir 50% reduz a atratividade da alternativa FOTOVOLTAICA, beneficiando a alternativa UTE-BIO.

As curvas de sensibilidade ao peso para os outros critérios estão disponíveis no ANEXO 1, e da análise delas é possível inferir que aumentos no peso do critério “custo”, beneficia de maneira muito forte as alternativas FOTOVOLTAICA e FOTO-REDE, e além disso, tem forte impacto negativo nas alternativas que usam óleo diesel e óleo combustível, fazendo com que estas alternativas sejam fortemente penalizadas; aumentos no peso do critério “emissões”, melhoram fortemente a atratividade das chamadas energias limpas, como as alternativas NUCLEAR, FOTOVOLTAICA e EÓLICA; já os aumentos no peso do critério “mortalidade” melhoram fortemente a atratividade das chamadas energias limpas, e penalizam as alternativas que usam combustíveis fósseis e em especial a alternativa UTE - CARV, para a qual este critério é desastroso. Por fim, o peso do critério eficiência beneficia fortemente as alternativas UHE, PCH e CGH, sendo desastroso para a alternativa FOTOVOLTAICA, alterando substancialmente o “*Ranking*” quando se usa pesos maiores que 8,0%.

Análises comparativas da influência dos pesos nas três alternativas mais atrativas, FOTOVOLTAICA, FOTO - REDE e Hidrelétricas, mostraram que alterações nos pesos dos critérios têm as seguintes influências nos resultados: a) pesos do critério capital investido menores que 16,5% beneficiam a alternativa FOTO - REDE, e muda a posição relativa do “*Ranking*” destas duas alternativas, e que a alternativa FOTOVOLTAICA é sempre mais atrativa para peso de capital maior que 16,5%. b) para pesos do critério “custo” maiores que 6,7%, a opção FOTOVOLTAICA é sempre mais atrativa, c) pesos atribuídos ao critério eficiência, menores que 12,2% beneficiando a alternativa FOTOVOLTAICA, e pesos acima de 12,2% mudam a posição relativa dessas opções no “*Ranking*”, conforme pode ser constatado nos gráficos de análise de sensibilidade para estas duas alternativas que estão no ANEXO 1.

Análises de sensibilidade ao valor do capital investido mostra que, os resultados obtidos pelo método MACBETH, indicam que a alternativa FOTOVOLTAICA é a mais atrativa até o valor da ordem de 1.900,00 US\$/kW, e que a partir deste valor, as alternativas mais atrativas são aquelas que produzem energia elétrica a partir de biomassa seguidos das usinas hidrelétricas, conforme mostrado na Figura 5.5.

Figura 5.5 Análise de sensibilidade ao capital



Fonte: Elaborado pelo autor

Assim, das análises realizadas nessa seção, é possível concluir que nas condições estabelecidas para os critérios, para os indicadores, pelos julgamentos e pelos pesos calculados pelo M-MACBETH 3.2.0, a opção FOTOVOLTAICA é mais atrativa que as demais alternativas energéticas consideradas nesta avaliação, e assim, como existe irradiação solar em todos os pontos do território nacional, é possível também concluir que essa alternativa pode viabilizar a implantação de sistemas descentralizado em todo país. Porém quando o valor do capital necessário a implantar um sistema desse tipo, superar o valor de 1.900,00 US\$/kW, ocorre mudança no “Ranking”, e as usinas UTE-BIO, UHE, PCH e CGH, se tornam mais atrativas que as demais alternativas consideradas. Assim, a alternativa UTE-BIO pode ser considerada para implantar sistemas descentralizados, uma vez que é possível produzir biomassa em todo o país. E como não existem rios em todos os pontos do país, é possível também concluir que essas alternativas podem viabilizar a implantação de sistemas centralizados próximos às UHEs, e semi-centralizados próximos às PCHs e CGHs.

5.2 Atratividade das alternativas energéticas - Análise 2

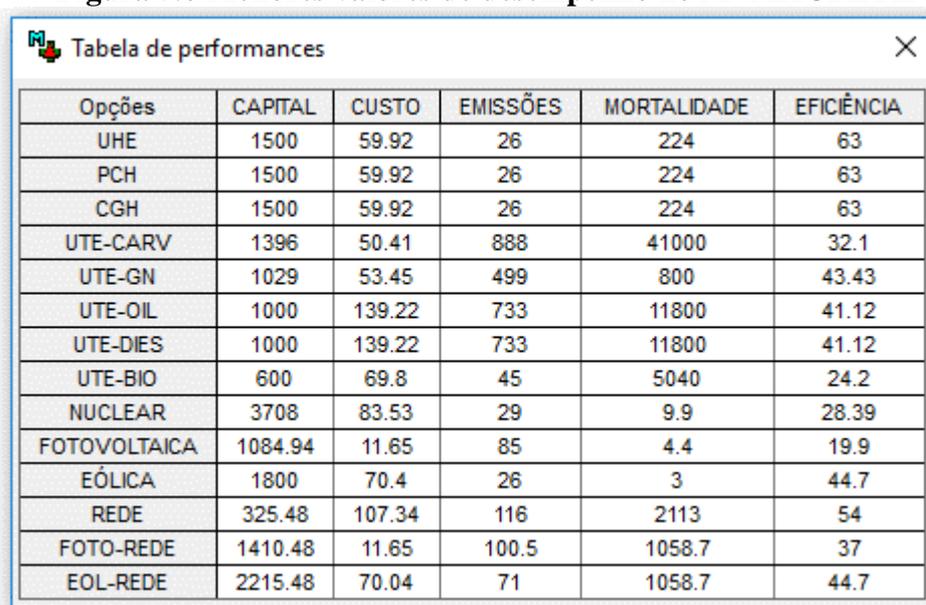
Nesta seção é apresentado o resultado da avaliação multicritério das alternativas energéticas brasileiras para geração de energia elétrica realizada pelo M-MACBETH 3.2.0 considerando os menores de desempenho das alternativas energéticas mostrados na Figura 5.6, com objetivo de avaliar se existem alterações significativas no “Ranking” da análise 1.

5.2.1 Dados de desempenho na escala M-MACBETH

Os dados de desempenho com os valores mínimos de desempenho das alternativas energéticas são mostrados na Tabela 5.6.

Após a inserção das alternativas, dos critérios, dos dados e a validação de todas as considerações definidas na metodologia, o M-MACBETH 3.2.0 apresentou o “Ranking” de atratividade das alternativas energéticas através do termômetro global, apresentado na Figura 5.7.

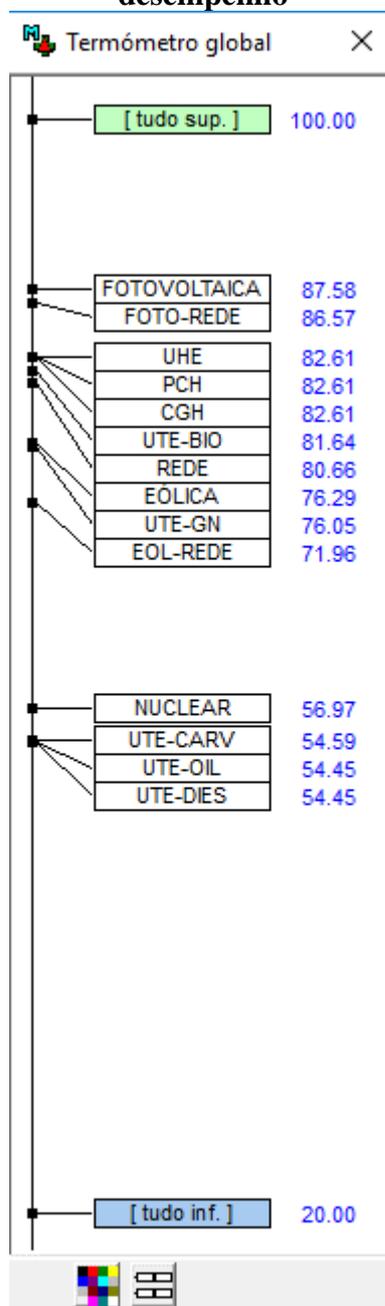
Figura 5.6 Menores valores de desempenho no M- MACBETH



Opções	CAPITAL	CUSTO	EMISSÕES	MORTALIDADE	EFICIÊNCIA
UHE	1500	59.92	26	224	63
PCH	1500	59.92	26	224	63
CGH	1500	59.92	26	224	63
UTE-CARV	1396	50.41	888	41000	32.1
UTE-GN	1029	53.45	499	800	43.43
UTE-OIL	1000	139.22	733	11800	41.12
UTE-DIES	1000	139.22	733	11800	41.12
UTE-BIO	600	69.8	45	5040	24.2
NUCLEAR	3708	83.53	29	9.9	28.39
FOTOVOLTAICA	1084.94	11.65	85	4.4	19.9
EÓLICA	1800	70.4	26	3	44.7
REDE	325.48	107.34	116	2113	54
FOTO-REDE	1410.48	11.65	100.5	1058.7	37
EOL-REDE	2215.48	70.04	71	1058.7	44.7

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Figura 5.7 “Ranking” da atratividade das alternativas energéticas com dados de menor desempenho



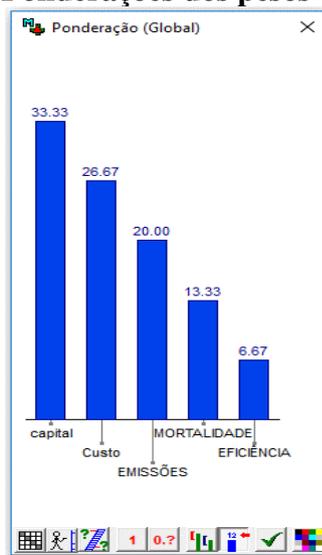
Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

5.2.2 Análises e discussões

O resultado obtido pelo M-MACBETH 3.2.0 para avaliação das alternativas energéticas existentes no Brasil, apresentado na Figura 5.7, mostra que a alternativa energética mais atrativa, é o uso da energia elétrica de uma Usina FOTOVOLTAICA, que obteve “Rating” de 87,58 pontos; a segunda alternativa mais atrativa seria a Usina Fotovoltaica conectada à rede ou FOTO - REDE, com “Rating” de 86,57. Não havendo alteração quando se compara com a análise 1. A alteração mais significativa desta avaliação, ocorreu na terceira posição, na qual as usinas hidrelétricas (UHE, PCH e CGH com 82,61 pontos) superaram a usina UTE-BIO, que mudou da terceira para a quarta posição. As piores alternativas também foram as usinas termelétricas.

A resposta do M-MACBETH 3.2.0, construiu o “Ranking” considerando os pesos de 33,33 % para o critério “capital”, 26,67 % par o critério “custo”, 20 % para “emissões”, 13,33% para “mortalidade” e 6,67% para “eficiência”, conforme pode ser visto no gráfico de distribuição de pesos da Figura 5.8.

Figura 5.8 Ponderações dos pesos dos critérios

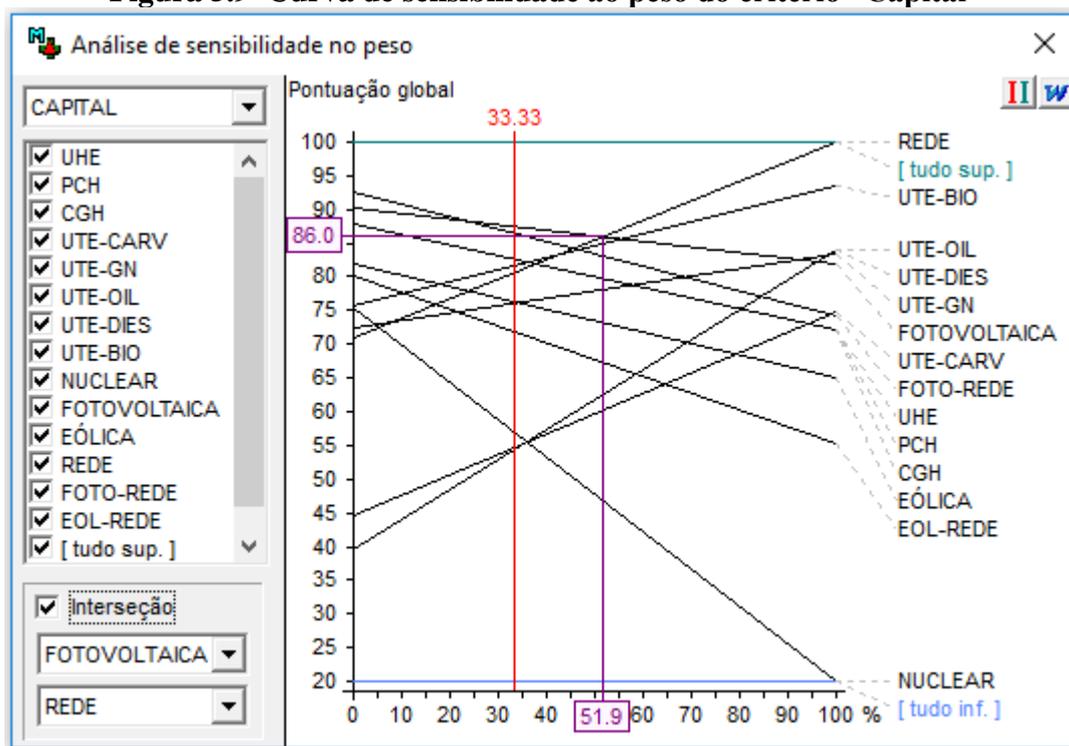


Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

5.2.3 Análise de sensibilidade aos pesos

Na Figura 5.9 é mostrada a análise de sensibilidade do resultado ao peso do critério “capital”. No eixo “X” está o peso do critério “Capital” e no eixo “Y” está a pontuação global, e cada reta da figura mostra o comportamento da atratividade de cada uma das alternativas consideradas em função do peso.

Figura 5.9 Curva de sensibilidade ao peso do critério “Capital”



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Na Figura 5.8 é possível observar que aumentos no peso de “capital investido” beneficia fortemente as alternativas REDE e UTE-BIO, porém é desastroso para a alternativa NUCLEAR, como na primeira avaliação.

As curvas de sensibilidade aos demais critérios podem ser vistas no ANEXO 1, nas quais pode se verificar que aumentos no peso do critério “custo” beneficia de maneira muito forte as alternativas FOTOVOLTAICA e FOTO-REDE, e além disso, tem forte impacto negativo nas alternativas que usam óleo diesel e óleo combustível, fazendo com que estas alternativas sejam fortemente penalizadas; aumentos no peso do critério “mortalidade” favorecem as chamadas energias limpas, penalizam as usinas termelétricas e é desastroso para alternativa UTE-CARV. Aumentos no peso do critério “eficiência”, beneficiam fortemente as alternativas UHE, PCH e CGH, sendo desastroso para a alternativa FOTOVOLTAICA, alterando substancialmente o “Ranking” para pesos maiores que 9,6%. Os aumentos no peso do critério “emissões” beneficiam fortemente as alternativas consideradas com energias limpas, como UHE, PCH, CGH, NUCLEAR, FOTOVOLTAICA e EÓLICA, sendo fortemente prejudicial as alternativas que utilizam as usinas termelétrica que usam combustíveis fósseis como UTE-DIE, UTE - GN, e desastroso para a alternativa UTE-CARV.

