



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Mecânica

TATIANE REGINA CAMPANHOLO

**Metodologia para Estimativa das Emissões
Evitadas de Gases de Efeito Estufa na
Geração de Energia Elétrica a partir do
Hidrogênio Eletrolítico obtido através da
Energia Vertida Turbinável**

CAMPINAS
2016

TATIANE REGINA CAMPANHOLO

Metodologia para Estimativa das Emissões Evitadas de Gases de Efeito Estufa na Geração de Energia Elétrica a partir do Hidrogênio Eletrolítico obtido através da Energia Vertida Turbinável

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutora em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientadora: Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero
Coorientadora: Dra. Paula Duarte Araújo Chrestan

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A VERSÃO FINAL DA TESE DEFENDIDA PELA ALUNA TATIANE REGINA CAMPANHOLO E ORIENTADA PELA PROFA. DRA. CARLA KAZUE NAKAO CAVALIERO



ASSINATURA DA ORIENTADORA

CAMPINAS
2016

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): CAPES, 33003017; CNPq

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

C151m Campanholo, Tatiane Regina, 1983-
Metodologia para estimativa das emissões evitadas de gases de efeito estufa na geração de energia elétrica a partir do hidrogênio eletrolítico obtido através da energia vertida turbinável / Tatiane Regina Campanholo. – Campinas, SP: [s.n.], 2016.

Orientador: Carla Kazue Nakao Cavaliero
Coorientador: Paula Duarte Araújo Chrestan
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Hidrogênio. 2. Eletrólise. 3. Turbinas a gás. 4. Células a Combustível. 5. Energia elétrica. I. Cavaliero, Carla Kazue Nakao, 1971-. II. Chrestan, Paula Duarte Araújo. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Methodology for estimation of greenhouse gas avoided emissions in electricity generation from electrolytic hydrogen obtained by spilled turbinable energy

Palavras-chave em inglês:

Hydrogen

Electrolysis

Gas turbines

Fuel cells

Electricity

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Doutora em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Carla Kazue Nakao Cavaliero [Orientador]

Ennio Peres da Silva

Virginia Parente de Barros

Arnaldo Cesar da Silva Walter

Samuel Nelson Melegari de Souza

Data de defesa: 25-02-2016

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM PLANEJAMENTO DE
SISTEMAS ENERGÉTICOS**

TESE DE DOUTORADO

**Metodologia para Estimativa das Emissões
Evitadas de Gases de Efeito Estufa na
Geração de Energia Elétrica a partir do
Hidrogênio Eletrolítico obtido através da
Energia Vertida Turbinável**

Autora: Tatiane Regina Campanholo

Orientadora: Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero

Coorientadora: Dra. Paula Duarte Araújo Chrestan

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese.



Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero
DE / FEM / UNICAMP



Prof. Dr. Ennio Peres da Silva
IEGW / UNICAMP



Profa. Dra. Virginia Parente de Barros
PPGE / USP



Prof. Dr. Arnaldo Cesar da Silva Walter
DE / FEM / UNICAMP



Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza
CCET / UNIOESTE

Campinas, 25 de fevereiro de 2016.

Dedicatória

A minha família, com amor, admiração, gratidão por todo carinho, compreensão, presença e incansável apoio ao longo de toda a trajetória do doutorado.

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela vida e por toda coragem, paciência e perseverança que me proporcionou para enfrentar os obstáculos, que não seria possível sem a fé que eu tenho Nele.

Aos meus pais, José Antônio e Tereza, pelo amor, incentivo e presença em todos os momentos da minha vida. Aos meus irmãos, Fábio e Naiara, por todo carinho, apoio e amizade. A minha sobrinha Emanuelle, pelos ternos momentos de alegria e descontração. Aos meus cunhados Simone e Rafael, pelo otimismo e motivação. Ao meu noivo Guilherme, pelo apoio constante, paciência, carinho, dedicação, bom humor e por estar sempre ao meu lado.

A minha orientadora Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero, pela oportunidade que me concedeu de realizar o doutorado, pela sua orientação e por todo aprendizado que me proporcionou dentro e fora do contexto acadêmico. A minha coorientadora Dra. Paula Duarte Araújo Chrestan, por ter disponibilizado tempo para esclarecer minhas dúvidas e pela ajuda.

A banca examinadora composta pelos Professores Doutores Ennio Peres da Silva, Virginia Parente de Barros, Arnaldo Cesar da Silva Walter e Samuel Nelson Melegari de Souza que aceitaram participar da avaliação e contribuíram com sugestões positivas para esta tese.

A CAPES e ao CNPq pelo suporte financeiro concedido ao longo do curso. A BAESA e a ENERCAN pelo suporte técnico concedido durante o desenvolvimento desta tese.

A FEM/UNICAMP, pela minha honrosa formação como doutora, aos professores do Departamento de Energia com os quais tive o prazer de aprender muito nestes anos e aos funcionários da pós-graduação, que se mostraram sempre muito atenciosos e prestativos.

Aos colegas pesquisadores do AQUA GENESIS, Carla, Paula, Cristiane e Davi, pelo convívio agradável, conhecimentos compartilhados e pela amizade revelada. Aos colegas do curso de Planejamento de Sistemas Energéticos, em especial, Aline, Marjorie, Leidiane e Simone, pela cumplicidade, ajuda e presença nos momentos mais complicados.

Aos meus amigos de longa data, Cesar, Alessandra, Geovana, Eduardo, Anderson, Luciana, Estefania, Estela, Ronaldo e Claudineia, pelos momentos agradáveis, pelas frases de incentivo e pela inestimável amizade. As minhas tias, Santina e Luzia e as queridas, Elza, Ilza e Vera, pelos bons conselhos de vida em diversos momentos e pelas orações.

Enfim, a todas as pessoas que de maneira direta ou indireta me ajudaram para que esse resultado fosse alcançado e fazem parte da minha vida, meu eterno agradecimento.

*“Se as coisas são inatingíveis... ora!
Não é motivo para não querê-las...
Que tristes os caminhos, se não fora
A mágica presença das estrelas!”*

Mário Quintana

Resumo

Diante da atual perspectiva do crescimento da população mundial e consequente aumento da demanda energética e dos problemas ambientais causados pelos recursos fósseis, surge a necessidade de se buscar alternativas energéticas para um futuro próximo, dentre elas o uso do hidrogênio como vetor energético. No Brasil, a dificuldade em atender o aumento da demanda de energia elétrica a partir de novos empreendimentos hidrelétricos, devido aos problemas ambientais e aos altos custos de investimento a eles associados, torna-se necessário encontrar alternativas para aumentar a produção de eletricidade em usinas existentes no país. Uma das opções é o aproveitamento de uma energia excedente chamada de Energia Vertida Turbinável, disponível em algumas usinas hidroelétricas, para a produção de hidrogênio eletrolítico, o qual pode ser convertido em eletricidade em horário de maior demanda. Além de ser uma medida de eficiência energética, essa medida também pode reduzir as emissões de carbono do Sistema Interligado Nacional do Brasil, ao evitar a operação de sistemas térmicos que utilizam combustíveis fósseis. Neste contexto, foi proposta uma metodologia para estimar as emissões evitadas de gases de efeito estufa da geração de eletricidade no horário de ponta de carga a partir do uso do hidrogênio eletrolítico obtido através de um *mix* de energia vertida turbinável e energia firme, usando como tecnologias de conversão turbinas a gás e células a combustível. Para aplicar a metodologia, esta tese considerou o estudo de caso de duas usinas hidroelétricas localizadas no Sul do Brasil: Barra Grande e Campos Novos. Na usina Barra Grande os resultados obtidos mostraram que o custo total do hidrogênio eletrolítico produzido foi de 0,33 US\$.m⁻³. A energia elétrica gerada no horário de ponta de carga usando turbina a gás e célula a combustível foi estimada em 3.497 e 4.547 MWh.ano⁻¹, respectivamente, o que resultou em uma redução das emissões de carbono de 1.172 e 1.624 tCO_{2e}.ano⁻¹, e um custo da energia elétrica gerada com hidrogênio de 439,04 e 625,34 US\$.MWh⁻¹. Já na usina Campos Novos o custo total do hidrogênio eletrolítico produzido foi de 0,32 US\$.m⁻³. A geração de eletricidade foi de 4.106 e 5.339 MWh.ano⁻¹, respectivamente, resultando em uma redução das emissões de carbono de 1.771 e 2.303 tCO_{2e}.ano⁻¹. O custo da energia gerada no horário de ponta de carga foi estimada em 421,64 e 611,97 US\$.MWh⁻¹.

Palavras-chave: Energia Vertida Turbinável; Hidrogênio Eletrolítico; Energia Elétrica; Célula a Combustível; Turbina a Gás; Gases de Efeito Estufa.

Abstract

With the growing world population and consequence increasing energy demand and environmental problems caused by fossil fuels, it becomes necessary to seek alternative energy sources for the near future, among them the use of hydrogen as energy carrier. In Brazil, with the difficulty to attend increased demand for electricity from new hydropower plants, because of all environmental issues and high investment costs related to them, it becomes necessary to find alternatives to increase electricity production in existing power plants in the country. One concept is the use of excess energy called Spilled Turbinable Energy, available in some hydropower plants, for the production of electrolytic hydrogen, which can be converted into electricity in highest demand hours. Besides being an energy efficiency measure, this measure can also reduce carbon emissions from the National Interconnected System of Brazil, avoiding the operation of thermal systems based on fossil fuels. In this context, it was proposed a methodology to estimate the avoided greenhouse gases emissions of electricity generation in the load peak hours from the electrolytic hydrogen obtained by spilled turbinable energy and grid energy mix, using gas turbines and fuel cells as conversion technologies. To apply this methodology, this thesis considers the case study of two hydropower plants located in the South of Brazil: Barra Grande and Campos Novos. In hydropower plant Barra Grande the results showed that the total cost of electrolytic hydrogen produced was 0.33 US\$.m⁻³. The electricity generated at load peak hours using gas turbine and fuel cell was estimated in 3,497 and 4,547 MWh.year⁻¹, respectively, that resulted in a reduction of carbon emissions equal to 1,172 and 1,624 tCO₂e.year⁻¹ and the cost of electricity generated by hydrogen of 439.04 and 625.34 US\$.MWh⁻¹. In hydropower plant Campos Novos the total cost of electrolytic hydrogen produced was 0.32 US\$.m⁻³. The electricity generation was 4,106 and 5,339 MWh.year⁻¹, respectively, resulting in a reduction of carbon emissions equal to 1,771 and 2,303 tCO₂e.year⁻¹. And the cost of electricity generated at load peak hours was estimated in 421.64 and 611.97 US\$.MWh⁻¹.

Keys Words: Spilled Turbinable Energy; Electrolytic Hydrogen; Electricity; Fuel Cell; Gas Turbine; Greenhouse Gases.