Assim, é possível concluir que não ocorreram diferenças significativas entre as análises 1 e 2, e que esta análise valida a análise 1.

Por fim, das análises realizadas nas seções 5.1 e 5.2, é possível concluir que nas condições estabelecidas para os critérios, para os indicadores, pelos julgamentos, e pelos pesos calculados pelo M-MACBETH 3.2.0, a opção FOTOVOLTAICA é a mais atrativa que as demais alternativas energéticas consideradas.

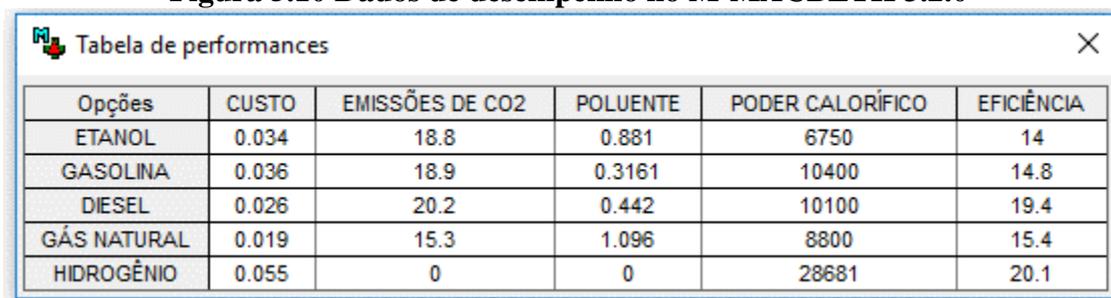
5.3 Atratividade do Hidrogênio

Nesta seção é apresentada a avaliação da atratividade do Hidrogênio em relação as alternativas etanol, gasolina, diesel e gás natural, considerando aspectos econômico-financeiro, ambiental, social e tecnológico, utilizando os critérios e indicadores definidos anteriormente.

5.3.1 Dados de desempenho

Na Figura 5.10 são mostrados os desempenhos dos combustíveis e das tecnologias automotivas que foram inseridos como dados de entrada do M-MACBETH 3.2.0, para avaliação da atratividade do Hidrogênio em relação aos combustíveis, que são os dados de performance reais apresentados nas Tabelas 4.16.

Figura 5.10 Dados de desempenho no M-MACBETH 3.2.0



Opções	CUSTO	EMISSÕES DE CO2	POLUENTE	PODER CALORÍFICO	EFICIÊNCIA
ETANOL	0.034	18.8	0.881	6750	14
GASOLINA	0.036	18.9	0.3161	10400	14.8
DIESEL	0.026	20.2	0.442	10100	19.4
GÁS NATURAL	0.019	15.3	1.096	8800	15.4
HIDROGÊNIO	0.055	0	0	28681	20.1

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

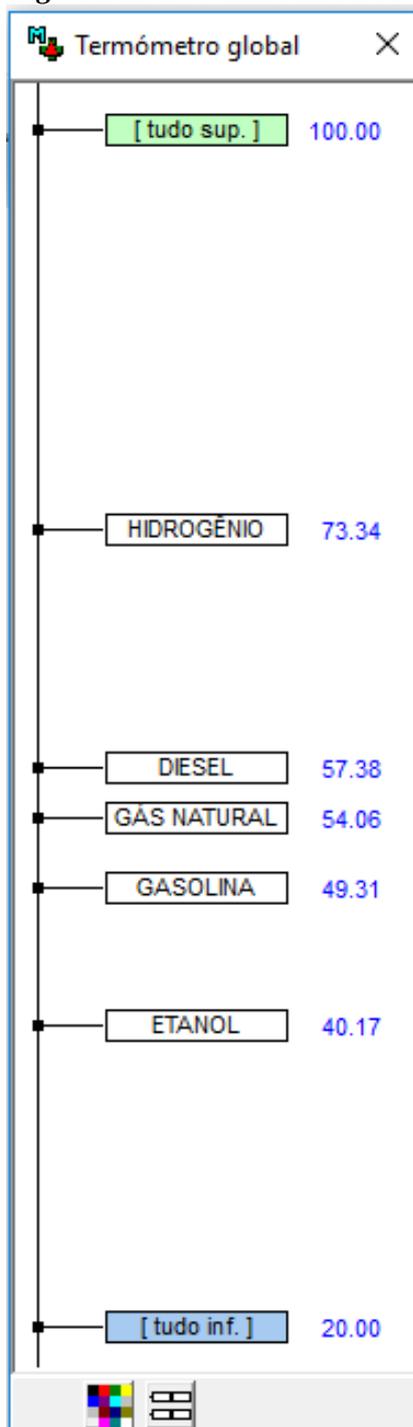
5.3.2 “Ranking” da atratividade dos combustíveis automotivos

O uso do método multicritério de M-MACBETH 3.2.0 teve como segundo objetivo avaliar a atratividade Hidrogênio em relação aos combustíveis convencionais utilizados no

Brasil e emitir um “*Ranking*” levando em conta critérios econômicos e financeiros, ambiental, social e tecnológico.

Na Figura 5.11 é mostrado o “*Ranking*” emitido pelo M-MACBETH 3.2.0 considerando o etanol, a gasolina, o óleo diesel, o gás natural e o Hidrogênio como as alternativas de combustíveis.

Figura 5.11 “*Ranking*” da atratividade das alternativas energéticas



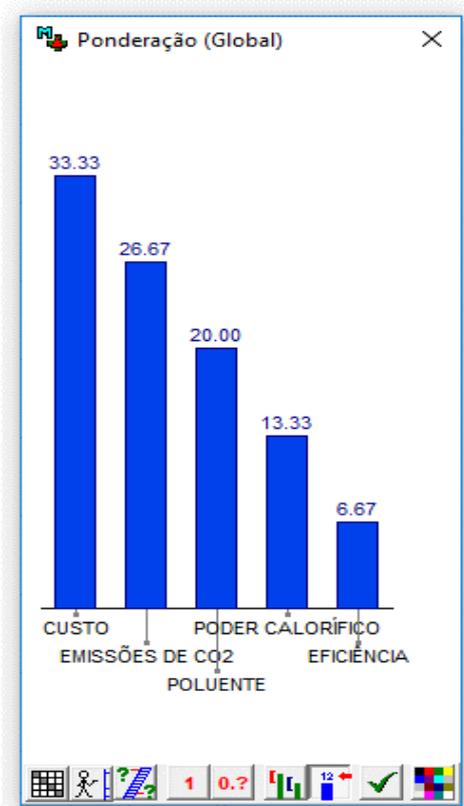
Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

5.3.3 Análises e discussões

Analisando os dados da Figura 5.10, que são os dados das performances das alternativas consideradas, é possível afirmar que, se a decisão fosse tomada levando em consideração somente os valores dos custos dos combustíveis ao consumidor final, a alternativa mais atrativa seria usar GÁS NATURAL, e a opção menos atrativa seria usar HIDROGÊNIO. Porém, quando se consideram todos os critérios, o HIDROGÊNIO é a opção mais atrativa na avaliação global MACBETH, com *Rating* de 73,34 pontos, a opção DIESEL é a segunda opção mais atrativa com *Rating* 57,38 pontos, a terceira opção mais pontuada é o GÁS NATURAL com *Rating* de 54,06 pontos, e GASOLINA e ETANOL são as opções menos atrativas com 49,31 e 40,19 pontos, respectivamente.

Ao atribuir o peso de 33,33% para o critério “custo”, o código computacional também atribuiu peso de 26,67 para as emissões de CO_2 , 20 % para o poluentes atmosféricos, 13,33 % para poder calorífico e 6,67 % para eficiência energética, como pode ser visto na Figura 5.12.

Figura 5.12 Pesos MACBETH

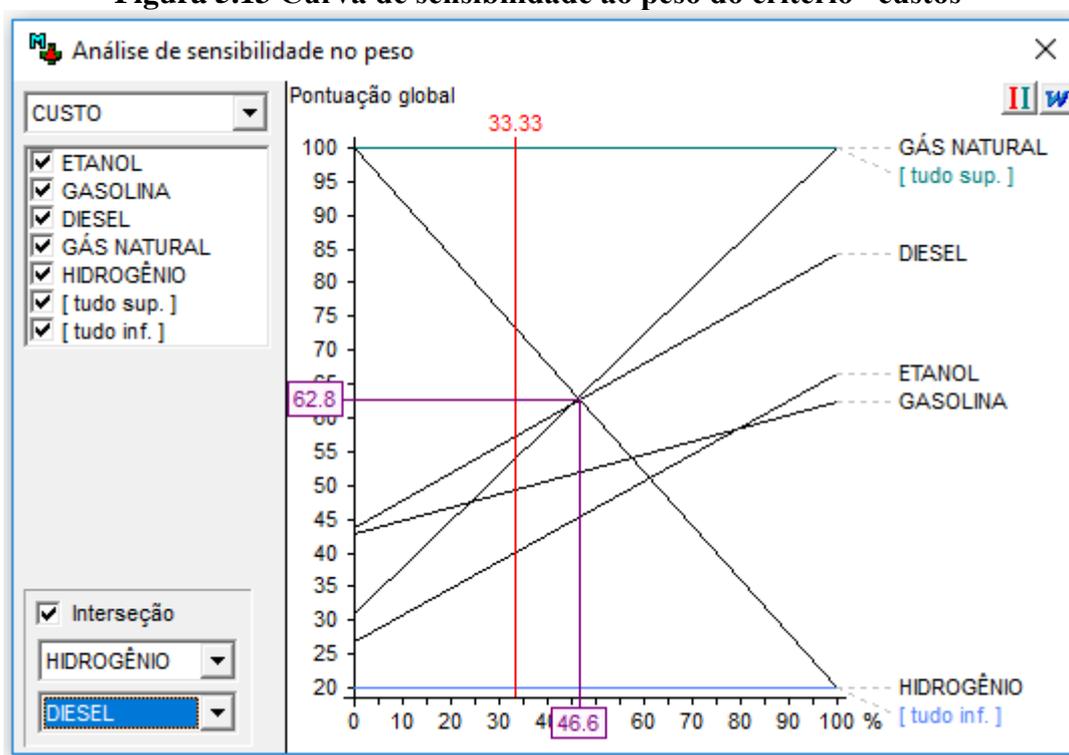


Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

5.3.4 Análise de sensibilidade aos pesos

Na Figura 5.13 é mostrada a curva de análise de sensibilidade no peso do critério “custo” para os combustíveis considerados. No eixo “X” está o peso do critério “custo” e no eixo “Y” está a “pontuação global”. Cada reta da figura mostra o comportamento da atratividade de cada uma das alternativas consideradas. O peso MACBETH, aquele definido pelo código computacional, para o critério “custo” foi de 33,33%.

Figura 5.13 Curva de sensibilidade ao peso do critério “custos”



Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Desta curva de sensibilidade ao critério “custo”, é possível deduzir que, aumento significativo no peso, é desastroso para a opção HIDROGÊNIO, e é muito benéfico para as demais opções. Para peso de “custo” em 46,6% o “Rating” do HIDROGÊNIO cai para 62,8 pontos, e nesse ponto, ocorre mudança do “Ranking” global.

As curvas de sensibilidade aos pesos para os outros critérios estão disponíveis no ANEXO 1, e da análise delas é possível inferir que aumentos no peso do critério “emissões de CO_2 ”, beneficia de maneira muito forte alternativas HIDROGÊNIO, e além disso, tem forte impacto negativo nas alternativas que usam óleo diesel, gasolina, etanol e gás natural, fazendo

com que estas alternativas sejam fortemente penalizadas, sendo desastroso para a alternativa óleo diesel (segunda alternativa mais atrativa no termômetro MACBETH). Na Figura A3.2 do anexo 1, mostrado que as duas curvas se interceptam com peso de 8,4% e a partir desse ponto a atratividade do óleo diesel se afasta muito da atratividade do Hidrogênio. As análises de sensibilidade aos pesos dos demais critérios mostram que, quaisquer que sejam os aumentos dos pesos para os critérios “poluente”, “eficiência” e “poder calorífico” a opção HIDROGÊNIO é muito beneficiada, pois as curvas nunca se interceptam. Aumentos do peso do critério “poluente” é desastroso para o óleo diesel, enquanto que aumentos nos pesos no critério “poder calorífico” é desastroso para a opção etanol.

Por fim, simulações considerando a soma dos pesos dos critérios econômicos e financeiros em 50% e a soma dos pesos das alternativas dos demais critérios em 50%, mostram que a alternativa mais atrativa passa a ser o “GÁS NATURAL”.

5.3.5 Teste de robustez

Na Figura 5.14 é mostrado o teste de robustez do método de MACBETH, onde é robusto deduzir que a alternativa Hidrogênio tem dominância aditiva sobre todas as demais alternativas com nível de incerteza de (+/-) 1,0 %, portanto, o Hidrogênio é alternativa mais atrativa do “Ranking”.

Figura 5.14 Avaliação de robustez com incerteza de (+/-) 1,0 %.

Análise de robustez							
[tudo sup.]	HIDROGÊNIO	GÁS NATURAL	ETANOL	DIESEL	GASOLINA	[tudo inf.]	
[tudo sup.]	=	▲	▲	▲	▲	▲	
HIDROGÊNIO	=	+	+	+	+	▲	
GÁS NATURAL		=	+	+	▲	▲	
ETANOL			=	+	+	▲	
DIESEL				=	+	▲	
GASOLINA					=	▲	
[tudo inf.]						=	

Informação local				Informação global		
	ordinal	MACBETH	cardinal	ordinal	MACBETH	cardinal
CUSTOS	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±1%
EMISSIONES CO2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±1%
PODER CALORÍFICO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±1%
MATERIAL PARTICULADO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±1%
EFICIÊNCIA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±1%

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Na Figura 5.15 é apresentado o teste de robustez do método de MACBETH, onde é robusto deduzir que a alternativa “Hidrogênio” tem dominância aditiva sobre todas as demais alternativas com nível de incerteza de (+/-) 5,0 %, portanto, Hidrogênio é alternativa mais atrativa do “*Ranking*”, também neste caso.

Figura 5.15 Avaliação de robustez com incerteza de (+/-) 5,0 %.

Análise de robustez							
	[tudo sup.]	HIDROGÊNIO	DIESEL	GÁS NATURAL	GASOLINA	ETANOL	[tudo inf.]
[tudo sup.]	=	▲	▲	▲	▲	▲	▲
HIDROGÊNIO		=	+	+	+	+	▲
DIESEL			=	?	+	+	▲
GÁS NATURAL			?	=	?	+	▲
GASOLINA				?	=	+	▲
ETANOL						=	▲
[tudo inf.]							=

Informação local				Informação global		
	ordinal	MACBETH	cardinal	ordinal	MACBETH	cardinal
CUSTO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±5%
EMISSÕES DE CO2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±5%
POLUENTE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±5%
PODER CALORÍFICO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±5%
EFICIÊNCIA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> ±5%

Fonte: Gerada pelo M-MACBETH 3.2.0.

Finalmente, das análises realizadas nessa seção, é possível concluir que, nas condições estabelecidas para os critérios, para os indicadores e pelos julgamentos e pelos pesos calculados pelo M-MACBETH 3.2.0, o Hidrogênio é mais atrativo que o etanol, gasolina, gás natural e óleo diesel.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS

Conforme discutido no Capítulo 1, os objetivos específicos desta dissertação podem ser resumidos assim: a) estudar o processo de Eletrólise alcalina da água para produção de Hidrogênio em larga escala, b) aplicar um Método Multicritério de Análise e Apoio a Decisão em avaliação de alternativas energéticas, c) Avaliar as alternativas energéticas existentes no Brasil para geração de energia elétrica para produção de Hidrogênio através da eletrólise da água, criando um “*Ranking*” das atratividades, d) Avaliar a atratividade do Hidrogênio em relação ao etanol, gás natural veicular, gasolina e óleo diesel, como fonte de energia automotiva. Além disso, o trabalho teve como objetivo responder as nove questões da pesquisa.

A primeira questão, sobre a existência de modelos multicritérios de apoio à tomada de decisão, que possam ser utilizados para suporte à decisão para o setor de energia no contexto de sustentabilidade, foi respondida afirmativamente no Capítulo 1, quando foram apresentados onze modelos em uso, e durante o trabalho, com a obtenção de resultados coerentes nas aplicações do modelo MACBETH.

A segunda questão, foi referente a real possibilidade de se produzir Hidrogênio em larga escala a partir da água, e foi respondida no Capítulo 2, que mostrou ser possível produzir Hidrogênio em larga escala, a partir da água, através do processo de eletrólise.

A terceira, quarta e quinta questões, indagavam sobre o uso do Hidrogênio como insumo energético no mundo, sobre a existência de veículos a Hidrogênio e sobre as tecnologias utilizadas na conversão de energia química do Hidrogênio em energia elétrica, respectivamente. No Capítulo 2 foi mostrado que os Estados Unidos da América, a União Europeia e o Japão já usam Hidrogênio no setor automotivo, ainda que em fase de demonstração. Além disso, foi descrito que já existem alguns modelos de veículos a Hidrogênio testados, que usam células a combustível para transformar a energia química contida no Hidrogênio em energia elétrica para mover estes veículos através de motores elétricos.

A questão seis, que indagava sobre a fonte de energia mais atrativa para um eventual programa de Hidrogênio, foi respondida pelas avaliações feitas pelo M-MACBETH 3.2.0 no Capítulo 5, quando mostrou-se que a energia fotovoltaica é a mais atrativa das fontes de energias no Brasil, para projetos em que o capital investido no sistema de energia elétrica seja inferior a 1.900,00 US\$/kW, e que quando o capital investido superar este valor, as

alternativas que geram energia elétrica a partir de biomassa e hidrelétricas são as mais atrativas.

A questão sete, que indagava sobre a atratividade do Hidrogênio em relação aos combustíveis convencionais, foi respondida pelo M-MACBETH 3.2.0, que mostrou que o Hidrogênio tem atratividade superior às do etanol, gás natural, óleo diesel e a gasolina; quando se consideram os aspectos econômicos, financeiros, tecnológicos, ambientais e sociais, e os indicadores de performances das alternativas utilizados nas avaliações.

A oitava e nona questões, que indagavam sobre o estado da arte dos processos de eletrólise e das configurações dos sistemas de Hidrogênio automotivo, foram respondidas no Capítulo 2, quando mostrou-se que existem eletrolisadores com capacidade de até 760 Nm³/h com eficiência na faixa de [68-70]% e que estes eletrolisadores podem ser usados para produzir Hidrogênio em larga escala em sistemas centralizados, semi-centralizados e descentralizados.

Assim, as principais conclusões desta dissertação podem ser resumidas como segue:

- Os processos e os sistemas de produção de Hidrogênio em larga escala por meio da eletrólise alcalina da água são factíveis e maduros.
- O objetivo geral e os objetivos específicos desta pesquisa foram plenamente atingidos, permitindo a consolidação dos conceitos para avaliação de equipamentos, processos e sistemas de produção Hidrogênio por eletrólise da água, e que o M-MACBETH 3.2.0 pode ser usado como ferramenta para avaliação de alternativas energéticas em trabalhos científicos.
- Os problemas de tomada de decisão no setor de energia em um ambiente sustentável, são problemas complexos, pois existem múltiplos aspectos envolvidos, múltiplos critérios e múltiplos pontos de vista. Porém, ao considerar aspectos financeiros, econômicos, tecnológicos, ambientais e sociais, os benefícios podem ser considerados incomensuráveis. Neste estudo, as múltiplas perspectivas foram operacionalizadas por meio de um modelo de avaliação multicritério, que apesar das diversas alternativas e dos diversos critérios possíveis de uso, chegou-se a resultados de atratividade considerados aceitáveis para os objetivos do trabalho, e alinhados com o pensamento atual para o setor energético, que visa maior sustentabilidade.

- A utilização do M-MACBETH 3.2.0 desenvolvido neste trabalho, conseguiu acomodar todas as alternativas energéticas existentes atualmente no Brasil, com avaliações considerando cinco critérios, que resultou em um trabalho abrangente. Além disso, foi dada ênfase a dados reais de performance das alternativas avaliadas, no entanto, essa forma de pensar revelou-se intensiva na necessidade de dados, e isso consistiu em uma das maiores dificuldades do trabalho. Apesar das dificuldades na coleta de dados, isso não constituiu efetivamente em uma barreira, pois o código M-MACBETH 3.2.0 acomodou muito bem os dados coletados e conseguiu apresentar resultados consistentes e alinhados com os requisitos de sustentabilidade.
- As aplicações do M-MACBETH 3.2.0 nas avaliações feitas neste trabalho permitem concluir que o método é adequado para ser empregado para avaliar alternativas energéticas.

Finalmente, acredita-se que esta dissertação poderá contribuir para que as decisões com relação à energia no Brasil sejam tomadas considerando aspectos econômicos, financeiros, ambientais, tecnológicos e sociais; beneficiando o empresariado, os investidores, o meio ambiente e a sociedade, e não apenas considerando somente os aspectos econômicos e financeiros, que beneficia apenas o empresariado e os investidores.

Além disso, existem muitas questões que podem servir de base para pesquisas futuras, que permitem recomendar os seguintes trabalhos:

- Avaliar os sistemas de Hidrogênio do ponto de vista energético e exergético.
- Desenvolver um simulador capaz de avaliar sistemas de Hidrogênio descentralizados, constituídos de plantas de eletrólise alcalina da água utilizando energia elétrica produzida por usinas fotovoltaicas, integradas com estações de abastecimento de Hidrogênio.
- Desenvolver uma pesquisa de campo para avaliar a performance de um eletrolisador ou uma planta de eletrólise alcalina da água utilizando energia elétrica produzida por sistemas fotovoltaicos.
- Avaliar a atratividade do Hidrogênio como combustível para o setor automotivo brasileiro, considerando outros métodos multicritérios e outros critérios de avaliação.
- Desenvolver um estudo de viabilidade econômica para a implantação de um sistema de produção.
- Fazer estudo comparativo dos resultados obtidos neste trabalho usando outros métodos multicritérios de apoio a tomada de decisão.

REFERÊNCIAS

ABELE, Andris R. **Alternative and renewable fuel and vehicle technology program**. Status of existing hydrogen refueling stations for GEC - California Energy Commission. TechCompass, San Clemente, CA, 2015. Report available at November, 1st in the <https://ww2.energy.ca.gov/2015publications/CEC-600-2015-004/CEC-600-2015-004.pdf>. Acesso; 01 nov.2019.

ANDRADE, Gustavo Naciff *et. al.* **Evaluation of Power Plants Technologies Using Multicriteria Methodology Macbeth**. IEEE Latin America transactions, Rio de Janeiro, volume 14, issue 1, pages 188-198, January.2016. Paper available at <https://ieeexplore.ieee.org/document/7430079>. Acesso; 23 nov.2019.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL]. BIG - Banco de Informações de Geração. **Capacidade de geração do Brasil**. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>: Acesso em 16 de dez. 2019.

_____. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis [ANP]. **Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis**. Disponíveis em <http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrenzia/precos/levantamento-de-precos/serie-historica-do-levantamento-de-precos-e-de-margens-de-comercializacao-de-combustiveis>. Acesso em: 08 nov. 2019.

BANA, Carlos A; CORTE, Jean-Marie De; VANSNICK, Jean-Claude. **MACBETH**. Julho, 2005. Disponível em http://m-macbeth.com/wp-content/uploads/2017/10/MACBETH_LSE-working-paper-0356-19nov.pdf. Acesso em: nov. 2018.

BANA, Carlos A; CORTE, Jean-Marie De; VANSNICK, Jean-Claude. **MACBETH: Guia do utilizador**. Julho, 2005. Disponível em <https://www.m-macbeth.com>. Acesso em: nov. 2018.

BANA, Carlos A; CORTE e VANSNICK, Jean-Claude. **Uma nova abordagem ao problema da construção de uma função de valor cardinal: MACBETH**. Investigação operacional. Lisboa, v. 15, p. 15-35, Junho, 1995. Artigo disponível em <http://web.ist.utl.pt/carlosbana/bin/Uma%20nova%20abordagem%20ao%20problema.pdf>. Acesso em: nov. 2018.

BANA, Carlos A; ANGULO-MEZA, Lidia e OLIVEIRA, Mónica D. **O MÉTODO MACBETH NO BRASIL**. ENGEVISTA. Rio de Janeiro v. 15, n. 1, p. 3-27, Abr. 2013. Disponível em <http://periodicos.uff.br/engevista/article/viewFile/8922/6392>. Acesso em: jan. 2019.

_____. Banco Central do Brasil [BCB] **Conversor de moedas**. Brasília, 2019. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/conversao>. Acesso em: 11 jun. 2019.

_____. Empresa de Pesquisa Energéticas. **Balanco Energético Nacional [BEN]**. Ministério das Minas e Energia. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 09 jan. 2019. Rio de Janeiro, 2017.

BERNARDI, Paulo Júnior. **Alternativas para a produção de hidrogênio nas regiões brasileiras visando à geração de energia elétrica distribuída**. Tese (doutorado) - Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, São Paulo, 2009.

BERTUCCIOLI, Luca *et al.* **Study on development of water electrolysis in the EUA**. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Cambridge, United Kingdom, 2014.

BRAZ, J. M. B. Proença. **O MacBeth como ferramenta MCDA para o Benchmarking de Aeroportos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Aeronáutica) - Universidade da Beira Interior, Covilhã, 2011.

_____. California Energy Commission [CEC]. **Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2017. Annual Assessment of time and costs needed to attain 100 Hydrogen Refueling Station in California**. December, 2017. Disponível em: <https://ww2.energy.ca.gov/2018publications/CEC-600-2018-008/CEC-600-2018-008.pdf>. Acesso em: 19 abr. 2019.

_____. California Energy Commission [CEC]. **Annual Evaluation of Fuel Cell Electric Vehicle deployment & Hydrogen Fuel Station Network Development**. California, 2018. Available at https://ww3.arb.ca.gov/msprog/zevprog/ab8/ab8_report_2018_print.pdf. Acesso em: 07 abr. 2019.

COMISSÃO EUROPEIA. **Hydrogen Energy and Fuel Cells, a vision of our future**. Base de dados do FINAL REPORT OF THE HIGH LEVEL GROUP. EUR 20719 EN. Brussels, 2003. Available: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/hlg_vision_report_en.pdf. Acesso em: 01 abr. 2019.

COMISSÃO EUROPEIA. Hydrogen Energy and Fuel Cells technology platform. **Base de dados do Deployment Strategy**. Brussels, 2005. Disponível em: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/hfp_ds_report_aug2005.pdf. Acesso em: 01 abr. 2019.

CENTRO DE GESTÃO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS [CGEE]. **Hidrogênio energético do Brasil, subsídios para políticas de competitividade, 2010-2025**. Base de dados do Centro de Gestão e Estudos Energéticos. Brasília, 2010. Disponível em: https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Hidrogenio_energetico_completo_22102010_9561.pdf/367532ec-43ca-4b4f-8162-acf8e5ad25dc?version=1.5. Acesso em: 01 ago. 2018.

CONCA, James. **How deadly is your kWatt? We rank the killer energy sources**. In: Forbes. 10 de jun. 2012. Disponível em:

http://usclimateandhealthalliance.org/post_resource/how-deadly-is-your-kilowatt-we-rank-the-killer-energy-sources. Acesso em: 15 jan. 2019.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY [DOE]. **National Hydrogen Energy Roadmap**. Base de dados do United States Department of energy. Washington, Abr, 2002. Disponível em: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/national_h2_roadmap.pdf. Acesso em: 01 ago. 2018.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY [DOE]. **Hydrogen, Fuel Cells & Infrastructures Technologies Program, Multi-year Research, Development and Demonstration Plan, Planned program activities for 2005-2015**. Base de dados do United States Department of energy. Washington, 2007. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/39146.pdf>. Acesso em: 01 ago. 2018.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY [DOE]. **Hydrogen, Fuel Cells & Infrastructures Technologies Program, Multi-year Research, Development and Demonstration Plan**. Base de dados do United States Department of energy. Washington, 2012. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/12/f19/fcto_myrrdd_full_document.pdf Acesso em: 01 ago. 2018.

_____. Empresa de Pesquisa Energéticas [EPE]. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2018**. Base de dados da Empresa de Planejamento Energético. Disponível em <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-60/topico-168/Anuario2018vf.pdf> Acesso em: 04 jan. 2019.

_____. Empresa de Pesquisa Energéticas [EPE]. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2011**. Base de dados da Empresa de Planejamento Energético. Disponível em <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202011.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2019.