Lista de Ilustrações

Figura 2. 1: Energia firme e secundária.....	30
Figura 2. 2: Aproveitamento da energia secundária com complementação térmica.....	31
Figura 2. 3: Energia Vertida Turbinável por subsistema.....	31
Figura 2. 4: Balanço de carbono nos reservatórios.....	33
Figura 2. 5: Poluição gerada por cada fonte de energia.....	36
Figura 2. 6: Esquema de uma célula a combustível	46
Figura 2. 7: Esquema básico de uma turbina a gás de ciclo simples.....	49
Figura 2. 8: Esquema básico da Turbina a gás industrial Siemens SGT5-4000F	50
Figura 2. 9: Esquema da turbina a gás idealizada para o Ciclo Brayton	51
Figura 3. 1: Fluxograma de desenvolvimento da metodologia	89
Figura 3. 2: Curva de custo unitário da planta de eletrólise em função da capacidade de produção	95
Figura 4. 1: Vista das UHEs Barra Grande e Campos Novos	104
Figura 4. 2: Disponibilidade de EVT anual das UHEs Barra Grande e Campos Novos.....	106
Figura 4. 3: Disponibilidade de EVT média mensal da UHE Barra Grande.....	107
Figura 4. 4: Disponibilidade de EVT média mensal da UHE Campos Novos.....	107
Figura 4. 5: Disponibilidade média mensal de EVT e consumo de EF da UHE Barra Grande	112
Figura 4. 6: Disponibilidade média mensal de EVT e consumo de EF da UHE Campos Novos	113
Figura 4. 7: Geração de energia elétrica nas UHEs Barra Grande e Campos Novos.....	117
Figura 4. 8: Fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção	120
Figura 4. 9: Geração de energia por hidroelétricas nacionais e termelétricas convencionais	120
Figura 4. 10: Composição da receita com tributos	129

Lista de Tabelas

Tabela 2. 1: Emissões médias de GEEs e densidade de potência dos reservatórios	34
Tabela 2. 2: Dados termodinâmicos da reação de eletrólise.....	37
Tabela 2. 3: Relação dos principais fabricantes de eletrolisadores do mundo	40
Tabela 2. 4: Parâmetros de desempenho de alguns modelos de eletrolisadores comerciais	41
Tabela 2. 5: Comparação entre as tecnologias PEMFC e SOFC.....	47
Tabela 2. 6: Resumo dos pontos principais das metodologias	56
Tabela 2. 7: Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto	59
Tabela 2. 8: Parâmetros da ferramenta metodológica TOOL07.....	74
Tabela 2. 9: Dados necessários para determinar OM e BM	75
Tabela 3. 1: Custo unitário de capital da planta de eletrólise em função da capacidade de produção	95
Tabela 4. 1: Características técnicas das UHEs Barra Grande e Campos Novos.....	105
Tabela 4. 2: Principais dados utilizados para a capacidade ótima das plantas de H ₂	111
Tabela 4. 3: Capacidade ótima da planta de produção de H ₂ eletrolítico	111
Tabela 4. 4: Custo total de produção do hidrogênio eletrolítico	114
Tabela 4. 5: Custos de produção do H ₂ eletrolítico com o aproveitamento da EVT e EF	115
Tabela 4. 6: Produção de hidrogênio e energia elétrica entregue à rede no horário de ponta	117
Tabela 4. 7: Dados das usinas hidroelétricas e da EVT disponível.....	119
Tabela 4. 8: Emissões associadas à energia firme da produção de hidrogênio	119
Tabela 4. 9: Média dos fatores de emissão na OM em horário de ponta de carga	121
Tabela 4. 10: Determinação do fator de emissão para o sistema elétrico.....	122
Tabela 4. 11: Emissões da linha de base no horário de ponta de carga.....	123
Tabela 4. 12: Reduções de emissões de carbono no horário de ponta de carga	123
Tabela 4. 13: Receita bruta obtida com as reduções de emissões de carbono.....	124
Tabela 4. 14: Principais dados utilizados para o custo da energia elétrica gerada com H ₂	126
Tabela 4. 15: Custo da energia elétrica gerada no horário de ponta de carga	127
Tabela 4. 16: Preço da energia elétrica gerada no horário de ponta de carga	128
Tabela 4. 17: Tarifa de geração de energia elétrica estimada.....	129

Lista de Abreviaturas e Siglas

Abreviações

AFC – (do inglês, *Alkaline Fuel Cell*)

AND – Autoridade Nacional Designada

BM – (do inglês, *Build Margin*)

CA – Corrente alternada

CaC – Célula a Combustível

CAR – Curva de Aversão ao Risco

CC – Corrente Contínua

CDM – (do inglês, *Clean Development Mechanism*)

CFURH – Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos

CM – (do inglês, *Combined Margin*)

CNTP – Condições Normais de Temperatura e Pressão

COPs – Conferências das Partes

DCP – Documento de Concepção do Projeto

DMFC – (do inglês, *Direct Methanol Fuel Cell*)

EA – Energia Assegurada

EE – Energia Elétrica

EF – Energia Firme

ENA – Energia Natural Afluente

EOD – Entidade Operacional Designada

ETST – Tarifa de Energia Temporária para Substituição Térmica

EVT – Energia Vertida Turbinável

FRC – Fator de Recuperação de Capital

GEEs – Gases de Efeito Estufa

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo

HASL – (do inglês, *Highest Annual System Load*)

LASL – (do inglês, *Lowest Annual System Load*)

MCFC – (do inglês, *Molten Carbonate Fuel Cell*)

MCI – Motor de Combustão Interna

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MLT – Média de Longo Termo
PAFC – (do inglês, *Phosphoric Acid Fuel Cell*)
PCI – Poder Calorífico Inferior
PD – Densidade de Potência
PEM – (do inglês, *Proton Exchange Membrane*)
PEMFC – (do inglês, *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*)
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
OM – (do inglês, *Operating Margin*)
O&M – Operação e Manutenção
RCEs – Reduções Certificadas de Emissões
SIN – Sistema Interligado Nacional
SOFC – (do inglês, *Solid Oxid Fuel Cell*)
SPFC – (do inglês, *Solid Polymer Fuel Cell*)
STE – (do inglês, *Spilled Turbinable Energy*)
TE – Tarifa de Energia Elétrica
TEO – Tarifa de Energia Otimizada
TG – Turbina a gás
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UHEs – Usinas Hidroelétricas
UTES – Usinas Termelétricas

Siglas

ALCOA – (do inglês, *Aluminum Company of America*)
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CBA – Companhia Brasileira de Alumínio
CEEE – Companhia Estadual de Geração de Transmissão de Energia Elétrica
CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CIRAM – (Centro de Informações de Recursos Ambientais e de Hidrometeorologia de Santa Catarina)
CIMGC – Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
CNUMAD – Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

CPqD – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações
CQNUMC – Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima
DOE – (do inglês, *US Department of Energy*)
EPA – (do inglês, *United States Environmental Protection Agency*)
INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética
IPCC – (do inglês, *Intergovernmental Panel on Climate Change*)
MCTI – Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação
MME – Ministério de Minas e Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema
UNFCCC – (do inglês, *United Nations Framework Convention on Climate Change*)

Símbolos

CH₄ – Metano
CO – Monóxido de Carbono
CO₂ – Dióxido de Carbono
CO_{2e} – Dióxido de Carbono equivalente
H₂ – Hidrogênio
H₂O – Água
HFCs – Hidrofluorcarbonos
N₂ – Nitrogênio
NO – Monóxido de Nitrogênio ou Óxido Nítrico
NO_x – Óxidos de Nitrogênio
NO₂ – Dióxido de Nitrogênio
N₂O – Óxido Nitroso
O₂ – Oxigênio
PFCs – Perfluorcarbonos
SF₆ – Hexafluoreto de Enxofre
SO_x – Óxidos de Enxofre

Sumário

1 INTRODUÇÃO.....	17
1.1 Objetivos.....	21
1.2 Justificativa.....	22
1.3 Delimitação.....	23
1.4 Estrutura.....	24
2 REVISÃO DA LITERATURA.....	26
2.1 Energia Vertida Turbinável.....	26
2.1.1 Emissões de gases de efeito estufa dos reservatórios.....	32
2.2 O hidrogênio como vetor energético.....	34
2.2.1 Processo e planta de eletrólise da água.....	37
2.2.2 Capacidade ótima de produção de hidrogênio eletrolítico.....	42
2.3 Tecnologias de conversão do hidrogênio em energia elétrica.....	44
2.3.1 Células a combustível.....	45
2.3.2 Turbinas a gás.....	49
2.3.3 Emissões de óxidos de nitrogênio da combustão.....	53
2.4 Metodologias de linha de base.....	55
2.4.1 Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis - ACM0002.....	57
2.4.2 Geração de eletricidade renovável conectada à rede - AMS-I.D.....	63
2.4.3 Geração de eletricidade e/ou calor usando célula a combustível - AMS-III.A.C.....	67
2.4.4 Produção de hidrogênio com uso de metano extraído do biogás - AMS-III.O.....	71
2.4.5 Ferramenta para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico - TOOL07.....	73
2.4.6 Fatores de emissão de carbono do SIN do Brasil.....	86
3 PROPOSTA DE METODOLOGIA.....	88
3.1 Levantamento de dados gerais das UHEs.....	90
3.2 Estimativa da EVT disponível nas UHEs.....	90
3.3 Estimativa da capacidade ótima da planta de hidrogênio.....	92
3.4 Estimativa da produção de energia elétrica.....	97
3.5 Estimativa das emissões de projeto.....	98
3.5.1 Estimativa das emissões dos reservatórios de água das UHEs.....	99
3.6 Estimativa das emissões da linha de base.....	100

3.6.1 Fator de emissão da margem combinada	101
3.6.2 Fatores de emissão da margem de operação e margem de construção	102
3.7 Estimativa das reduções de emissões.....	102
4 ESTUDO DE CASO	103
4.1 Dados gerais das UHEs.....	103
4.2 Quantidade de EVT disponível nas UHEs.....	105
4.3 Capacidade ótima de produção de hidrogênio eletrolítico.....	108
4.4 Produção de energia elétrica no horário de ponta de carga	115
4.5 Emissões de projeto	118
4.5.1 Emissões dos reservatórios de água das UHEs.....	118
4.6 Emissões da linha de base.....	119
4.6.1 Fatores de emissão da margem de operação e margem de construção	119
4.6.2 Fator de emissão da margem combinada	122
4.7 Reduções de emissões de carbono	123
4.8 Custo da energia elétrica gerada no horário de ponta de carga.....	124
5 CONCLUSÕES	130
Referências	134
ANEXO A - Valores padrão de lambda	144
ANEXO B - Etapas do procedimento para determinar lambda de um ano	145

1 INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas, caracterizadas pelo aumento nos níveis de gases de efeito estufa (GEEs)¹ na atmosfera e consequente aumento da temperatura global, têm se tornado relevante preocupação em todo mundo. As suas causas, diretamente relacionadas à atividade humana, reforçam a necessidade de planejamento energético, principalmente em função das alterações ambientais que podem impactar a disponibilidade de recursos naturais e modificar a dinâmica dos países no que diz respeito à produção de energia, desafiando os governos e as organizações internacionais a tomarem medidas efetivas de enfrentamento do problema².

A partir dos anos 1980 se intensificaram as discussões sobre a necessidade de um esforço internacional para combater os impactos decorrentes da mudança do clima diante da intensidade e possível irreversibilidade do efeito estufa. Foi nesse contexto que se criou em 1988 o Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC)³, que reúne cientistas de todo o mundo para realizar estudos e projeções sobre as mudanças climáticas. Em 1990 o IPCC apresentou o primeiro relatório confirmando que a mudança climática era, de fato, uma ameaça e solicitando um acordo de magnitude internacional, que refletisse o esforço comum das nações para enfrentar o problema e mitigar as emissões dos GEEs (IPCC, 1990).