_____. Empresa de Pesquisa Energéticas [EPE]. **Plano Nacional de Energia, 2030**. Base de dados da Empresa de Planejamento Energético. Disponível em <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE%202030%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es.pdf> .Acesso em: 20 mar. 2019.

_____. Empresa de Planejamento e Logística S.A [EPL]. **Anuário estatístico de transportes 2010-2016**. Base de dados da Ministério dos Transportes, Portos e Viação Civil. Brasília, 2017. Disponível em <https://infraestrutura.gov.br/images/2017/Sum%C3%A1rioExecutivoAET-2010-2016.pdf>. Acesso em: 10 out. 2018.

ERTAY, Tijen; KAHRAMAN, Cengiz; KAYA, Ihsan. **Evaluation of Renewable Energy Alternatives Using MACBETH and Fuzzy AHP Multicriteria Methods: The Case of Turkey**. Technological and Economic Development of Economy. v.19, n.1, p. 32-62, Abr.

2013. Available at <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.3846/20294913.2012.762950>. Acesso em: 15 nov. 2019.

ESTEVÃO, Tânia E. Rodrigues. **O hidrogênio como combustível**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS [FGV]. **O futuro energético e a geração nuclear**. Base de dados da Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/11315/FUTURO%20ENERGETICO_web.pdf. Acesso em: 21 dez. 2018.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS [FGV]. **Financiamento para Energia Solar Fotovoltaica em Geração Distribuída**. Base de dados do Centro de Estudos em Sustentabilidade da Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas. São Paulo, 2018. https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/11315/FUTURO%20ENERGETICO_web.pdf. Acesso em: 21 abr. 2019.

GOLDEMBERG, José. **Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 1998. ISBN:85-314-0452-5.

GREEN, Martin A. *et al.* **Solar cell efficiency tables. Progress in Photovoltaics**. Sydney: v.25, n.1, p. 1062-7995, Nov. 2016. Published online in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI: 10.1002/pip.2855. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1339237>. Acesso em 16 aug. 2018.

GREEN HYDROGEN [GREEN]. Disponível em <http://greenhydrogen.dk>. Acesso em: 21 maio. 2019.

HEKKERT, MACRO P. e HENDRIKS, Franca. **Natural gas as an alternative to crude oil in automotive fuel chains well-to-wheel analysis and transition strategy development**. Energy Policy. Utrecht: v. 33, p. 579-594, Fev. 2005. Paper Available at <https://www.researchgate.net/publication/222830570>. Acesso em: dec. 2018.

HYDROGENICS. Disponível em <https://Hydrogenics.com>. Acesso em: 21 maio. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA]. **The future of hydrogen - Seizing today's opportunities**. Report prepared by IEA- International Energy Agency for G20, 2019. Available at <https://webstore.iea.org/the-future-of-hydrogen>. Acesso em: jul. 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS [INPE]. **Atlas brasileiro de energia solar**. Base de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. São José dos Campos, 2006. Disponível em http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf Acesso em: 22 abr. 2019.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA E APLICADA [IPEA]. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico.** Base de dados do Instituto de Pesquisa Econômica e Aplicada. Brasília, 2018. Disponível em http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td_2388.pdf. Acesso em: 09 abr. 2019.

JUNIOR, Hécio Vieira. Multicriteria Approach to Data Envelopment Analysis. **Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA)**. São José dos Campos, out, 2008. Disponível em <http://www.mec.ita.br/~helcio/Multicriteria.pdf>. Acesso em: 07 mai. 2019.

KARADE, Prasad; CHAKRABORTY, Shanka. **A Facility Layout Selection using MACBETH.** Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management. Indonesia: v. 9, p. 17-26, Jan. 2014. <https://pdfs.semanticscholar.org/9abc/533694e4abe85ad0a799a081164f6e58f5df.pdf>. Acesso em: 16 mai. 2019.

KOPONEN, Joonas. **Review of water electrolysis technologies and design of renewable production system.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Lappeenranta University of Technology, Finland, 2015. Available at <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/104326>. Acesso em: 25 apr. 2019.

KNOB, Daniel. **Geração de hidrogênio por eletrólise da água utilizando energia solar fotovoltaica.** Dissertação (Mestrado em Ciências Nucleares) - Instituto de Pesquisa Energética e Nuclear, USP. São Paulo, 2013. Disponível em <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/85/85134/tde-11062014-143621/publico/2013KnobGeracao.pdf>. Acesso em: 22 fev. 2019.

KUNDAKCI, Nielsen; ISIK, Aysegul Tus. **Integration MACBETH and COPRAS Methods to select air compressor for a textile company.** Decision Science Letters. Denizli: v. 5, p. 381-394, Set. 2016. Available at http://www.growing-science.com/dsl/Vol5/dsl_2016_6.pdf. Acesso em: 05 mai. 2019.

KUMARA, Abhishek et al. **A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development.** Available at https://www.researchgate.net/publication/310745147_A_review_of_multi_criteria_decision_making_MCDM_towards_sustainable_renewable_energy_development. Acesso em: 22 mar. 2019.

LAMARSH J. R. and BARATTA J. A. Introduction to Nuclear Engineering. Third Edition. Prentice-Hall Inc. New Jersey, USA, 2001.

LEITE, J. G. Lamas. *et al.* **Using the MACBETH Method to improve the scenario analysis tool PESTEL in large civil construction projects.** DYNA. Niterói: v. 84, n. 203, p. 322-327, Dec. 2017. <https://www.redalyc.org/jatsRepo/496/49655603041/html/index.html>. Acesso em: 15 jun. 2019.

LORA, Electo Eduardo Silva e NASCIMENTO, M. A. Rosa (coordenadores). **Geração Termelétrica: planejamento, projeto e operação.** Rio de Janeiro; Editora Interciência, 2004. Volumes 1 e 2.

MATEUS, Ricardo; MATOS, Paulo; BANA, J. C. C. **Supporting Multicriteria Decisions with MACBETH Tools: Selection Brawnfield Redevelopment actions. Group Decision and Negotiation**. Lisboa: Jul. 2016. Available at https://www.researchgate.net/publication/305679214_Supporting_Multicriteria_Group_Decisions_with_MACBETH_Tools_Selection_of_Sustainable_Brownfield_Redevelopment_Actions. Acesso em: 01 Jul. 2019.

_____. Ministério de Minas e Energia [MME]. **Emissões de gases de efeito estufa em reservatórios de centrais hidrelétricas**. Base de dados do Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro, 2014. <http://www.cepel.br/data/pages/balcar/LivroBalcar.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2019.

_____. Ministério de Minas e Energia [MME]. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Base de dados do Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2001. Disponível em http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf. Acesso em: 21 out. 2018.

_____. Ministério de Minas e Energia [MME]. **Nota Técnica sobre a ratificação do Acordo de Paris**. Base de dados do Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2016. Disponível em <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris/item/10710.html>. Acesso: 01.out. 2019.

_____. Ministério do Meio Ambiente [MMA]. **Inventário nacional de emissões atmosféricas por veículos automotores rodoviários**. Relatório Final do ano base 2012. Brasília, 2013. Acessado em 10 de outubro de 2019. Documento disponível em http://www.antt.gov.br/backend/galeria/arquivos/inventario_de_emissoes_por_veiculos_rodoviarios_2013.pdf.

_____. Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil [MTPA]. **Anuário Estatístico de Transportes 2010 - 2016**. Brasília, 2017. Disponível em https://infraestrutura.gov.br/images/2017/Sum%C3%A1rio_Executivo_AET_-_2010_-_2016.pdf. Acesso em: 07 set. 2018.

MORAN, Michael J. *et al.* **Princípios de termodinâmicas para engenharia**. 7. Ed. Rio de Janeiro; LTC, 2013

MOHD, Danish *et al.* Hydrogen Production by Water Electrolysis: A review of Alkaline Water Electrolysis, PEM water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis. **International Journal of Engineering and Advanced Technology**. Abba: v. 4, n. 3, p. 80-93, Fec. 2015. Available at <https://www.researchgate.net/publication/273125977>. Acesso em: 02 feb. 2019.

MOUSSEAU, Vincente. *et al.* **An MCDA Approach for Evaluation Hydrogen Storage System for the Future Vehicles**. https://www.researchgate.net/publication/316184595_An_MCDA_Approach_for_Evaluating_Hydrogen_Storage_Systems_for_Future_Vehicles. Acesso em: 05 feb. 2019.

MOUTINHO et. al. **Gás natural: estratégia para uma energia nova no Brasil**. Annablume, Fapesp, Petrobras. São Paulo, 2002.

MULLER, Glaysson de melo. **Despacho de Máquinas e Geração de Usina Hidrelétrica Individualizada Utilizando Algoritmos Genéricos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em <http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2010032201.pdf>. Acesso em: 06 mar. 2019.

NAGASHIMA, Monica. **Japan's hydrogen Strategy and Its Economic Geopolitical Implications**. Études de Ifri, Oct, 2018. Available at https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/nagashima_japan_hydrogen_2018_.pdf.

Acesso em: 24 abr. 2018.

NAKUI, Koji. **An overview of the fuel cell and Hydrogen Technology Development Policies in Japan**. Journal of Chemical Engineering of Japan. Kanagawa: v. 39 n.5, p. 489-502, Maio. 2006. Available at https://www.jstage.jst.go.jp/article/jcej/39/5/39_5_489/article/-char/ja/. Acesso em: 23 jun. 2019.

NATIONAL ACADEMY OF SCIENCE [NAS]. **The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs**. ISBN 978-0-309-38810-8, DOI 10.17226/10922 Washington, 2004. Available at <https://www.nap.edu/catalog/10922/the-hydrogen-economy-opportunities-costs-barriers-and-rd-needs>. Acesso em: 21 mai. 2019.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY [NREL]. **National Renewable Energy Laboratory. Current State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis**. Colorado - USA, 2009. Available at <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/46676.pdf> . Acesso em: 05 jan. 2019.

NEL HYDROGE [NEL]. Available at <https://nelhydrogen.com/products/>. Acesso em: 15 abr. 2019. Com autorização da empresa.

NEVES, A.R. Fragoso. **Decision Support Methodology for Local Sustainable Energy Planning**. Tese (Doutorado em Filosofia em Sistemas de Energia Sustentável) - University of Porto. Porto, 2012. Available at <https://repositorio-aberto.up.pt>. Acesso em: 21 apr. 2019.

PARIZZI, J. Biasi. **Utilização avançada da capacidade excedente de sistemas de transmissão CCAT para produção de oxigênio e hidrogênio**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, 2008. <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/3654/JOCEMARPARIZZI.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 22 mai. 2019.

PASCUZZI, Simone. *et al.* **Electrolyze Performance Analysis of an Integrated Hydrogen Power System for a Greenhouse Heating. A Case Study**. Department of Agricultural and Environmental Science, University of Bari, Aldo Moro, Italy **Sustainability**. Bari: v. 8 n. 7,

p. 629, Jul. 2016. Available at <https://www.mdpi.com/2071-1050/8/7/629/htm>. Acesso em: 24 jun. 2019.

RIETKOTTER, Lea. **Ending the war in multi-criteria decision analysis: taking the best from two worlds**. Dissertação (Mestrado em Ciência) - University of Twente, Enschede, 2014. Available at <http://www.redcriteria.org/wp-content/uploads/2015/07/Rietkoetter-MCDA-MACBETH.pdf>. Acesso em: 23 mai. 2019.

ROSA, Aldo Vieira da. **Fundamentals of Renewable Energy Process**. Waltham: Elsevier, 2005. Available at https://www.academia.edu/29663981/Fundamentals_of_Renewable_Energy_Processes.pdf. Acesso em: 29 jun. 2018.

SANTOS, I. F.S. *et al.* **Análises econômicas, de sensibilidade e elasticidade em projetos de energias renováveis no Brasil**. Artigo publicado na Revista Brasileira de Energia da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), do segundo semestre de 2015. Disponível em <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/view/345>. Acesso em: 23 jun. 2019.

SANTOS, M. F. Diogo; SIQUEIRA A.C. César; FIGUEIREDO, L. José. **Hydrogen production by alkaline water electrolysis**. *Química Nova*. São Paulo: v. 36, n.8, p.1176-1193, Nov. 2013. Available at http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-40422013000800017. Acesso em: 25 jun. 2019.

SCHMIDT, A.M. ATHERINO. **Processo de apoio à tomada de decisão abordagem AHP e MACBETH**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção e de Sistemas) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 1995. Disponível em <https://core.ac.uk/download/pdf/30433070.pdf>. Acesso em 27 jun. 2019.

SCHMIDT, O. *et al.* Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. **International Journal of Hydrogen Energy**. London: v. 42, p. 30470-30492, Nov. 2017. Available at <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917339435>. Acesso em: 15 June. 2019.

SHANER, M.R. *at al.* A comparative techno economic analysis of renewable hydrogen production using solar energy. Paper published at Energy and Environmental Science Journal at 30/09/2016. Available at <https://pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2016/ee/c5ee02573g>. Acesso em 30/10/2019.

SHREVE, R. NORRI. **Industria de processos químicos**. Editora Guanabara Koogan. 4ª. Edição. Rio de Janeiro, 2008.

SILVA, A. Raquel. *et al.* **Global premature mortality due to anthropogenic outdoor air pollution and the contribution of past climate change**. *Environmental Research Letters*. Chapel Hill: v. 8, p. 1-11, Jul. 2013. Available at <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/8/3/034005/pdf>. Acesso em: 21. Mai. 2019.

SOUZA, M. M. V. Mello. **Hidrogênio e células combustível**. Rio de Janeiro: Synergia, 2018.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno (coordenador). **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. EPE: Rio de Janeiro, 2016. Disponível em <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>
Acesso em: 05 jan. 2019.

TOSUN, Omur. **Using Macbeth Method for Technology Selection Production Environment**. American Journal of Data Mining and Knowledge Discovery. v. 2, n. 1, p.37-41, Jan. 2017. Available at <http://www.sciencepublishinggroup.com/j/ajdmkd>. doi: 0.11648/j.ajdmkd.20170201.15. Acesso em 10 dec. 2018.

ULLEBERG, Oystein; NAKKEN, Torgeir; ETÉ, Arnaud. **The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools**. International Journal of Hydrogen Energy. v. 35, n. 4, p.1841-1852, Oct. 2010. Available at https://www.researchgate.net/publication/223279518_The_windhydrogen_demonstration_system_at_Utsira_in_Norway_Evaluation_of_system_performance_using_operational_data_and_updated_hydrogen_energy_system_modeling_tools. Acesso em: 12 jan. 2019.

URSÚA, Alfredo; GANDIA, Luis M; SANCHIS, Pablo. **Hydrogen Production from Water Electrolysis: Current Status and Future Trend**. Proceedings of the IEEE. v. 100, n. 2, p. 410-426, Feb. 2012. Available at https://www.researchgate.net/publication/220473374_Hydrogen_Production_From_Water_Electrolysis_Current_Status_and_Future_Trends. Acesso em: 08 jun. 2018.

VICENS, Gabriel. **Renewable hydrogen production. The role of solar Thermal Water Splitting**. Thesis for the degree of master of science - Lund University. Sweden, 2009. ISRN LUTMDN/TMHP-12/5256-SE, ISSN 0282-1990. Available at <http://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordId=3054875&fileId=3054878>. Acesso em: 12 mar. 2019.

VILLELA, Flávia Ribeiro. **Análise Multicritério para a Definição do Índice de Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica por uma Distribuidora**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2009. Disponível em https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/17404/17404_1.PDF. Acesso em 08 set. 2018.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION [WNA]. **Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources**. Base de dados do WNA. London, 2011. Available at http://www.world-nuclear.org/uploadedFiles/org/WNA/Publications/Working_Group_Reports/comparison_of_lifecycle.pdf. Acesso em: 09 mar. 2019.

YAKDEHIGE, S. Kumara. **Design of Alkaline Electrolysis Stack**. Dissertação (Mestrado em Ciência) - University of Agder. Grimstad. Norway, 2017. Available at <https://uia.brage.unit.no/uia-xmlui/handle/11250/2454424>. Acesso em: 06 jan. 2019.

XING, L. Yan and HINO, Ryutaro. **Nuclear Hydrogen Production Handbook**. Ohio: CRC Press Book, 2011. Available at <http://www.gammaexplorer.com/wp-content/uploads/2014/03/Nuclear-Hydrogen-Production-Handbook-2011.pdf>. Acesso em: 05 jan. 2019.

ANEXO 1: CURVAS DE ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AOS PESOS

Análise 1

Figura A1.1 - Análise de sensibilidade no peso do capital

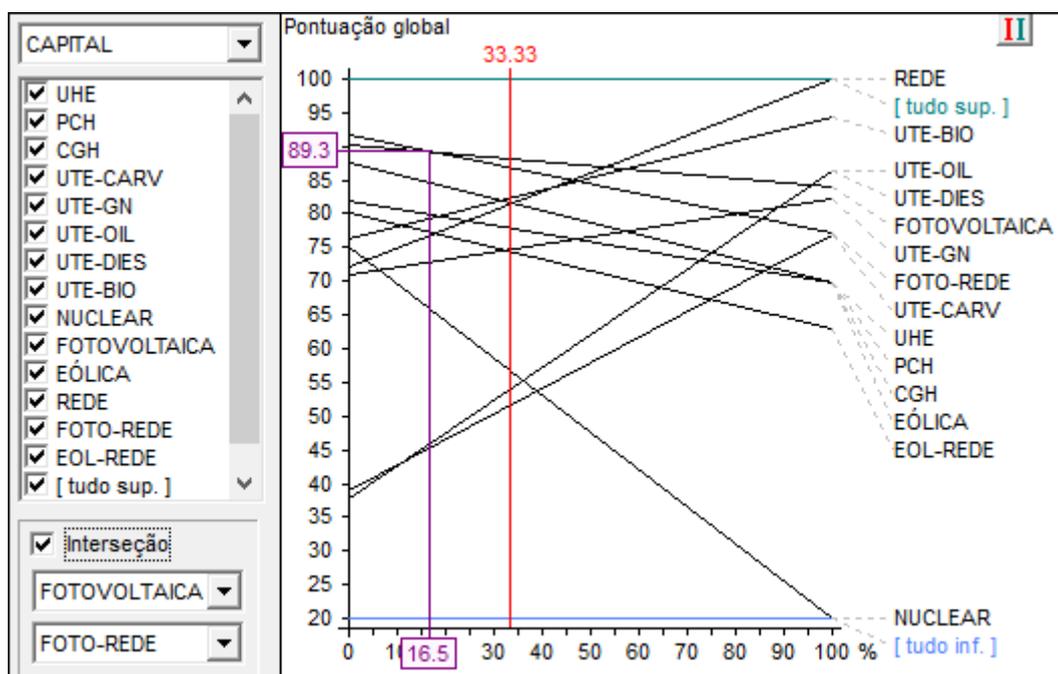


Figura A1.2 Análise de sensibilidade no peso das emissões

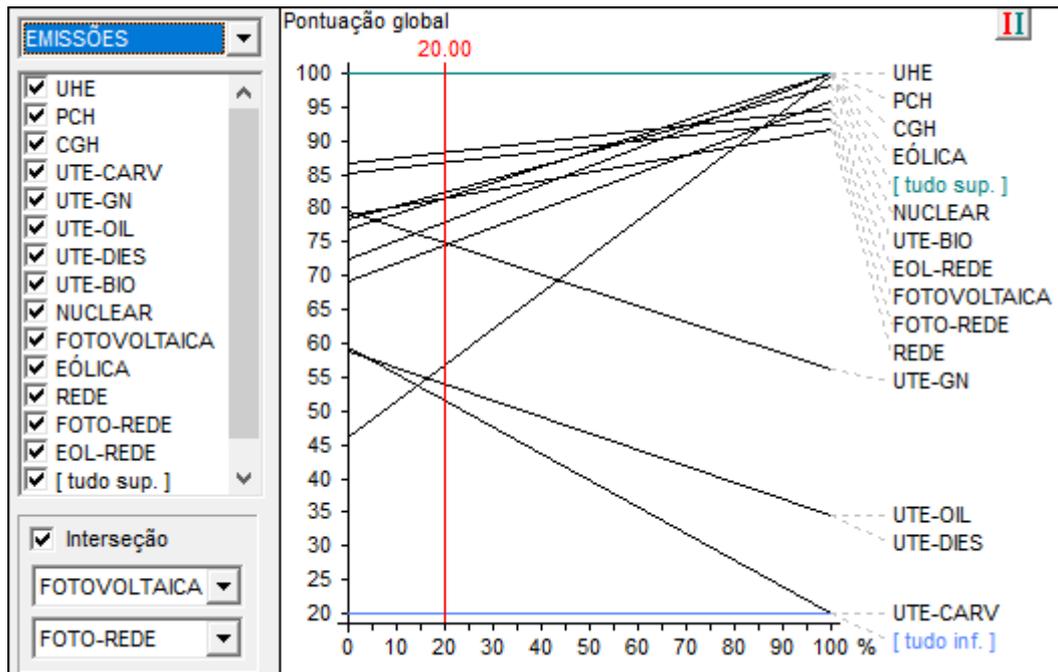


Figura A1.3 Análise de sensibilidade no peso do custo

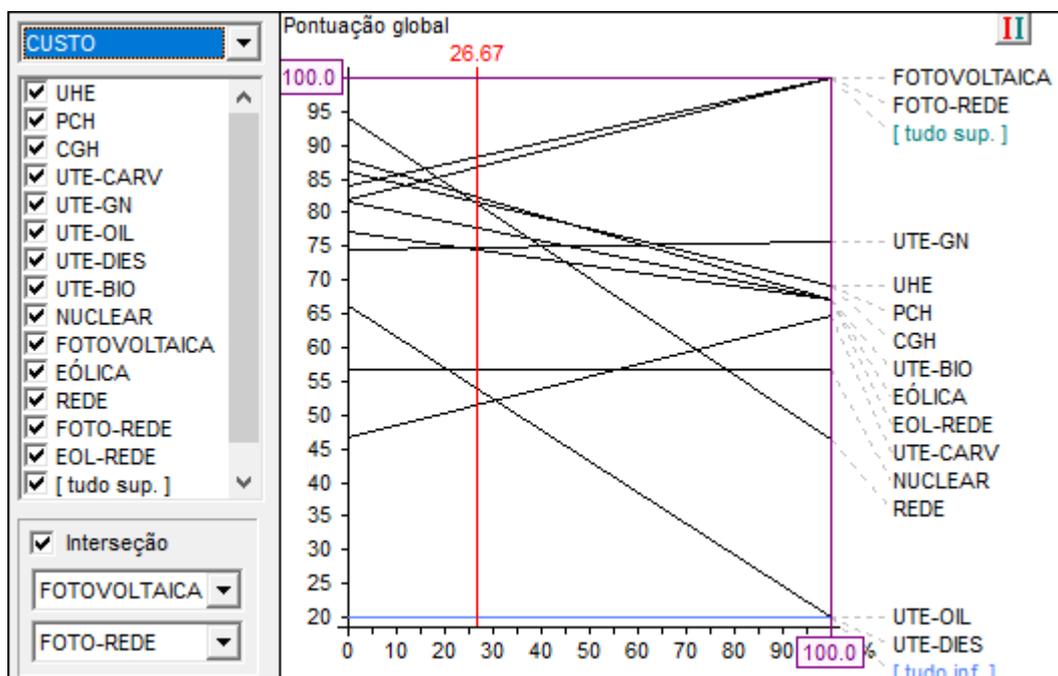


Figura A1.4 Análise de sensibilidade no peso de mortalidade

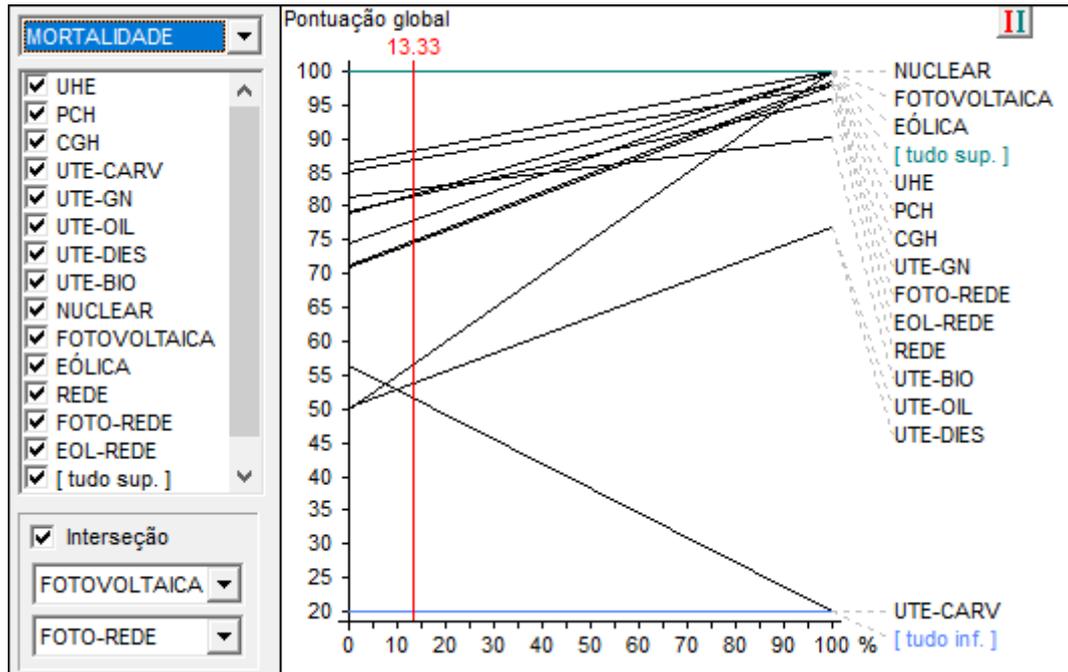


Figura A1.5 Análise de sensibilidade no peso da eficiência

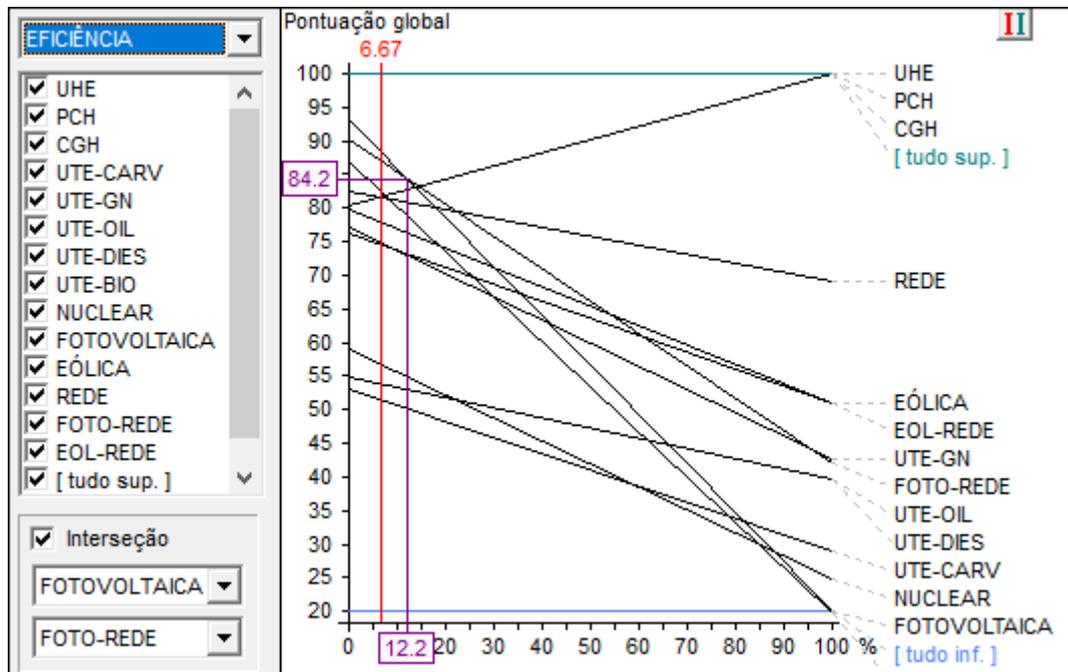


Figura A1. 6 - Análise de sensibilidade no peso do capital para as alternativas mais atrativas