O resultado desta discussão levou 175 países, mais a União Europeia, a assinarem a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC)⁴, em 1992, na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento (CNUMAD) realizado no Rio de Janeiro. Os países que se tornaram Parte da Convenção acordaram que o objetivo principal era alcançar a estabilização da concentração dos GEEs na atmosfera num nível que evitasse interferências perigosas ao sistema climático. Em 1994 a CQNUMC entrou

¹ GEEs são os gases da atmosfera, naturais e antrópicos, que absorvem e reemitem radiação infravermelha. Os principais GEEs de origem antrópica contemplados pelo Protocolo de Quioto são: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄); óxido nitroso (N₂O), hexafluoreto de enxofre (SF₆), acompanhado por suas famílias de gases, hidrofluorcarbonos (HFCs) e perfluorcarbonos (PFCs) (ARAÚJO, 2008).

² Embora as crescentes emissões desses GEEs resultem da destruição de florestas e ecossistemas e das mudanças no uso da terra e na agricultura, elas são também decorrentes do modelo de produção e consumo de energia baseado no uso intensivo de combustíveis fósseis, o que torna essa atividade humana o fator que mais contribui para a elevação das emissões (REIS, 2002).

³ Sigla em inglês: *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC).

⁴ Em inglês: *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC).

em vigor estabelecendo diretrizes para que os países reduzissem suas emissões e adotassem políticas internas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.

Neste contexto, os representantes dos países signatários da Convenção passaram a se reunir anualmente para discutir a sua implementação em encontros conhecidos como Conferências das Partes (COPs)⁵. A terceira Conferência das Partes (COP-3), realizada em 1997 no Japão, resultou na adoção do Protocolo de Quioto, tratando, em especial, a questão da redução de emissões, com a imposição de metas aos países e sugerindo mecanismos de flexibilização para facilitar o cumprimento dessas metas. São eles o Comércio de Emissões, a Implementação Conjunta e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) (MCTI, 2004).

Os dois primeiros mecanismos foram propostos exclusivamente para participação de países desenvolvidos. O MDL permitiu que os países em desenvolvimento também participassem desse processo conforme o Artigo 12 do Protocolo de Quioto, o qual dispõe que os projetos dessa natureza deveriam ser executados entre um país industrializado, incluído no Anexo I, e um país em desenvolvimento, não incluído no Anexo I (UNFCCC, 2012).

A proposta do MDL consiste em que cada tonelada de CO₂ equivalente que não for emitida ou for retirada da atmosfera por um país em desenvolvimento poderá ser negociada no mercado mundial, criando desta maneira um atrativo econômico para redução das emissões globais. Assim, as empresas existentes nos países das Partes do Anexo I que não conseguirem reduzir as suas emissões poderão comprar Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) em países em desenvolvimento e usá-las para cumprirem parte de suas obrigações (CGEE, 2008).

Os procedimentos e condições básicas a serem seguidos para qualificar projetos a gerar reduções certificadas de emissão também estão estabelecidos no Artigo 12 do Protocolo, onde são considerados quatro critérios de elegibilidade: participação voluntária; benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo; garantia de que essas reduções sejam realizadas de acordo com o princípio da adicionalidade; e garantia do desenvolvimento sustentável no país hospedeiro. A tarefa de definir os critérios nacionais de desenvolvimento sustentável e atestar o seu cumprimento nas atividades nacionais de projetos de MDL foi atribuída à Autoridade Nacional Designada (AND), que é designada para regular a submissão de projetos para certificação (UNFCCC, 2012).

Em virtude da característica do sistema energético de muitos países, há um grande número de projetos para redução das emissões de GEEs centralizado no setor de geração de

⁵ Em inglês: *Conference of the Parties*. A COP é o órgão supremo que se reúne uma vez por ano para monitorar e promover a implementação da Convenção-Quadro e de quaisquer instrumentos legais a ela relacionadas.

energia. No Brasil, o predomínio do parque gerador hidrotérmico proporciona uma relativa vantagem em relação às emissões de carbono, se comparado ao modelo de geração de outros países que utilizam predominantemente combustíveis fósseis. Apesar da matriz de produção de energia ser predominantemente hidráulica, a mudança do clima pode estar impactando os níveis de precipitação nas regiões onde estão localizadas as principais usinas hidroelétricas (UHEs) do país, exigindo o acionamento de usinas termoelétricas (UTES) que operam com combustíveis fósseis como gás natural, carvão mineral, óleo Diesel e óleo combustível. Com isso, não apenas as emissões de GEEs aumentam como também o custo médio da energia elétrica gerada aumenta, inclusive no horário de maior demanda, chamado de horário de ponta de carga⁶.

Com a perspectiva de crescimento da demanda de energia e do grande potencial hidráulico, poder-se-ia imaginar que a construção de novos empreendimentos hidroelétricos seria a opção imediata. No entanto, algumas questões ambientais⁷ e os elevados investimentos necessários estão dificultando a construção de novas UHEs. Por isso, medidas que permitam uma maior eficiência energética dos processos de operação e um melhor aproveitamento de todas as possibilidades das usinas já existentes são questões atuais e urgentes para o setor elétrico brasileiro, diante da busca por maior aproveitamento no uso de recursos naturais e menor emissão de GEEs.

Em muitas UHEs, quando as aflúências são maiores que a demanda de energia e elas ainda possuem capacidade de geração, uma parcela de água que ainda poderia ser usada para produzir eletricidade nas turbinas hidráulicas é desviada para o vertedouro, sendo literalmente desperdiçada. Essa energia hidráulica excedente, denominada de Energia Vertida Turbinável (EVT)⁸, poderia ser aproveitada para gerar um vetor energético que possibilitasse seu armazenamento e posterior utilização, já que nessas ocasiões os reservatórios de água estão cheios (ESPINOLA, 2008). Interessante mencionar que, mesmo diante dos impactos aos recursos hídricos ocorridos nos últimos anos, algumas UHEs apresentam EVT disponível em alguns períodos hidrológicos, como é o caso de usinas localizadas na região Sul do Brasil.

⁶ O horário de ponta de carga corresponde ao período do dia com maior demanda de energia elétrica. Na maior parte do ano, ele acontece das 18 até às 21 horas, enquanto que no horário de verão ele sofre um deslocamento, indo das 19 às 22 horas (MCTI, 2013 b).

⁷ A questão ambiental se tornou o principal entrave à expansão da capacidade de produção de energia elétrica no Brasil, principalmente em relação ao uso de hidroeletricidade. Os debates em torno da construção de UHEs para expansão da geração de energia elétrica já são bastante antigos quando relacionados aos impactos ambientais, sociais e econômicos. A construção de UHEs como a de Belo Monte, na Bacia do Rio Xingu, gera polêmicas e empecilhos para sua execução, que envolvem o Governo e a sociedade (MELLO, 2011).

⁸ A EVT corresponde à energia elétrica que poderia ser gerada com o volume de água que é liberado pelos vertedouros quando a UHE ainda possui capacidade de geração (GODOY, 2008).

O armazenamento dessa energia pode ser feito através de tecnologias como usinas reversíveis, sistemas de ar comprimido e baterias. Em usinas reversíveis o armazenamento de energia consiste no bombeamento de água desde um reservatório inferior para um reservatório superior durante períodos de pequena carga utilizando energia extra de qualquer outra fonte geradora do sistema e usando a água armazenada para movimentar as turbinas hidráulicas na geração de eletricidade nas horas de demanda máxima. O sistema de ar comprimido utiliza a energia disponível para comprimir ar em um espaço fechado, seja subterrâneo ou em tanques, e, quando necessário, permite que o ar se expanda e ative uma turbina. As baterias acumulam energia na forma eletroquímica, através da produção de íons eletricamente carregados e o seu funcionamento consiste na alternância de suas fases de acumulação e descarga de eletricidade (CANALES et al, 2015).

Uma alternativa seria utilizar o hidrogênio como vetor energético, que nesse caso, pode ser obtido através do processo de eletrólise da água. Esse processo baseia-se no uso da energia elétrica para decompor a água (H_2O) em moléculas de hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2). A decomposição ocorre a partir de reações químicas desencadeadas com a aplicação de uma diferença de potencial entre dois eletrodos imersos em um meio condutor iônico aquoso: o catodo, carregado negativamente, de onde se desprende o H_2 ; e o anodo, carregado positivamente, de onde se desprende o O_2 . Para isso, a eletrólise demanda o uso intensivo de energia, fazendo com que o custo de produção do H_2 eletrolítico seja diretamente influenciado pelo preço da eletricidade utilizada no processo de eletrólise.

Em contrapartida, o custo da EVT é relativamente muito menor que o preço da energia comercializada no sistema elétrico, sendo estimada a partir de encargos associados ao uso do bem público ou mesmo a outras tarifas do setor elétrico. Com isso, o uso da EVT pode tornar economicamente mais interessante o custo final do H_2 eletrolítico e da energia elétrica gerada no horário de ponta de carga. A partir daí o interesse em aprofundar os estudos acerca do potencial de aproveitamento dos recursos hídricos disponíveis, em especial da EVT, na produção de H_2 .

Outro interesse para o uso do H_2 eletrolítico como combustível refere-se ao seu relativo menor impacto ambiental causado. Em máquinas térmicas, quando o H_2 é queimado com O_2 puro, os produtos da reação são calor e água; porém, quando é queimado com ar atmosférico, alguns poluentes são formados. Ainda assim, a queima de H_2 misturado com ar emite menos poluentes atmosféricos do que a queima de combustíveis fósseis. E quando ele é

usado em tecnologias como células a combustível (CaC)⁹, os únicos produtos da reação são eletricidade e vapor de água. Por isso, o aproveitamento da EVT disponível das UHEs para a produção de H₂ eletrolítico e sua posterior reconversão em eletricidade a partir de tecnologias, como CaC, motores de combustão interna e turbinas a gás, pode contribuir para o atendimento da demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, especialmente em horários de maior demanda por energia.

Além de constituir uma medida de eficiência energética, ao se aproveitar a EVT disponível em UHEs, existe também a possibilidade dessa medida reduzir as emissões de GEEs do SIN ao evitar o acionamento de sistemas térmicos que utilizam grandes quantidades de combustíveis fósseis em horário de ponta de carga. No entanto, atualmente, não existe uma metodologia que possibilite estimar as emissões decorrentes da produção de H₂ a partir da eletrólise da água e nem mesmo àquelas decorrentes do uso do H₂ eletrolítico em turbina a gás e CaC para geração de energia elétrica, sendo justamente esse o propósito desta tese.

1.1 Objetivos

O objetivo principal desta tese é propor uma metodologia que permita estimar as emissões evitadas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) na geração de energia elétrica em horário de ponta de carga a partir do H₂ eletrolítico obtido através de um *mix* de EVT e energia firme¹⁰ das UHEs, utilizando como tecnologias de conversão turbinas a gás e CaC. A metodologia proposta foi adaptada para a utilização de uma fonte de energia não tradicional, a exemplo da EVT, e aplicada em um estudo de caso com as UHEs Barra Grande e Campos Novos.

Para atingir o objetivo principal desta tese os objetivos específicos são:

(i) identificar as metodologias de linha de base¹¹ que servirão de referência para a elaboração da metodologia para estimar as emissões de carbono da atividade de projeto¹²;

⁹ As CaC são dispositivos eletroquímicos similares às baterias, que fornecem eletricidade em corrente contínua a partir de uma reação química. As baterias precisam ser recarregadas, ao contrário das CaC que fornecem energia elétrica continuamente enquanto forem abastecidas por combustível (H₂) e comburente (O₂ ou ar) (FERREIRA, 2007).

¹⁰ A energia firme é a máxima energia que uma usina pode produzir continuamente, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada (ANEEL, 2005).

¹¹ Procedimentos listados junto às Metodologias Aprovadas de projeto do MDL para definir a linha de base.

(ii) estimar a produção de H₂ eletrolítico usando o *mix* de EVT e energia firme em UHEs e também a posterior geração de energia elétrica a partir de turbinas a gás e CaC;

(iii) demonstrar e aplicar a metodologia proposta através de um estudo de caso com as UHEs Barra Grande e Campos Novos.

Em virtude de se tratar de uma proposta alternativa de geração de energia elétrica, decidiu-se também analisar a competitividade econômica do processo eletrolítico ao comparar os preços da energia elétrica gerada a partir do H₂ à da tradicionalmente obtida em horário de ponta de carga, bem como quanto à receita obtida com os créditos de carbono.

1.2 Justificativa

Diante da perspectiva de conservação de energia e de um melhor aproveitamento de fontes renováveis para a geração de energia elétrica, esta tese tem o objetivo de contribuir para a identificação do aproveitamento de uma parcela de energia excedente, denominada de EVT, que atualmente não tem sido utilizada, de maneira a otimizá-la na utilização de recursos renováveis para a geração de energia. Ao considerar o uso dessa forma de energia existente nas UHEs, relativamente mais barata, aumenta-se a perspectiva de obter-se um produto viável economicamente, já que o custo de produção do H₂ eletrolítico é diretamente influenciado pelo preço da energia elétrica utilizada no processo de eletrólise, como mencionado.

Quando se utiliza a energia firme do sistema elétrico, o seu custo se torna bastante elevado, porém quando se utiliza a EVT disponível, cujo custo é relativamente muito menor que a energia firme, a competitividade econômica da rota eletrolítica para a produção de H₂ se torna mais interessante. Economicamente, esse cenário se justifica quando a energia elétrica produzida pelo H₂ puder ser competitiva com as rotas tecnológicas adotadas tradicionalmente. Nesse sentido, o horário de ponta de carga, ou seja, o horário de maior demanda e preço, se caracteriza como uma opção interessante ao aproveitamento da EVT disponível e do H₂ para geração de energia elétrica, sendo justamente esse aspecto abordado nesta tese.

Mediante aspectos técnico-tecnológicos e econômicos, torna-se necessário estimar a real contribuição do uso do H₂ eletrolítico produzido a partir do aproveitamento da EVT,

¹² Atividades que integram um empreendimento ou projeto do MDL e que proporcione uma redução da emissão GEEs ou o aumento da remoção de CO₂ em relação ao cenário de linha de base.

bem como a quantidade de energia elétrica gerada por esse vetor energético, para a redução das emissões de GEEs. Para tanto, esta tese apresenta uma metodologia com adaptações ao uso da EVT para tal estimativa, considerando especialmente o uso de turbinas a gás e CaC para a geração de energia elétrica em horário de ponta de carga.

Apesar da eficiência verificada no uso do H₂ em rotas tecnológicas de combustão ser relativamente menor que em sistemas como CaC, a opção pelo uso também das turbinas a gás está centrada na perspectiva de curto prazo de aproveitamento do H₂ eletrolítico, ou seja, de uma fase intermediária até o seu uso em sistemas mais eficientes, porém mais caros, como é o caso das CaC. Vislumbrando que a passagem da “economia do petróleo” para a chamada “economia do hidrogênio” exija uma fase de transição, a rota tecnológica de combustão desse combustível parece ser um estágio adequado.

Ao final, a metodologia foi aplicada para estimar as emissões evitadas de CO₂e de duas UHEs do Sul do Brasil: Barra Grande e Campos Novos. As empresas gestoras dos dois empreendimentos, no caso a Energética Barra Grande S.A. e a Campos Novos Energia S.A, respectivamente, mostraram interesse pelo aproveitamento da EVT através de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)¹³ executado no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e intitulado “Estudo Estratégico da Utilização da Energia Vertida Turbinável para a Produção de Hidrogênio”¹⁴. Esse projeto forneceu os dados necessários para o desenvolvimento desta tese.

1.3 Delimitação

A fim de atender o escopo desta tese, não serão discutidos aspectos relacionados aos diversos tipos de armazenamento de H₂ e processos detalhados das demais tecnologias de produção de H₂. Também não será objeto de estudos específicos: os processos de fabricação, materiais utilizados e custos das tecnologias de conversão do H₂ em energia elétrica.

Com relação às metodologias de linha de base que estão disponíveis em literatura, serão consideradas somente aquelas cujas temáticas estão relacionadas com o propósito das

¹³ Projetos de P&D regulados pela ANEEL são aqueles destinados à capacitação e ao desenvolvimento tecnológico das empresas de energia elétrica, visando à geração de novos processos ou produtos, ou o aprimoramento de suas características (ANEEL, 2008).

¹⁴ As instituições executoras do projeto são o Instituto AQUA GENESIS, a empresa HYTRON e a Fundação Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD).

UHEs para as quais se pretende determinar a produção de H₂ eletrolítico; com a geração de energia elétrica no horário de ponta de carga; e com as reduções de emissões de carbono por fonte de energia renovável conectada à rede.

Também não será objeto de estudo deste trabalho a comparação da utilização da EVT para a produção de H₂ com qualquer outra possível aplicação, a não ser para a geração de eletricidade durante o horário de ponta de carga. E por fim, não se considera no trabalho o transporte, o armazenamento do H₂ eletrolítico durante longos períodos e nem a utilização do oxigênio, subproduto na produção do H₂.

1.4 Estrutura

Esta tese está estruturada em cinco capítulos:

O Capítulo 1 consiste em uma breve introdução ao contextualizar a importância do tema que se pretende desenvolver nesta tese, apresentando os objetivos, as justificativas, as delimitações e a estrutura necessárias ao estudo em questão.

O Capítulo 2 trata da revisão da literatura, apresentando os principais assuntos abordados, tendo como base principal publicações em periódicos nacionais e internacionais, livros específicos de cada tema e teses e dissertações relacionadas ao tema. O capítulo contém informações sobre EVT e seu efetivo aproveitamento para a produção de H₂ eletrolítico; importância do H₂ como vetor energético destacando o processo de eletrólise; tecnologias de conversão do H₂ em eletricidade; e metodologias de linha de base aplicadas à geração de energia renovável por fonte conectada à rede.

O Capítulo 3 trata da metodologia de pesquisa, em que se apresentam os procedimentos necessários ao desenvolvimento do estudo: levantamento dos dados das UHEs; estimativa da EVT disponível em UHEs; determinação da capacidade ótima da planta de H₂ eletrolítico e estimativa da produção de energia elétrica no horário de ponta de carga. Além disso, apresenta-se a proposta de uma metodologia que objetiva estimar as emissões evitadas de GEEs na geração de energia elétrica a partir do uso do H₂ eletrolítico obtido através do aproveitamento da EVT disponível em UHEs utilizando turbinas a gás e CaC.

O Capítulo 4 trata do estudo de caso das UHEs Barra Grande e Campos Novos, onde foi possível aplicar a metodologia proposta para estimar as emissões evitadas de carbono

no horário de ponta de carga. Para facilitar a leitura da tese, o aproveitamento completo, desde o uso da EVT disponível das UHEs para a produção de H₂ eletrolítico até o fornecimento de energia elétrica no horário definido, será chamado de atividade de projeto. A estimativa do custo da energia elétrica gerada e da receita obtida com os créditos de carbono das duas UHEs também compõe esse Capítulo.

Por último, o Capítulo 5 apresenta as conclusões da tese e as recomendações para futuras pesquisas sobre o tema.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo é apresentada a revisão da literatura sobre os temas relevantes ao desenvolvimento da tese. Inicialmente é realizada uma revisão sobre o conceito de EVT e as emissões de GEEs dos reservatórios de água das UHEs. Em seguida é abordada a importância do H₂ como vetor energético ao enfatizar a planta e o processo de eletrólise da água, além do efetivo aproveitamento da EVT na produção de H₂ eletrolítico e conversão em energia elétrica no horário de ponta de carga. Posteriormente são apresentadas as tecnologias de conversão do H₂ em energia elétrica. Por último, são detalhadas algumas metodologias para estimativa das emissões de carbono da geração de energia renovável conectada à rede que servirão de base para o desenvolvimento da metodologia adaptada ao uso da EVT.

2.1 Energia Vertida Turbinável

A geração de energia elétrica em UHEs dependerá, dentre outros fatores, da vazão afluente do rio, da quantidade de água disponível ao longo do tempo e dos desníveis do relevo. A vazão de água efetivamente usada para produzir energia elétrica é denominada de vazão turbinável (ou turbinada) e seu valor, bem como suas características ao longo do tempo, estão relacionadas com o tipo de aproveitamento, com a sua regularização e com a utilização da água (REIS, 2011).

Se o aproveitamento da água for totalmente voltado para a geração de energia elétrica, toda a vazão regularizada¹⁵ poderá ser turbinada. Porém, se o aproveitamento envolver uso múltiplo da água, como para irrigação, navegabilidade, lazer, abastecimento e geração de eletricidade, a vazão turbinável será apenas uma parte da vazão regularizada total. A partir do uso das vazões, as UHEs são classificadas em UHEs com reservatório de acumulação, a fio d'água e reversíveis (SILVA, 2015):

(i) UHEs com reservatório de acumulação: apresentam reservatórios que armazenam a água nos períodos hidrológicos favoráveis para a utilização em períodos de

¹⁵ Vazão regularizada é a vazão média obtida após a instalação da barragem no rio (REIS, 2011).

estiagem. Esses reservatórios possuem capacidade para regularizar as vazões em um mês, um ano ou mais; e a vazão firme é substancialmente maior que a vazão mínima natural¹⁶.

(ii) UHEs a fio d'água: possuem uma capacidade de armazenamento baixa ou até inexistente, sendo capazes de acumular água suficiente apenas para suprir picos horários da demanda. Essas UHEs apresentam regularização de vazões diárias ou semanais e utilizam-se apenas da vazão primária do rio¹⁷ para gerar energia elétrica. A energia associada a essa vazão é chamada de energia primária e no caso das UHEs a fio d'água, a energia firme normalmente coincide com a energia primária.

(iii) UHEs reversíveis: operam produzindo energia elétrica, ou quando ocorrem excedentes de água no reservatório, e bombeiam água para outros reservatórios de acumulação, permitindo que esta energia potencial possa ser utilizada posteriormente pela UHE, quando houver diminuição ou escassez de água no reservatório principal.

O termo Energia Vertida Turbinável (EVT), refere-se à parcela de água que deixa o reservatório da UHE e que ainda poderia ser utilizada na turbina para gerar energia elétrica, mas não o é porque não há demanda de mercado, mesmo havendo capacidade de geração e água no reservatório.

O excesso de água acumulado no reservatório, principalmente, em períodos de cheias, pode ser desviado pelo sistema extravasor. Faz parte do sistema extravasor: vertedouro, *stop logs* e a própria turbina. Quando a água passa pelo vertedouro significa que a turbina está funcionando na sua capacidade máxima, e por isso, a água não poderia ser turbinada. Quando a água em excesso do reservatório passa pela turbina e não gera energia elétrica, uma vez que não há carga elétrica e o gerador de energia pode estar operando abaixo da sua capacidade, a água, neste caso, poderia ser turbinada.