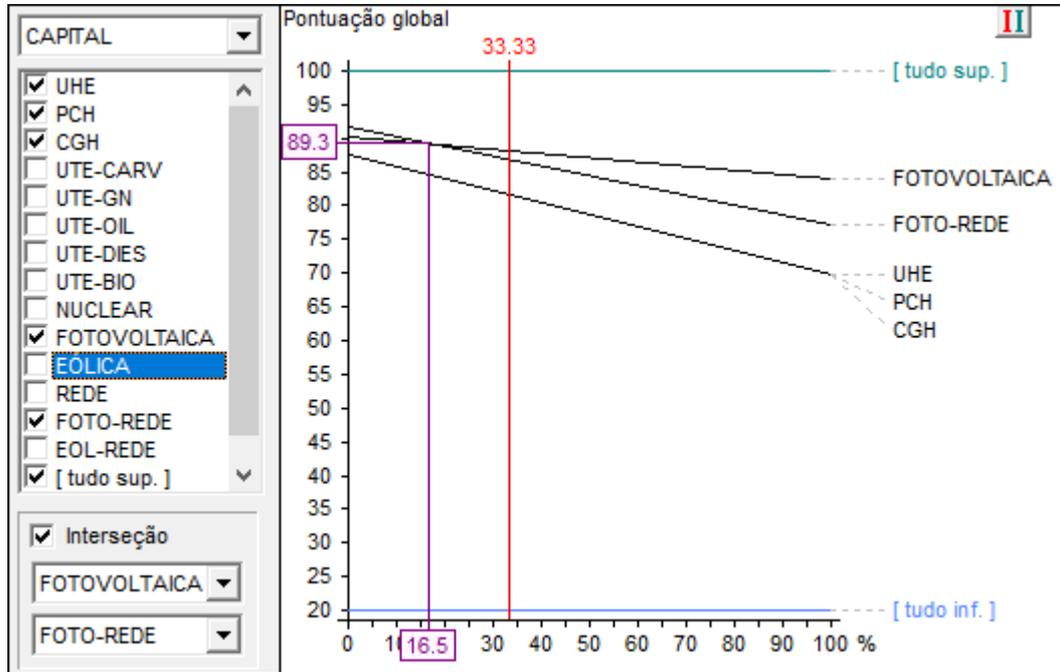


Figura A1.7 Análise de sensibilidade no peso custo para as alternativas mais atrativas

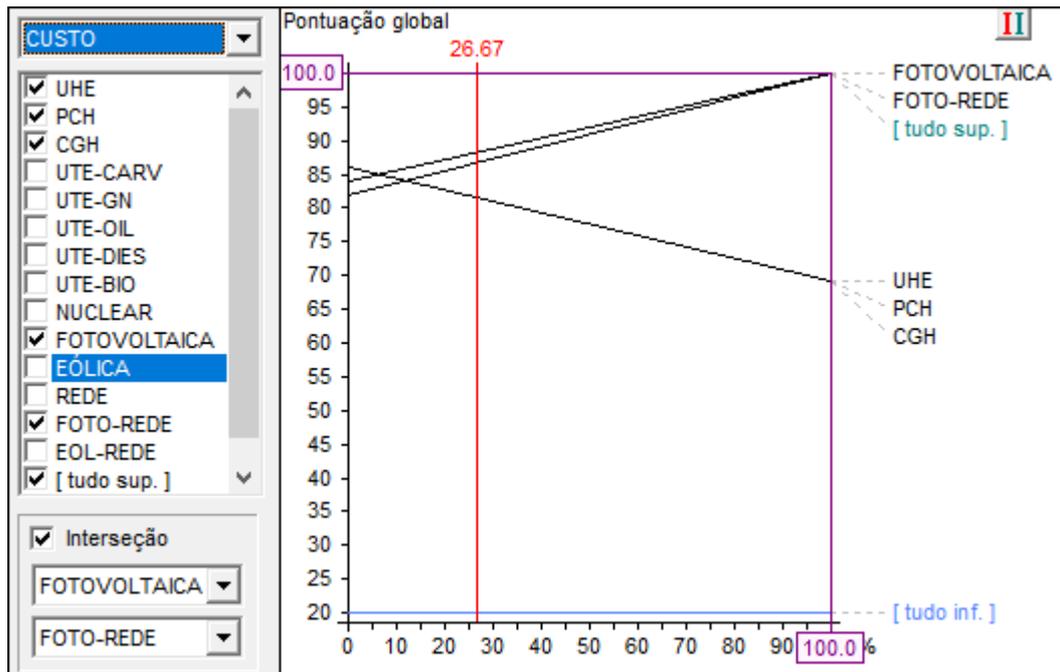


Figura A1.8 Análise de sensibilidade no peso de emissões para as alternativas mais atrativas

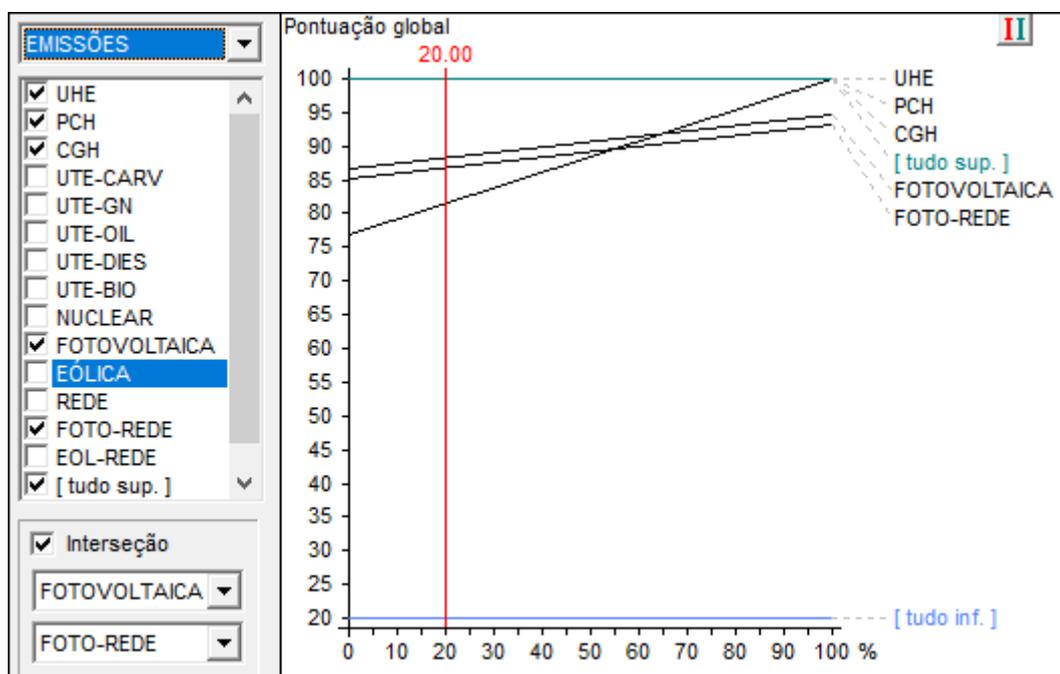


Figura A1.9 Análise de sensibilidade no peso de eficiência das alternativas mais atrativas

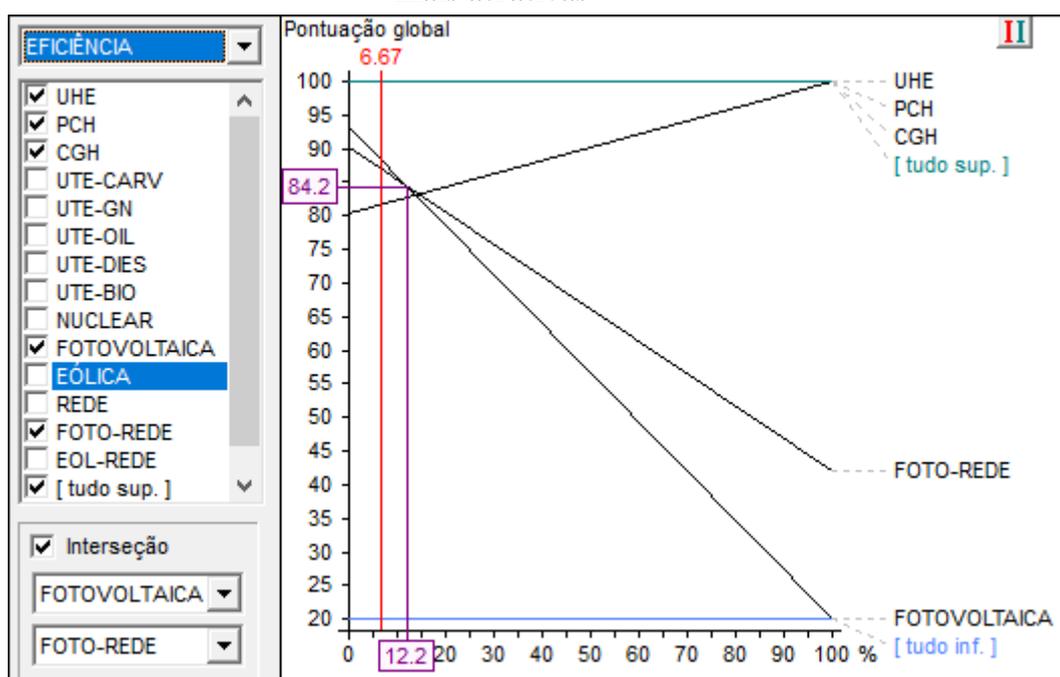
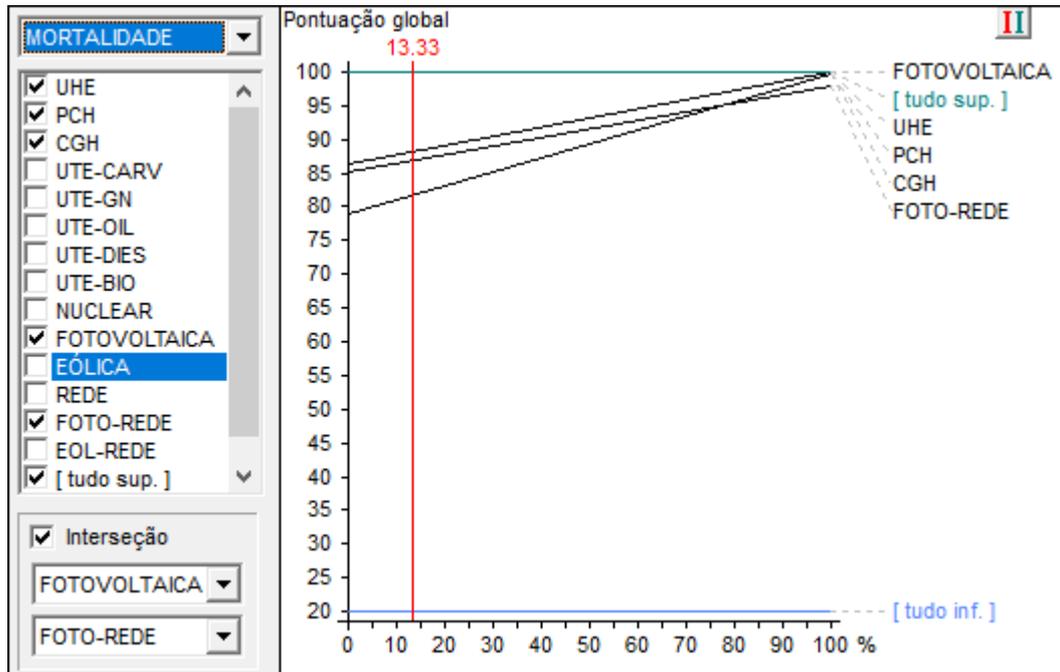
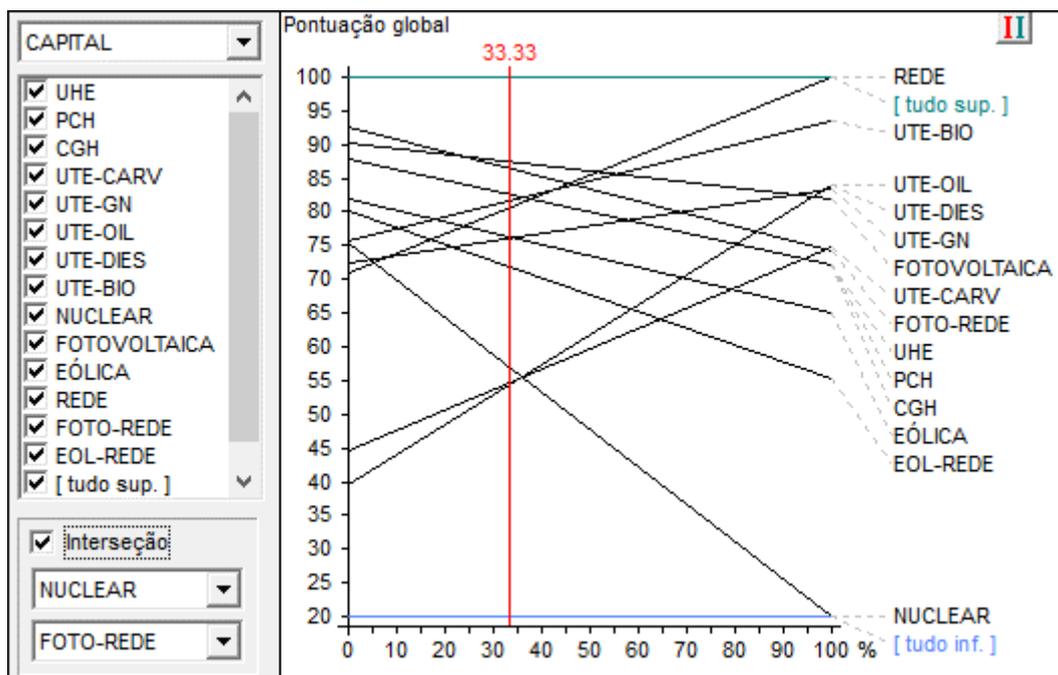


Figura A1.10 Análise de sensibilidade no peso de mortalidade das alternativas mais atrativas