Segundo Turella (2010), o vertedouro é o dispositivo utilizado com o objetivo de passar com segurança as águas de inundação e, em particular, a cheia do projeto para jusante da barragem, quando o reservatório estiver transbordando. Nesse caso a água não é turbinável, pois ultrapassa a capacidade de geração das turbinas. Através desta estrutura é que o excesso de água será retirado do reservatório criado pela barragem e transportado de volta ao rio ou

¹⁶ Vazão mínima natural corresponde à mínima vazão que ocorreria em uma seção do rio, se não houvesse as ações antrópicas na sua bacia contribuinte - tais como regularizações de vazões realizadas por reservatórios, desvios de água, evaporações em reservatórios e usos consuntivos (irrigação, criação animal e abastecimentos urbano, rural e industrial) (ONS, 2013 b).

¹⁷ Vazão primária corresponde à vazão disponível, sem regularização, entre 90% e 100% do tempo (REIS, 2011).

para algum canal de drenagem. O *stop logs* é o dispositivo utilizado com o objetivo de passar a água em excesso do reservatório para realizar a sua manutenção e limpeza.

Além do histórico de vazões afluentes, a disponibilidade de energia em uma UHE depende também da maneira como ela é operada. Se o reservatório for mantido cheio, operando-se a UHE como se fosse a fio d'água, a disponibilidade de energia será determinada pela disponibilidade das energias afluentes históricas, limitada pela capacidade de turbinagem da UHE. Nesse caso, haverá considerável desperdício de energia nos períodos de cheia, na forma de água vertida (CICOGNA; SOARES FILHO, 1999). Porém, se o reservatório operar de modo a evitar esse desperdício, a disponibilidade de energia da UHE será maior.

Nas condições hidrológicas, em que a vazão afluente é elevada e destinada apenas ao aproveitamento energético pode ocorrer um grande vertimento em UHEs a fio d'água, uma vez que essas usinas apresentam reservatórios com capacidade de regularização de poucos dias, o que reduz a capacidade de armazenamento. Em UHEs de acumulação, a capacidade de armazenamento é maior e, portanto, o vertimento pode ser menor. Esse vertimento da água pode ser turbinável (vazão vertida passível de ser turbinada caso haja requisito de energia para absorvê-la) ou não turbinável (vazão vertida em um aproveitamento hidrelétrico por falta de capacidade geradora disponível para geração de energia).

Quando o coeficiente de produtibilidade do aproveitamento hidráulico é aplicado à vazão vertida, obtém-se o montante de energia vertida (GODOY, 2008). Da mesma forma que na vazão vertida, essa energia poderá ser dividida em duas: energia vertida não turbinável e energia vertida turbinável (ESPÍNOLA, 2008). Para o aproveitamento da energia vertida não turbinável, é necessário realizar investimentos para aumentar a capacidade de geração da UHE. Quando ainda há capacidade para produzir energia elétrica, porém não se aumenta a capacidade de geração, pode-se dizer que a energia está sendo desperdiçada, que é o caso da EVT.

A vazão vertida varia ao longo do tempo e também entre UHEs, pois a abertura do sistema extravasor (vertedouro, *stop logs* e turbina), ocorre em função de vários motivos, tais como excesso de vazão ou de chuva; existência de água em quantidade maior que a essencial para geração de energia elétrica em dado momento, evitar enchentes na região de entorno da UHE, etc. (ANEEL, 2008). Assim, a disponibilidade da EVT está intrinsecamente relacionada às condições de afluência, ao volume de água do reservatório e à demanda do mercado por energia elétrica (GODOY, 2008).

A decisão pelo vertimento nem sempre é tomada pela própria UHE, como ocorre nas usinas que fazem parte do despacho centralizado do SIN¹⁸, no qual a energia hidroelétrica mais acessível e mais abundante é prioritária para o abastecimento do mercado. O despacho hidroelétrico é realizado com base na disponibilidade de água dos reservatórios, respeitando a Curva de Aversão ao Risco (CAR)¹⁹ pré-determinada.

A política de operação definida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)²⁰ visa otimizar a operação do sistema como um todo, mesmo que para esse evento seja necessário não operar na condição ótima de cada UHE. Se ainda ocorrer o aproveitamento múltiplo do curso d'água, a opção pelo vertimento também deverá levar em conta a demanda dos diversos usos. Assim, a estimativa da EVT das UHEs do SIN não está atrelada apenas às condições de operação específicas de cada usina, o que torna difícil criar um perfil de disponibilidade de EVT típico (AQUA GENESIS, 2012 b).

As UHEs que não fazem parte do despacho centralizado podem otimizar a sua geração de energia, pois elas possuem controle sobre a operação real das suas unidades geradoras. Por isso, essas UHEs podem apresentar EVT baixa e esporádica, resultante, em alguns casos, de problemas no sistema de transmissão ou distribuição ou da necessidade de regularizar as vazões das UHEs à jusante (AQUA GENESIS, 2012 b).

Por muitos anos a disponibilidade de energia no sistema hidroelétrico foi baseada no conceito de energia firme (FORTUNATO et al, 1990). Essa característica pressupõe implicitamente uma política operativa de geração constante, uma vez que corresponde ao maior valor possível de energia capaz de ser produzido continuamente pelo sistema, sem a ocorrência de *déficit*, no caso de repetição das afluições do registro histórico. No entanto, o partir de meados da década de 1980, a política operativa passou a não assegurar geração constante, como pressupõe a energia firme, e passou a adotar o conceito de energia garantida, que representa a energia disponível com garantia de 95%.

A energia secundária, que corresponde ao excesso de energia em relação à energia firme possível de ser produzida nas sequências hidrológicas favoráveis, é representada pela EVT em função da política operativa adotada (MARQUES et al, 2003). A energia secundária é usualmente calculada como a diferença entre a geração média em todo o histórico de vazões

¹⁸ O despacho central corresponde à definição de quais UHEs devem operar e quais devem ficar de reserva de modo a manter, permanentemente, a produção de energia igual ao consumo.

¹⁹ A CAR é a curva que representa a evolução, ao longo do tempo, dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga e para garantir a segurança da operação do SIN.

²⁰ O ONS tem a responsabilidade de coordenar e controlar a operação eletroenergética das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica no SIN, sob a regulação e fiscalização da ANEEL (TOLMASQUIM, 2011).

(Média de Longo Termo - MLT²¹) e a energia firme. A Figura 2.1 ilustra, através da curva de permanência de geração hidráulica, a energia secundária e firme de um sistema hidroelétrico.

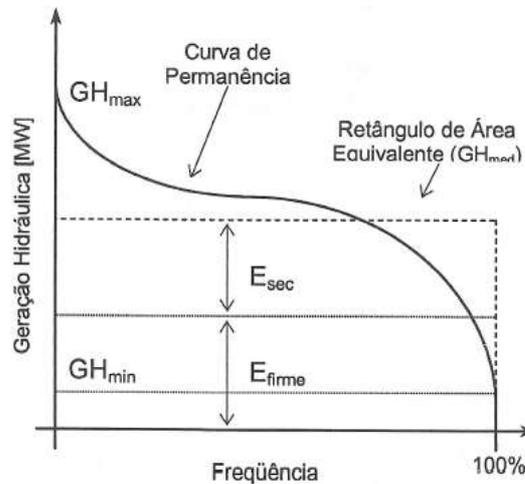


Figura 2. 1: Energia firme e secundária

Fonte: CICOGNA; SOARES FILHO, 1999

Assim, cada UHE apresenta uma energia assegurada que deve ser produzida para atender ao SIN. Essa energia assegurada é inferior à máxima energia gerada na UHE, com base na potência instalada, em função das sequências hidrológicas e da forma de operação de cada UHE. Dessa forma, existe um potencial de energia secundária que pode ser aproveitado dependendo das características dos sistemas. Sistemas hidrotérmicos, por exemplo, permitem o maior aproveitamento da energia secundária quando o parque térmico é complementar ao hidroelétrico. Esse tipo de aproveitamento econômico aumenta a energia firme do sistema através do fornecimento de energia termoelétrica durante condições hidrológicas mais críticas (CICOGNA; SOARES FILHO, 1999) e, como consequência reduz a EVT disponível. A Figura 2.2 ilustra a complementaridade térmica como forma de “firmar” energia secundária, ou seja, transformar uma parcela da energia secundária em energia firme.

²¹ MLT corresponde à média de Energia Natural Afluyente (ENA) calculada a partir de uma série histórica e está ligada à quantidade de chuvas que alimenta a vazão dos rios, a qual, por sua vez, alimentam os reservatórios das hidroelétricas. ENA corresponde à energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio a um reservatório de uma usina hidroelétrica.

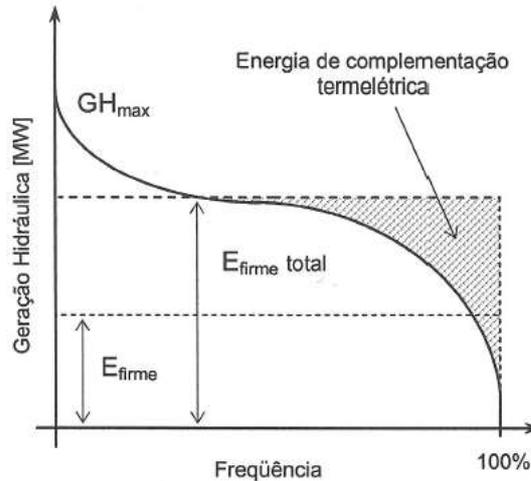


Figura 2. 2: Aproveitamento da energia secundária com complementação térmica

Fonte: CICOGNA; SOARES FILHO, 1999

No Brasil, o sistema hidrotérmico apresenta usinas térmicas inflexíveis que devem ser despachadas de qualquer forma, em função dos contratos *take or pay* de fornecimento de combustíveis. Por isso, uma parcela da energia secundária não será despachada, em virtude da prioridade das térmicas inflexíveis, e com isso a disponibilidade de EVT pode aumentar. Além da sequência hidrológica e da política de operação do sistema, a flexibilidade das usinas térmicas pode influenciar na composição de energia firme e secundária, e por consequência, na disponibilidade de EVT do sistema (AQUA GENESIS, 2012 b). O ONS monitora a EVT do SIN por subsistemas, conforme pode ser visto na Figura 2.3.

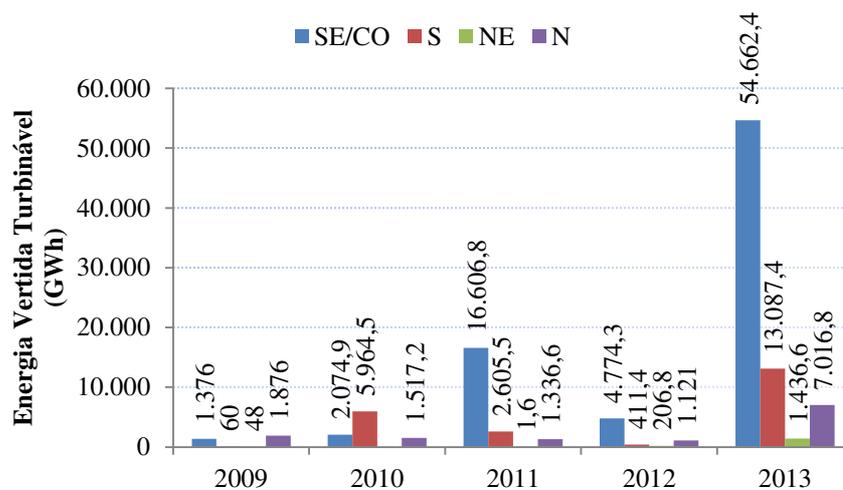


Figura 2. 3: Energia Vertida Turbinável por subsistema

Fonte: ONS, 2013 a

Diante da demanda interna de energia elétrica da Argentina e Uruguai e da dificuldade em atendê-la em alguns períodos com a capacidade própria, vem ocorrendo durante alguns anos a importação de energia do Brasil. Nesse contexto, o suprimento tem caráter excepcional e deve ser atendido por usinas térmicas em montantes não despachados para o Brasil e por UHEs somente em caso de existência de EVT não alocada no SIN. Ou seja, a exportação de energia elétrica está condicionada a vários fatores, como a segurança do abastecimento interno do SIN, ao atendimento prioritário aos contratos bilaterais firmados por compradores em território brasileiro, a preservação dos preços internos de energia e a programação de operação do ONS. Ao final, a EVT é comercializada como energia interruptível e deve ser integralmente devolvida em períodos nos quais essa energia possa ser alocada no Sistema Elétrico Brasileiro (MME, 2012).

2.1.1 Emissões de gases de efeito estufa dos reservatórios

Os reservatórios das UHEs alagam vastas áreas com vegetação terrestre e a maior parte das plantas submersas morre e entra em decomposição gerando GEEs como CH_4 e CO_2 , que são liberados para a atmosfera por muitos anos. Parte desses gases é liberada, por difusão ou ebulição (bolhas), na superfície da água. Outra parte é liberada abaixo das barragens, na saída das turbinas, devido à queda da pressão hidrostática²². E uma terceira parcela é lançada na atmosfera muito lentamente, por difusão, ao longo do canal dos rios, abaixo das barragens (KEMENES; FORSBERG; MELACK, 2008).

Muitos são os fatores responsáveis pela produção de GEEs em uma UHE como a decomposição da vegetação preexistente, a ação de algas primárias que emitem CO_2 nos lagos das UHEs e o acúmulo de nutrientes orgânicos nas barragens trazidos pelos rios e pela chuva (FERREIRA; MARTINEZ; VERSIANI, 2006). A Figura 2.4 apresenta o balanço de carbono nos reservatórios de água das UHEs, identificados como potenciais emissores de GEEs.

²² As turbinas e vertedouros puxam água de níveis abaixo da termoclina, isto é, da barreira de estratificação por temperatura que isola a água do fundo do reservatório, rica em metano, da camada superficial que está em contato com o ar. Quando a água do fundo emerge das turbinas e dos vertedouros, grande parte da sua carga de metano dissolvido é liberada para a atmosfera (FEARNSIDE, 2008).



Figura 2. 4: Balanço de carbono nos reservatórios

Fonte: FURNAS, 2007

Na zona de deplecionamento, ou de *drawdown*, conhecida como a área do fundo do reservatório que é exposta quando o nível da água é periodicamente rebaixado, a vegetação herbácea, e de fácil decomposição, cresce rapidamente. Assim, quando o nível d'água sobe, a biomassa se decompõe no fundo do reservatório produzindo CH_4 e CO_2 . A fonte de carbono da inundação anual da zona de deplecionamento é permanente, diferente dos estoques de carbono no solo, nas folhas e na liteira (serapilheira ou folhiço) da floresta original que se decompõem durante os primeiros anos depois do enchimento do reservatório, cujas emissões de CH_4 e CO_2 são mais altas (FEARNSIDE, 2008).

As emissões totais de CH_4 e CO_2 resultantes da decomposição da matéria orgânica dos reservatórios são proporcionais à área alagada e estão relacionadas a uma série de fatores, como a quantidade de biomassa inundada (FERREIRA; MARTINEZ; VERSIANI, 2006). A Tabela 2.1 mostra as emissões de GEEs dos reservatórios de algumas UHEs brasileiras.

Interessante mencionar que as UHEs continuarão exercendo um papel importante na matriz energética nacional, assim como a geração termoeétrica nos períodos de estiagem. Em contrapartida, deve-se considerar que os recursos hídricos de maior atratividade já foram aproveitados e que novos empreendimentos hidroelétricos exigirão custos de implantação elevados e grandes áreas para seus reservatórios, causando impactos ambientais consideráveis e contribuindo com a emissão de GEEs. Uma alternativa seria a construção de novas UHEs com elevadas densidades energéticas e a retirada da vegetação terrestre antes do enchimento dos reservatórios, que possivelmente pode contribuir para reduzir tais emissões (KEMENES; FORSBERG; MELACK, 2008).

Tabela 2. 1: Emissões médias de GEEs e densidade de potência dos reservatórios

Reservatório	Emissões anuais (tCO ₂ e.ano ⁻¹)	Potência instalada (MW)	Área do reservatório (km ²)	Densidade de Potência ²³ (MW.km ⁻²)
Miranda	38.332	390,0	50,6	7,7
Três Marias	540.335	396	1.040	0,4
Barra Bonita	137.341	140,8	312	0,5
Segredo	23.497	1.260	82	15,4
Xingo	41.668	3.000	60	50,0
Samuel	535.407	216	559	0,4
Tucuruí	2.602.945	4.240	2.430	1,7
Itaipu	93.269	12.600	1.549	8,1
Balbina	6.700.000	250	2.600	0,1

Fonte: ROSA et al, 2006 e KEMENES et al, 2007

2.2 O hidrogênio como vetor energético

O hidrogênio (H₂) é o elemento químico mais simples, possuindo apenas um único próton e um elétron em sua forma estável mais comum, chamada de prótio. Nas condições normais de temperatura e pressão (CNTP), apresenta-se em sua fórmula molecular, formando um gás diatômico e com uma densidade de 0,0899 kg.m⁻³. O gás H₂ é inodoro, incolor, inflamável, insípido, não metálico e insolúvel em água. É o elemento mais abundante do universo, porém não se encontra na natureza de forma livre, sendo necessário extraí-lo de outras substâncias, como água ou compostos orgânicos (FERREIRA, 2007). Foi identificado pela primeira vez pelo cientista britânico Henry Cavendish em 1776.

Da produção total mundial de H₂, estima-se que mais de 80% provenha de fontes não renováveis através da reforma de hidrocarbonetos com vapor d'água, sendo a reforma do gás natural a principal rota de obtenção industrial. No processo de reforma a vapor, o H₂ é produzido da reação entre a água e o combustível, sendo que o insumo energético é o próprio combustível utilizado. Vale comentar que qualquer hidrocarboneto pode ser processado, ou seja, combustíveis fósseis, como o óleo Diesel, querosene, gasolina, etc.; e ainda combustíveis renováveis, como o etanol (AQUA GENESIS, 2011 b).

Os 20% restantes são produzidos através da eletrólise da água de onde se extrai o H₂ e, nesse caso, o insumo energético usado é a energia elétrica, em geral proveniente da rede

²³ A razão entre o potencial energético de uma UHE (em MW) e a área alagada pelo reservatório de água (em km²) é denominada densidade de potência. Esse fator é empregado para avaliar o impacto do represamento.

elétrica de distribuição. A origem do H_2 pode ser de fontes renováveis (como UHEs, painéis fotovoltaicos, usinas eólicas, etc.) ou de fontes não renováveis (como UTEs a gás natural, carvão ou usinas nucleares). O processo de eletrólise é utilizado em menor escala em função do custo relativamente mais elevado (LOPES DANIEL, 2009).

Em todo o mundo, ele é empregado predominantemente como insumo na indústria química, petroquímica, siderúrgica e alimentícia. Na indústria química, o principal destino do H_2 é a síntese de produtos químicos, como a amônia, metanol, peróxido de hidrogênio, etc. Na indústria petroquímica, ele é utilizado no hidrocraqueamento de hidrocarbonetos pesados e hidrotreamento de derivados de petróleo. Na indústria siderúrgica, é empregado na redução do minério de ferro para produção de ferro esponja e no tratamento térmico de aços especiais. Já na indústria alimentícia, é usado na hidrogenação de óleos vegetais e gorduras (SOUZA, 1998).

O seu uso energético é desprezível quando comparado ao emprego nas indústrias citadas. O H_2 compõe o “gás de rua” e gases industriais empregados para a geração de calor e é usado como combustível (na forma liquefeita) em foguetes e naves espaciais. Apesar do custo elevado, ele pode ser utilizado em substituição aos combustíveis fósseis no setor de transportes, para geração de calor e produção direta de energia elétrica (em motores geradores e CaC) ou indiretamente por meio de turbinas a gás (AQUA GENESIS, 2011 b).

O uso do H_2 traz algumas vantagens como a produção de água durante a redução de compostos de oxigênio (O_2) pelo mesmo, o que do ponto de vista ambiental é relevante; o transporte por meio de tubulações, o que do ponto de vista técnico é de amplo conhecimento; e caracteriza-se como um componente sintético muito limpo. Porém, traz algumas desvantagens como a grande relação volume/massa, exigindo o uso de grandes sistemas de armazenamento; a existência de grandes perdas durante o armazenamento, devido ao seu elevado coeficiente de difusão; e o fato de o H_2 ser inflamável e reagir facilmente com outros materiais, tornando-o um produto perigoso e que exige medidas de segurança específicas.

Uma vez que o H_2 pode ser armazenado, transportado e reconvertido em energia, este gás caracteriza-se por ser um transportador de energia, sendo, portanto, denominado vetor energético. Para analisar os vários benefícios do uso do H_2 como um vetor energético é preciso compreender as deficiências relativas dos combustíveis dos quais o homem depende atualmente, como os derivados do petróleo (gasolina ou o óleo diesel), o carvão mineral e o gás natural. Estes combustíveis contêm carbono na sua composição e, ao serem queimados, o carbono recombina com o O_2 presente no ar formando CO_2 .

Em motores de combustão interna ou em UTEs a queima dos combustíveis fósseis a altas temperaturas e pressões produz outros gases tóxicos como monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio e enxofre (NOx e SOx), além de produtos químicos voláteis e pequenas partículas que são de maneira geral componentes da poluição do ar. Estes compostos ao serem liberados na atmosfera, provocam a chuva ácida ou reagem sob a ação da luz solar para formar fumaça, neblina nas cidades, fuligem, além de vastas deteriorações dos ecossistemas, acidez das pastagens, aumento das doenças de pulmão e câncer. Já a queima de H₂ na geração descentralizada de energia gera como subproduto principalmente vapor d'água, contribuindo positivamente para reduzir a quantidade de poluentes emitidos à atmosfera. A Figura 2.5 mostra, através dos indicadores de poluição, que o H₂ é a fonte que menos emite substâncias tóxicas.