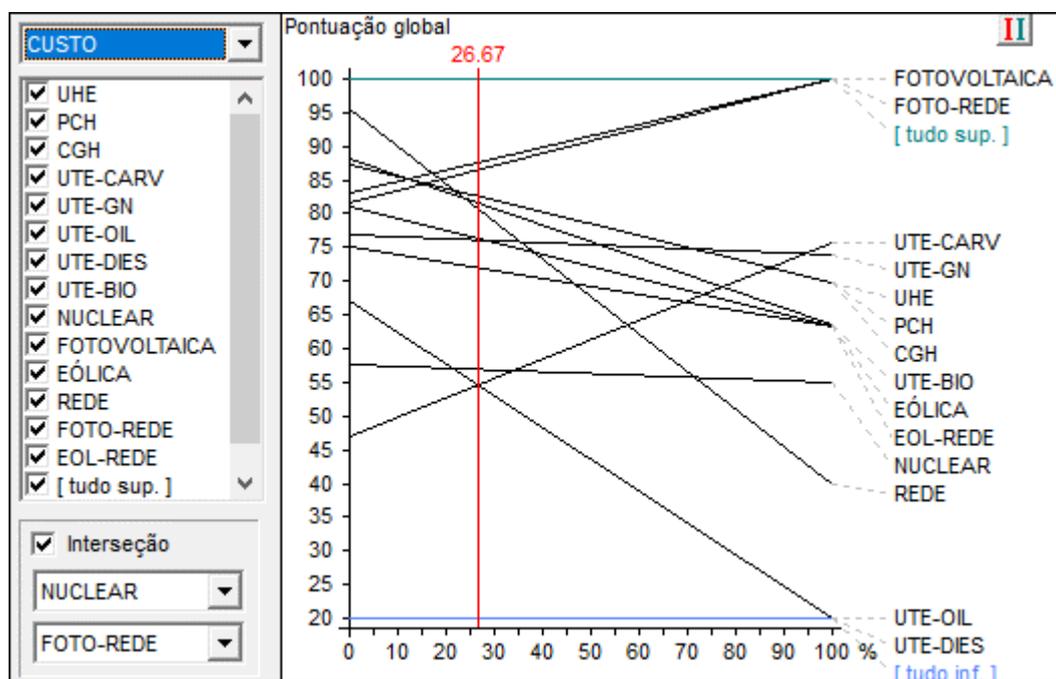


Análise 2

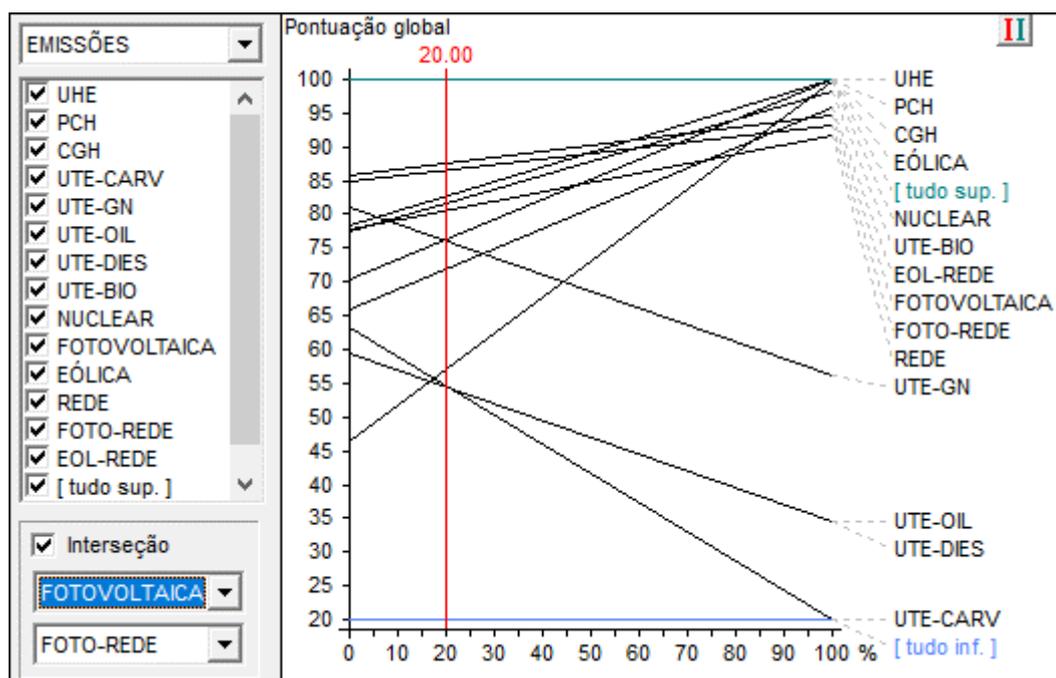
A2.1 Análise de sensibilidade no peso do capital



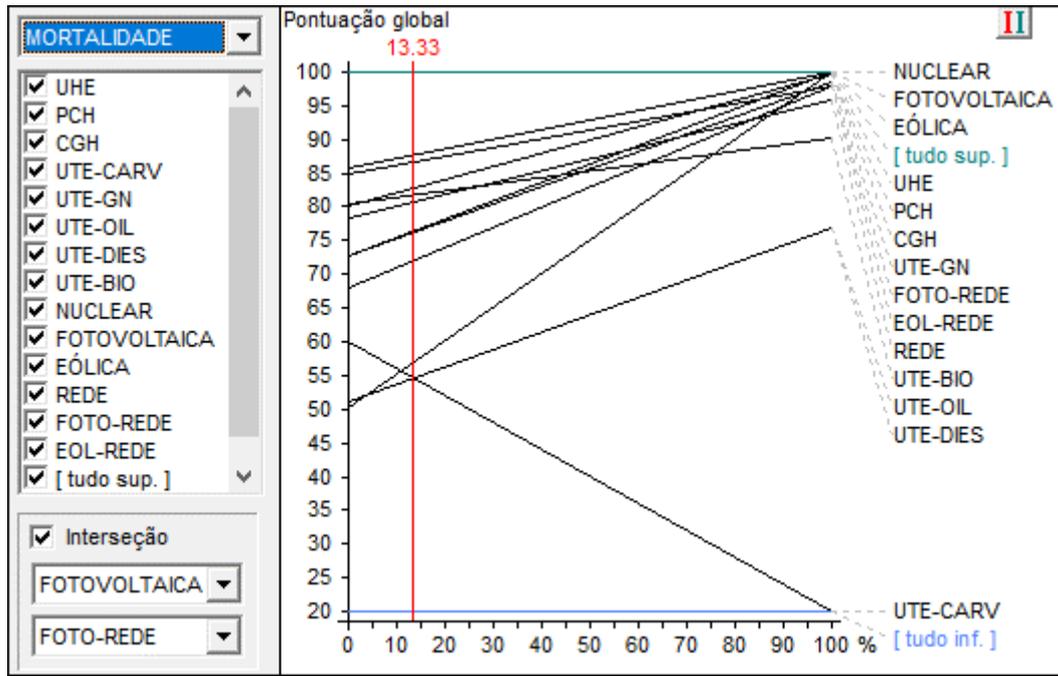
A2.2 Análise de sensibilidade no peso do custo



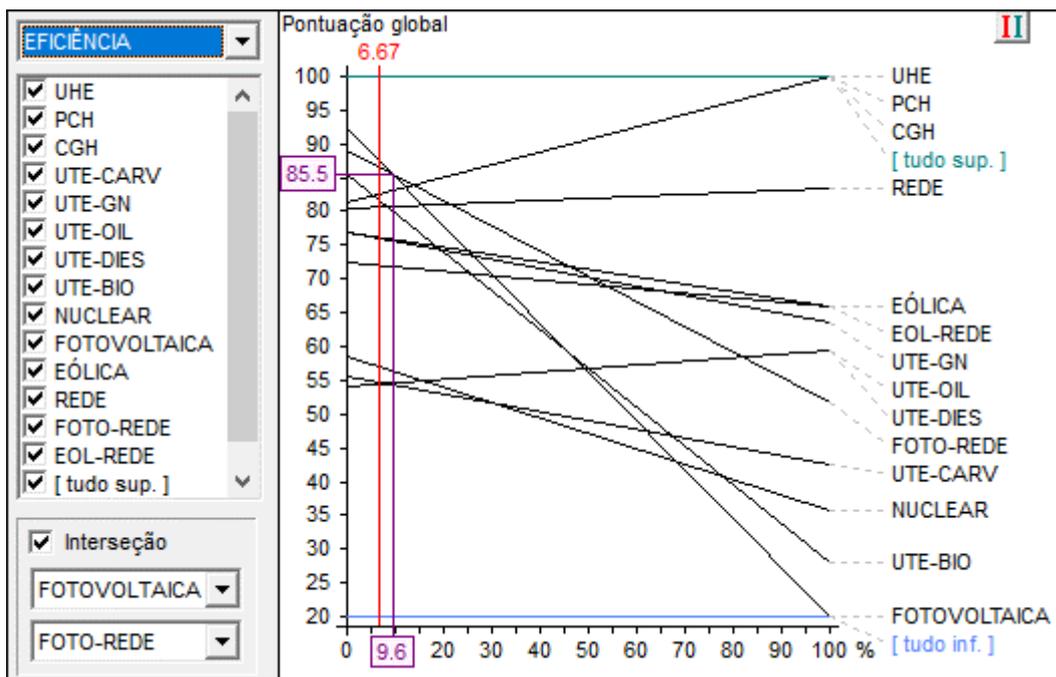
A2.3 Análise de sensibilidade no peso das emissões



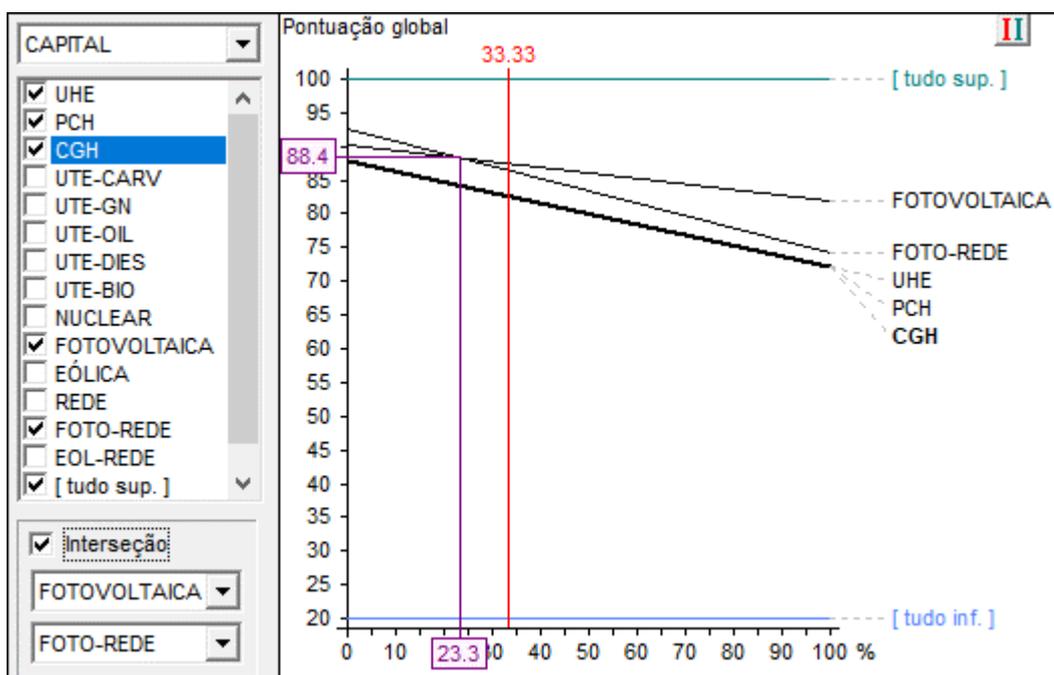
A2.4 Análise de sensibilidade no peso de mortalidade



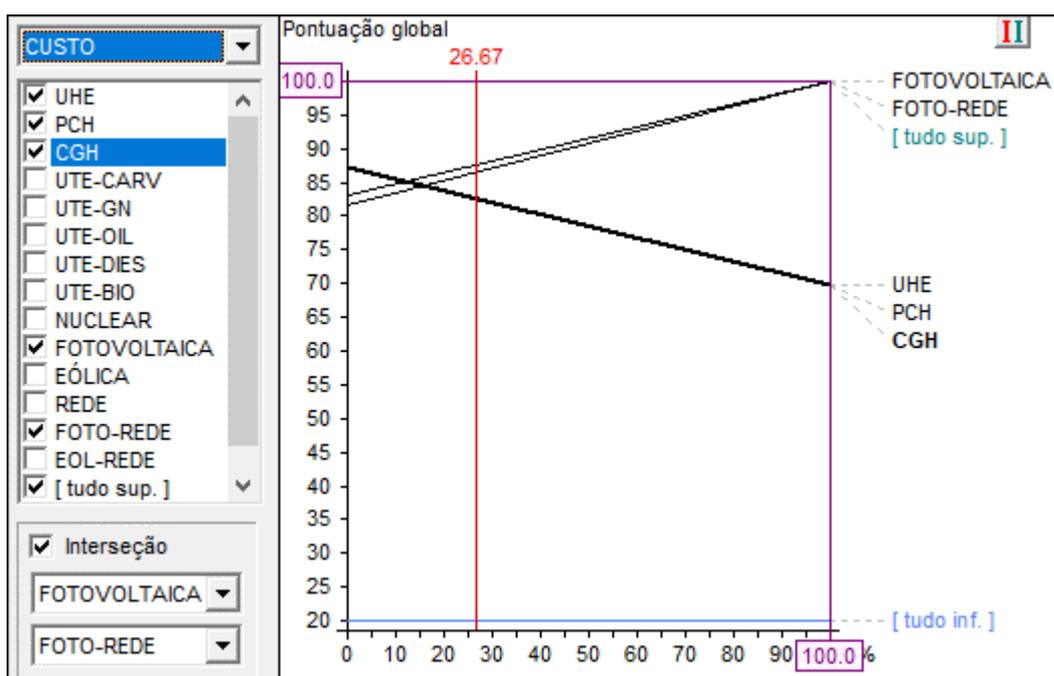
A2.5 Análise de sensibilidade no peso de eficiência



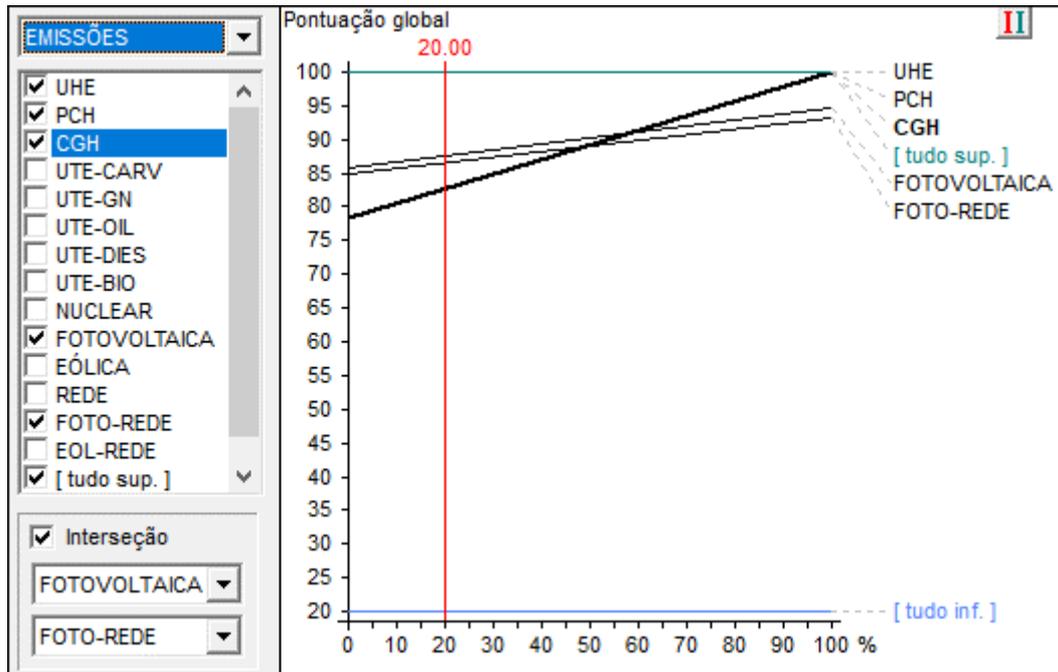
A2.6 Análise de sensibilidade no peso capital