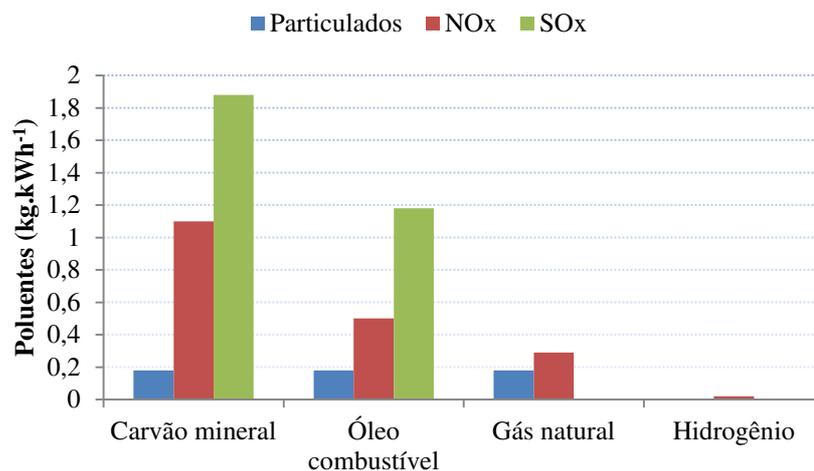


Figura 2. 5: Poluição gerada por cada fonte de energia

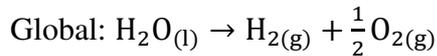
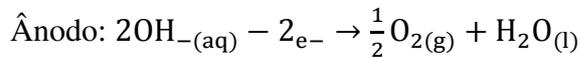
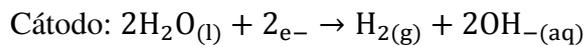
Fonte: FERRIGOLO, 2009

De acordo com a Figura 2.5, o grande problema da queima dos combustíveis fósseis, principalmente, por parte das indústrias e do setor de transporte, é a quantidade de substâncias tóxicas que passam a fazer parte do ar. Já o H₂ apresenta uma grande vantagem em relação a não poluição do ar, por possuir uma densidade energética mássica muito maior e queima mais limpa do que os outros combustíveis de origem fóssil. Ademais, a economia do H₂ pode ser uma solução alternativa à questão da segurança energética causada pela grande dependência de muitos países por combustíveis fósseis importados, além de ser uma alternativa estratégica em países que possuem outras fontes de geração de energia (CGEE, 2010 a).

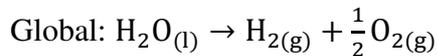
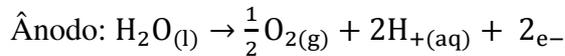
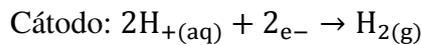
2.2.1 Processo e planta de eletrólise da água

A eletrólise da água é um processo eletroquímico particular que consiste em dissociar as moléculas da água em H_2 e O_2 sob a ação de uma força eletromotriz (gerador). Ao se aplicar a força eletromotriz acima de um determinado potencial mínimo, a corrente de energia elétrica passa para os eletrodos, desencadeando reações oxirredutoras que produzem H_2 no cátodo (redução) e O_2 no ânodo (oxidação).

Segundo Ullmann's (1997), em um meio condutor básico, ocorrem as reações:



Já para o caso de um meio condutor ácido, as reações são as seguintes:



Ao final, independentemente do meio condutor, se em meio básico ou se em meio ácido, a reação global é a mesma, assim como a entalpia da reação (ΔH), que é igual a $+286 \text{ kJ.mol}^{-1}$. A Tabela 2.2 a seguir apresenta os dados termodinâmicos da reação de eletrólise nas condições normais de temperatura e pressão (CNTP) ($101,3 \text{ kPa} = 1 \text{ atm}$; e $298 \text{ K} = 25^\circ\text{C}$).

Tabela 2. 2: Dados termodinâmicos da reação de eletrólise

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Entalpia da reação	ΔH^0_{298k}	286	kJ.mol^{-1}
Entropia da reação	ΔS^0_{298k}	163	J(mol.k)^{-1}
Energia livre de <i>Gibbs</i> da reação	ΔG^0_{298k}	237	kJ.mol^{-1}

Fonte: ULLMANN'S, 1997

No balanço energético da eletrólise, considerando o processo reversível, a energia elétrica fornecida pelo gerador é igual à variação da energia química do sistema (energia livre de *Gibbs*) expressa na Equação 2.1 abaixo:

$$E_{\text{elet}} = \Delta G = n_e \cdot F \cdot E_{\text{res}} \quad (\text{Eq. 2.1})$$

Onde E_{elet} corresponde à energia elétrica necessária; ΔG , a variação da energia livre de *Gibbs* da reação; n_e , o número de elétrons transferidos na evolução de uma molécula de H_2 ($n=2$); F , a constante de Faraday ($96.485 \text{ C.mol}^{-1}$) e; E_{rev} , o potencial ideal de decomposição (potencial reversível da eletrólise).

Nas condições padrão, o potencial teórico de decomposição pode ser expresso pela Equação 2.2 e cujo resultado é:

$$E_{\text{rev}} = \frac{\Delta G}{n_e \cdot F} = 1,229 \text{ V} = (V_1) \quad (\text{Eq. 2.2})$$

Em condições padrão a energia teórica mínima para a decomposição da água é de $237 \text{ kJ.mol}^{-1} = 118,5 \text{ kJ.g}^{-1} = 2,94 \text{ kWh.m}^{-3}$ de H_2 produzido (AQUA GENESIS, 2011 b).

No entanto, na prática, para que a eletrólise ocorra, a tensão aplicada aos eletrodos deve ser superior ao valor da reversibilidade (E_{rev}). A diferença ($V - E_{\text{rev}}$) se deve à degradação da corrente elétrica (em calor por efeito Joule) e à irreversibilidade das reações nos eletrodos. Assim, a energia correspondente é dissipada na forma de calor irreversível através da Equação 2.3 (AQUA GENESIS, 2011 b):

$$V - E_{\text{rev}} = \frac{\Delta Q_i}{n_e \cdot F} \quad (\text{Eq. 2.3})$$

Onde V é a tensão aplicada aos eletrodos e; Q_i , a energia dissipada na forma de calor irreversível.

Caso a quantidade de calor reversível que deve ser fornecida à célula de eletrólise for neutralizada pela energia dissipada sob a forma de calor no eletrólito (ou seja, a célula de eletrólise operar em condições adiabáticas), a tensão de eletrólise é chamada de tensão

termoneutra e corresponde à tensão mínima para o processo. A partir da Equação 2.4 pode-se obter a tensão termoneutra (E_{th}):

$$E_{th} = \frac{\Delta H}{n_e \cdot F} \quad (\text{Eq. 2.4})$$

Aplicando os valores nas condições padrão, tem-se que:

$$E_{th} = \frac{\Delta H}{n_e \cdot F} = 1,482 \text{ V} = (V_2)$$

Em condições práticas, a energia mínima para a produção de H_2 por eletrólise é de $286 \text{ kJ.mol}^{-1} = 143 \text{ kJ.g}^{-1} = 3,55 \text{ kWh.m}^{-3}$ de H_2 produzido (AQUA GENESIS, 2011 b).

A partir da termodinâmica é possível obter duas condições: uma possui a tensão mínima (V_1) para o desenvolvimento das reações e; a outra possui a tensão termoneutra (V_2), onde não há troca de calor entre o sistema químico e o ambiente (SILVA, 1991).

A eletrólise não ocorre para tensões abaixo da tensão reversível (V_1). Entre V_1 e V_2 , a eletrólise ocorre desde que calor seja fornecido ao sistema (processo endotérmico). Acima da tensão termoneutra (V_2), ocorre eletrólise e calor é transferido ao meio ambiente (processo exotérmico) (GAMBETTA, 2010).

A maioria dos eletrolisadores opera acima de V_2 , pois nessa condição é possível produzir H_2 apenas com o fornecimento de energia elétrica, havendo ainda a produção de calor devido às irreversibilidades do processo. A diferença entre a tensão de operação da célula eletrolítica e a tensão termoneutra é conhecida como sobretensão da célula²⁴. Quanto maior a sobretensão, ou seja, maior a tensão de operação da célula eletrolítica, menor será a sua eficiência e maior o seu consumo de energia.

Para reduzir a sobretensão pode-se aumentar a temperatura de operação da célula eletrolítica, mas, por outro lado, ocorrerá maior evaporação da água do eletrólito, causando aumento da corrosão e diminuindo a resistência dos materiais utilizados na construção da célula (AQUA GENESIS, 2011 b).

O processo ocorre nos eletrolisadores e, por isso, ele é o principal componente de uma planta de eletrólise. A estrutura básica desses dispositivos, assim como das CaC, é

²⁴ A sobretensão é provocada pela limitada condutividade do eletrólito, em decorrência da concentração de íons próximos aos eletrodos e ao redor dos íons de carga oposta; formação de nuvens de moléculas ao redor dos íons, causando menor capacidade de locomoção dos mesmos; taxa de reação lenta nos eletrodos; e acúmulo de gases junto aos eletrodos, reduzindo a área disponível da reação (SILVA, 1991).

formada por um eletrodo positivo e um eletrodo negativo, separados por um eletrólito. Segundo Gambetta (2010), os eletrolisadores são agrupados em dois tipos: os eletrolisadores alcalinos e os eletrolisadores do tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*).

Os eletrolisadores alcalinos são ainda divididos em dois tipos: unipolar (também conhecido como tipo tanque) e bipolar (filtro-prensa). Ambos os tipos de eletrolisadores são compostos por células individuais justapostas, ligadas em paralelo no tipo unipolar e em série no tipo bipolar. Já os eletrolisadores não convencionais são do tipo bipolar (FURLAN, 2012). A Tabela 2.3 apresenta os principais fabricantes de eletrolisadores, bem como nacionalidade, tipo de eletrolisador, capacidade de produção e pureza do H₂ obtido.

Tabela 2. 3: Relação dos principais fabricantes de eletrolisadores do mundo

Fabricante	Nacionalidade	Tipo	Capacidade de produção (kg.h⁻¹)	Pureza do hidrogênio (%)
Avalence	Estados Unidos	Alcalino unipolar <i>Hydrofiller</i>	0,03 a 0,42	99,5
Proton Energy	Estados Unidos	PEM <i>HOGEN@ S</i> <i>HOGEN@ H</i>	0,024 e 0,1 0,18 e 0,54	99,9995
Teledyne	Estados Unidos	Alcalino bipolar <i>TITANTM HM</i> <i>TITANTM EC</i>	0,25 e 1,0 2,5 a 5,0	99,9998
Hydrogen	Noruega	Alcalino bipolar PEM	4,5 a 43,6 até 0,9	99,9
Hydrogenics	Canadá	Alcalino bipolar PEM <i>SySTAT</i>	0,54 a 5,40	99,9
Casale Chemicals	Suíça	Alcalino bipolar	0,05 a 8,9	99,8
Accagen	Suíça	Alcalino bipolar AGE	0,09 a 8,99	99,9
ErreDue	Itália	Alcalino	0,06 a 1,92	99,8
PIEL	Itália	Alcalino bipolar	0,09 a 1,26	99,5
ELT	Alemanha	Alcalino bipolar	0,27 a 29,66	99,9
H ₂ Nitidor	Itália	Alcalino bipolar	0,02 a 18	99,9

Fonte: AQUA GENESIS, 2011 b

A maioria dos fabricantes comercializa eletrolisadores do tipo bipolar, por serem mais compactos e operarem com altas densidades de corrente. Apresentam maiores capacidades de produção de H₂ por unidade de área de eletrodo, elevada eficiência e menores custos de materiais de construção e equipamentos auxiliares. As atuais técnicas de construção e materiais permite que esses eletrolisadores operem a temperaturas entre 60° C e 100° C e pressões entre 1 bar e 30 bar (GAMBETTA, 2010). A Tabela 2.4 apresenta os parâmetros de desempenho de alguns modelos de eletrolisadores comerciais que produzem H₂ a 30 bar de pressão.