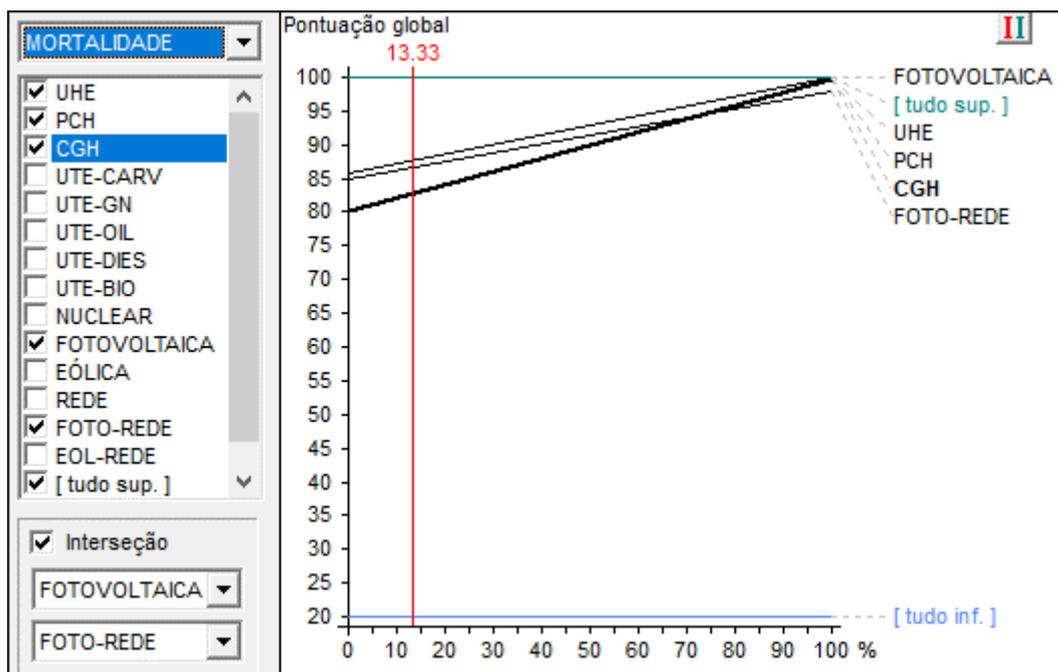
A2.7 Análise de sensibilidade no peso do custo



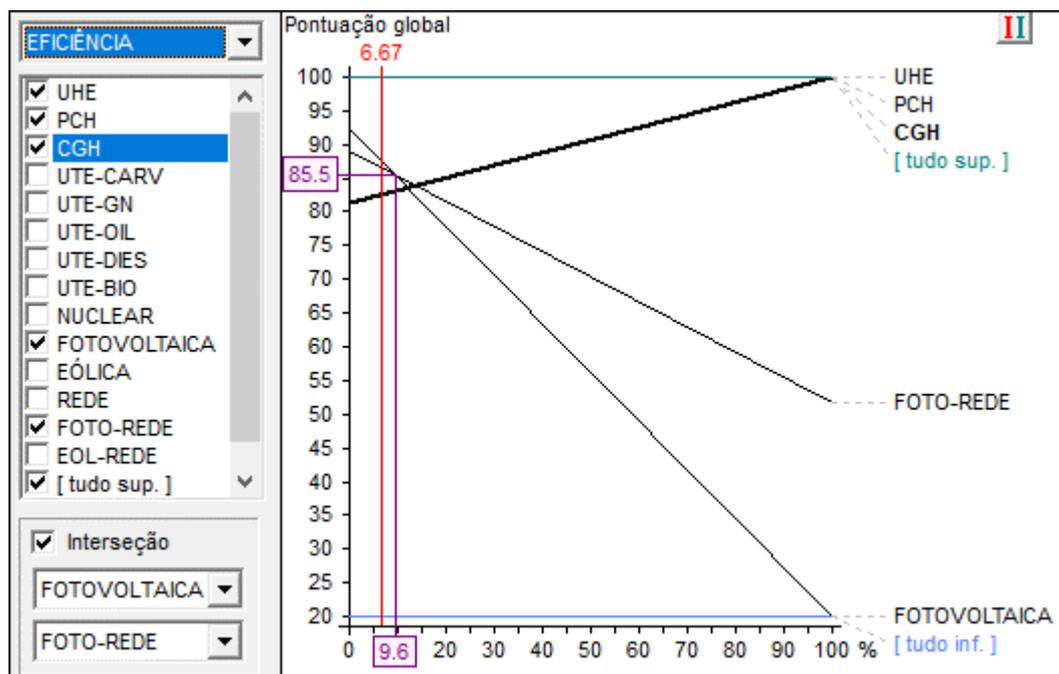
A2.8 Análise de sensibilidade no peso de emissões



A2.9 Análise de sensibilidade no peso de mortalidade



A2.10 Análise de sensibilidade no peso da eficiência



Curvas de sensibilidade da avaliação da atratividade dos combustíveis

Figura A3.1 Curva de sensibilidade ao peso do custo

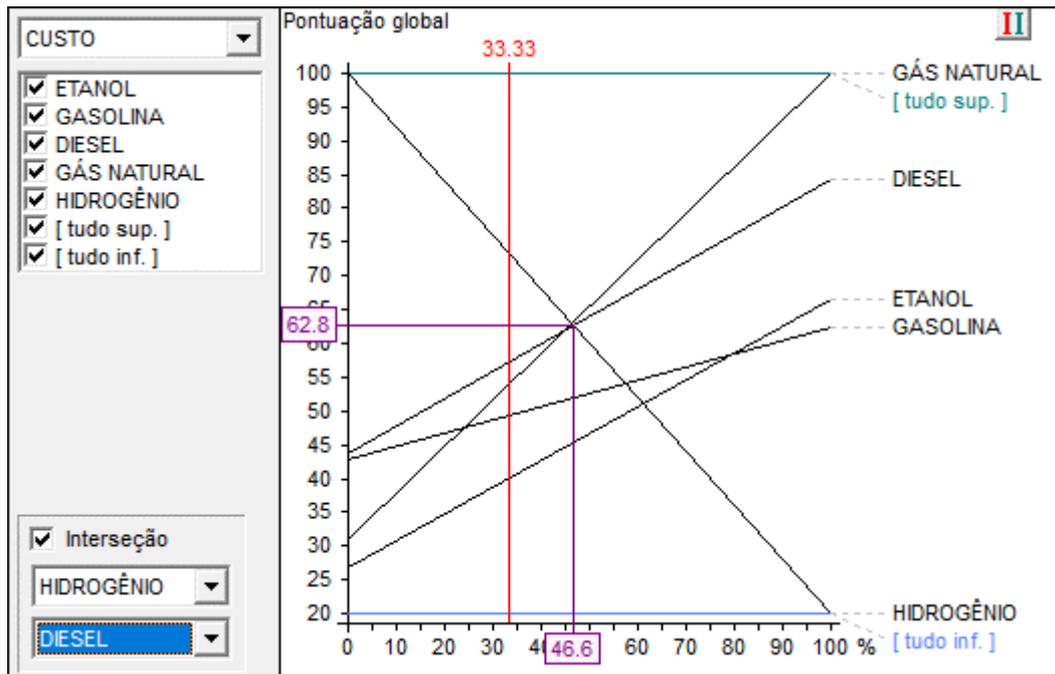


Figura A3.2 Curva de sensibilidade ao peso de emissões

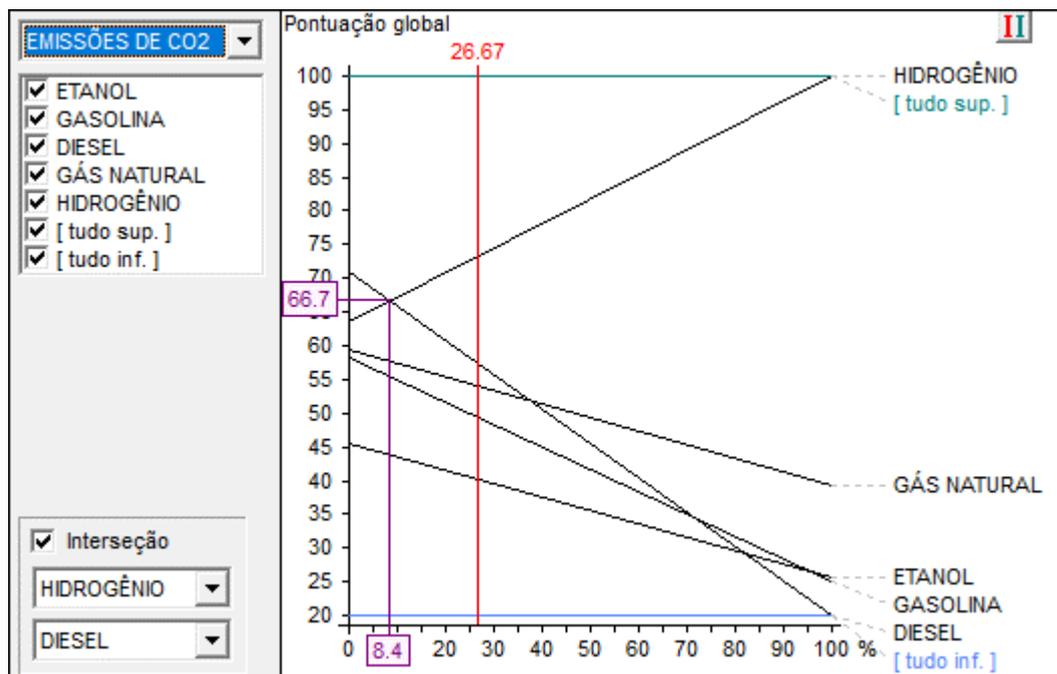


Figura A3.3 Curva de sensibilidade ao peso de poluente

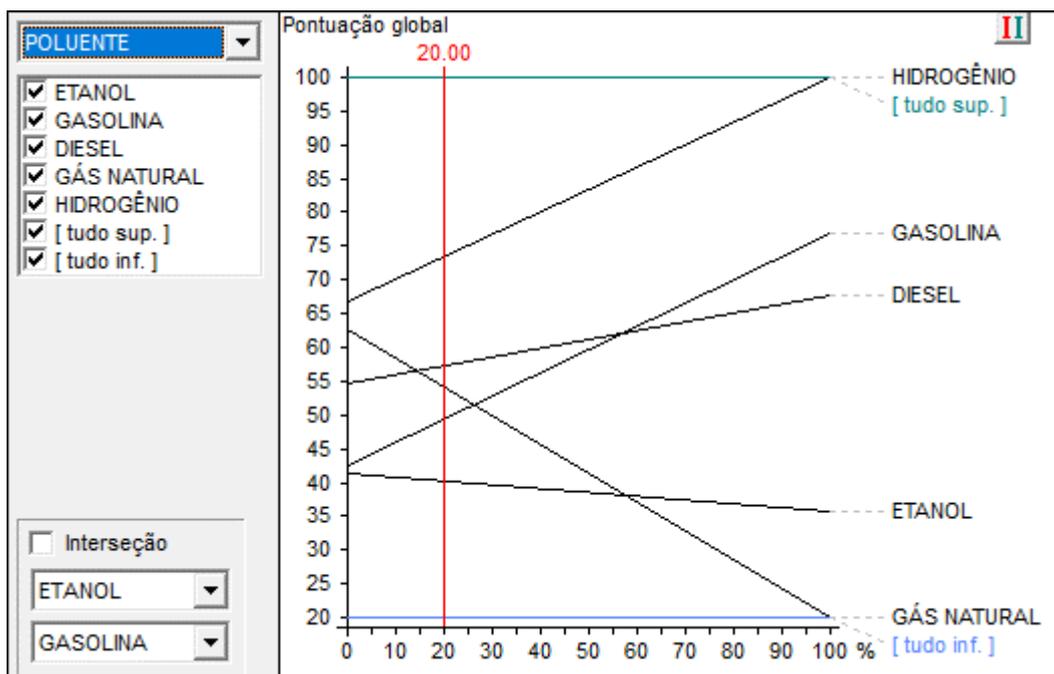


Figura A3.4 Curva de sensibilidade ao peso poder calorífico

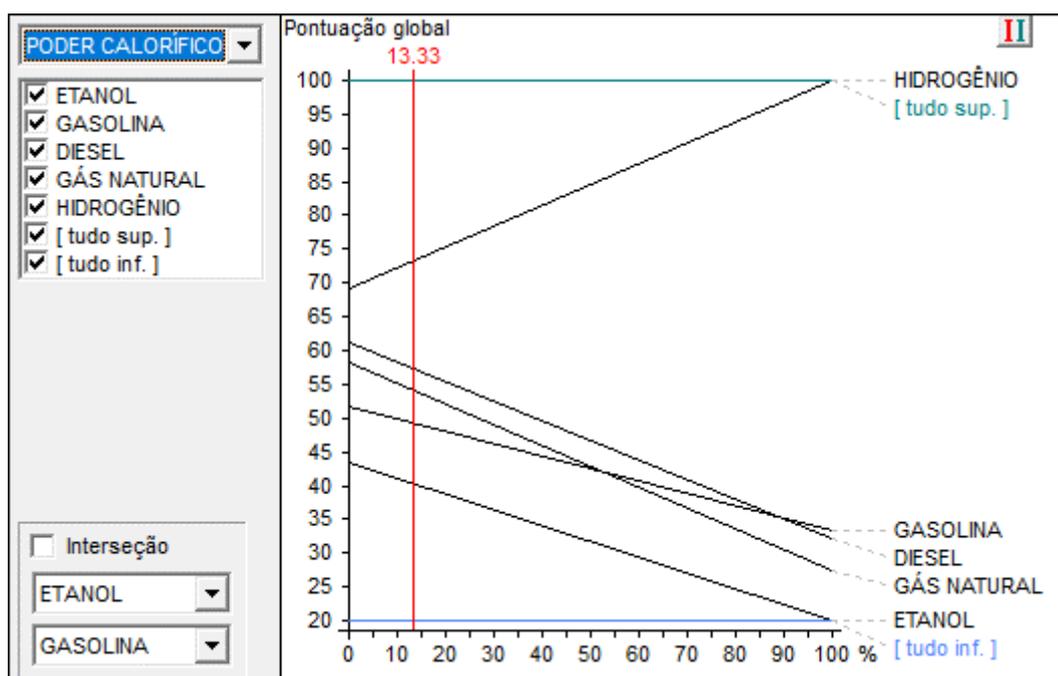


Figura A3.5 Curva de sensibilidade ao peso da eficiência