Tabela 2. 4: Parâmetros de desempenho de alguns modelos de eletrolisadores comerciais

Modelo	Consumo Específico Sistema/Eletrolisador		Produção de Hidrogênio	Eficiência (sistema)
	kWh.m ⁻³	kWh.m ⁻³	m ³ .h ⁻¹	%
Gastec	4,9	4,2	400	73
Lurgi System	4,65	4,3	760	75
Norsk Hydro	4,8	4,3	485	73

Fonte: FURLAN, 2012

Os eletrolisadores do tipo unipolar eram normalmente empregados para unidades de capacidade de até 100 m³.h⁻¹ de H₂, enquanto os eletrolisadores do tipo bipolar eram para capacidades superiores (SILVA, 1991). Atualmente as facilidades construtivas tornaram os bipolares preferidos para todas as capacidades. Além do uso dos eletrolisadores, os demais componentes de uma planta de eletrólise são: retificador, deionizador, sistema de separação dos gases, armazenamento intermediário, sistema de purificação e armazenamento final.

O retificador converte a corrente alternada (CA) em corrente contínua (CC) e faz parte do módulo de potência, o qual é responsável pela alimentação elétrica de todo o processo de eletrólise. Além do retificador, o módulo de potência inclui outros equipamentos, como disjuntores, transformadores e sistemas de controle (SOUZA, 1998).

O deionizador é usado no processo de purificação da água, por meio de troca iônica, para garantir alta pureza e evitar problemas de corrosão e acúmulo de substâncias indesejáveis no interior do eletrolisador, mantendo a resistividade elétrica inferior a 10⁶ Ω.cm⁻¹ (SOUZA, 1998). O consumo de água na eletrólise é de aproximadamente 1 l.m⁻³ de H₂ produzido, já considerando as perdas por evaporação, e é necessário estar constantemente repondo-a para garantir a produção contínua.

O sistema de separação do gás H₂ do O₂ varia em função do tipo de eletrolisador empregado, sendo possível realizá-la tanto no interior das células quando fora delas. Após a separação destes gases é preciso armazená-los para uma posterior purificação. Quando a baixa pressão, os gases são armazenados em gasômetros a selos d'água; e quando em alta pressão, são usados vasos de pressão. Os gasômetros²⁵ mantêm a pressão do gás constante e age como um equipamento de alívio hidráulico (SOUZA, 1998).

Dependendo da aplicação que será dada ao gás H₂, pode ser necessário purificá-lo para retirar contaminantes. Os tipos e quantidades de contaminantes variam em função do processo de produção, da temperatura e pressão de operação, da qualidade dos materiais e

²⁵ Os gasômetros são tanques cilíndricos que se caracterizam por apresentar um volume variável, ou seja, aumenta com a entrada de gás e diminui com a saída do mesmo (SILVA, 1991).

insumos utilizados e da forma de armazenamento. No entanto, os contaminantes mais comuns são a água, arrastada junto com o gás; e o oxigênio, proveniente da dissolução do oxigênio no eletrólito (GAMBETTA, 2010).

O H₂ purificado pode ser armazenado em reservatórios à pressão de saída do sistema de purificação, ou transportado por tubulações a pressões mais elevadas, o que nesse caso demanda o uso de compressores. Havendo a necessidade de manter a elevada pureza do H₂, utilizam-se compressores que não contaminem o gás, como os compressores de diafragma (SOUZA, 1998). O H₂, após ser armazenado nos gasômetros, também pode ser pressurizado em cilindros, que permitem o armazenamento de uma quantidade maior de massa por volume armazenado. Esse sistema também exige o emprego de compressores, que devem ser isentos de óleo para que não ocorra contaminação do gás e conseqüentemente, gasto de energia para a sua purificação (FURLAN, 2012).

2.2.2 Capacidade ótima de produção de hidrogênio eletrolítico

A capacidade ótima de produção de H₂ via eletrólise corresponde à planta cujo custo do H₂ produzido seja o menor possível. Para a sua determinação deve-se considerar para cada capacidade de planta vários fatores, como o custo de investimento com a aquisição dos eletrolisadores, o custo de operação e manutenção da planta, o custo da energia elétrica, etc. A energia elétrica é um dos principais insumos do processo de eletrólise e, por isso, um dos principais contribuintes na estimativa de custo do H₂ eletrolítico.

É justamente nesse sentido que o estudo do aproveitamento da EVT de UHEs é de grande relevância, uma vez que o seu custo é relativamente bem menor que o custo da energia elétrica comercializada, impactando de forma positiva no custo do H₂ eletrolítico. No entanto, alguns estudos realizados indicaram que nem sempre é possível obter o menor custo do H₂ utilizando apenas a EVT. Isso se deve ao fato de que em algumas usinas a EVT disponível é muito baixa, fazendo-se necessário o uso da energia firme (EF) em alguns meses do ano para manter a produção contínua de H₂. Dessa forma, o “*mix*” de EVT e EF será determinante na análise do custo do H₂ eletrolítico produzido.

Alguns estudos foram realizados no Brasil para avaliar o custo do H₂ eletrolítico utilizando a EVT de algumas UHEs. No final da década de 1990, Souza desenvolveu em sua tese de doutorado um estudo do aproveitamento da energia hidroelétrica secundária para a

produção de H₂ eletrolítico e utilizou como estudo de caso a UHE de Ilha Solteira entre os anos de 1985 e 1995 (SOUZA, 1998).

Espínola (2008) desenvolveu em sua dissertação de mestrado um estudo da viabilidade técnica e econômica do aproveitamento da EVT da UHE Itaipu para a síntese de amônia a partir de uma planta de produção de H₂ utilizando o *mix* de EVT e energia firme.

Godoy (2008) também defendeu sua dissertação de mestrado com o estudo do aproveitamento da EVT da UHE Itaipu para produção de H₂ eletrolítico, porém com o foco direcionado ao uso em ônibus a H₂ na cidade de Foz do Iguaçu.

Gambetta (2010) realizou um estudo técnico e econômico de retificadores de corrente para a produção de H₂ eletrolítico em sua dissertação de mestrado, usando também a EVT disponível da UHE Itaipu.

Carnieletto (2011) também analisou o aproveitamento da EVT da UHE Itaipu para a produção de H₂, no entanto, o enfoque dado em sua dissertação foi na simulação de inversores para a conexão à rede de distribuição de energia elétrica.

A produção em larga escala de H₂ eletrolítico exige elevados investimentos na montagem da planta. A aquisição dos equipamentos (eletrolisadores, retificador de corrente, sistemas de controle, armazenamento), do terreno para instalação da planta, a construção civil e outros gastos são chamados de custo de capital, custo de investimento ou custo fixo, e dependem da escala da planta, diminuindo com o crescimento da mesma em função do ganho de economia de escala (FERREIRA, 2003).

Além do custo de capital, há ainda os custos de operação e manutenção (O&M) da planta, que são gastos com mão de obra, reposição de peças e equipamentos, gerenciamento, etc. (AQUA GENESIS, 2011 b).

Por fim, tem-se o custo dos insumos utilizados, como a água deionizada, eletrólito e energia elétrica. Segundo Ferreira (2003), os custos da reposição do eletrólito são mínimos e ocorrem em situações de manutenção, uma vez que ele é reaproveitado no processo. A água deionizada também possui relativo baixo custo. Como o processo de eletrólise é intensivo em energia elétrica, o custo do H₂ depende basicamente do custo desse insumo.

Ao final, o custo do H₂ eletrolítico produzido ao longo do ano corresponde à razão entre o custo anual de produção do H₂, ou seja, o somatório dos custos anuais de capital, de O&M e do insumo (neste caso energia elétrica); e a produção anual de H₂. Todas as equações serão detalhadas no capítulo da proposta de metodologia no item de estimativa da capacidade ótima da planta de produção de H₂.

2.3 Tecnologias de conversão do hidrogênio em energia elétrica

O H_2 tem várias propriedades enquanto gás combustível e transmissor de energia. O seu uso energético pode ser feito em um grande número de sistemas e tecnologias, seja na produção de calor, na fabricação de outros combustíveis, em veículos ou na produção de eletricidade, havendo especial interesse nesta última aplicação, para a qual se dispõe de três tecnologias principais: motores de combustão interna (MCI), CaC e turbinas a gás.

Os MCI consistem numa tecnologia já bastante dominada, apesar da necessidade de adaptações para operação com H_2 . Entretanto, apresentam eficiências consideradas baixas para os padrões atuais, implicando em mau uso, ou desperdício, de combustíveis e impactos maiores ao meio ambiente local e global. Além disso, os custos mais elevados da produção de H_2 não tornam essa tecnologia tão atrativa (FERREIRA, 2007).

As CaC são dispositivos eletroquímicos que convertem diretamente o H_2 e o O_2 do ar em eletricidade, calor e água, por meio da geração de uma corrente. Como esse processo de conversão não utiliza a queima do combustível para a geração mecânica de trabalho, ele ocorre com alta eficiência quando comparado com os MCI e permite a CaC utilizar a mesma quantidade de combustível para a geração de uma maior quantidade de energia e, assim, com menores impactos ao meio ambiente.

Outra característica das CaC é a sua modularidade de atendimento, já que podem atender demandas de alguns décimos de Watts (10^{-2} W), como é caso da geração portátil, a dezenas e centenas de quilowatts para a geração estacionária ou veicular de energia, bem como em instalações de megawatts em plantas industriais ou na rede de distribuição. Os sistemas modernos de conversão usando CaC são bem mais eficientes, mas a tecnologia ainda depende de pesquisas e desenvolvimentos e, principalmente, redução de custos.

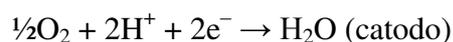
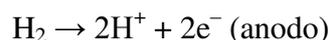
Uma tecnologia intermediária é a de turbinas a gás que converte parte da energia contida no combustível em energia mecânica, por meio da rotação axial de um eixo, que aciona um gerador elétrico. As modernas centrais de geração de eletricidade a gás natural já utilizam modernas turbinas em ciclos combinados, de onde se obtém elevadas eficiências globais, sendo possível imaginar que esses sistemas também possam operar com H_2 , como o demonstram testes já realizados com turbinas aeronáuticas. São equipamentos constituídos basicamente de um compressor de ar, de um combustor e de uma turbina de expansão.

O uso do H₂ para produzir eletricidade seja em MCI, CaC ou turbinas a gás, demandam esforços e investimentos elevados em todo o mundo. Independentemente da escolha da tecnologia, esse vetor energético contribui significativamente para a diminuição das emissões de GEEs no setor elétrico, principalmente, quando ele é obtido a partir de fontes de energias renováveis, como a hidroelétrica. Nesta tese, o emprego do H₂ para geração de energia elétrica considerará o uso em turbinas a gás e em CaC, sendo essa última tecnologia a mais adotada atualmente para essa finalidade.

2.3.1 Células a combustível

As CaC são dispositivos eletroquímicos que permitem a transformação direta da energia química contida no combustível em energia elétrica (DOE, 2000), como comentado. Funciona de maneira similar às baterias, gerando eletricidade a partir de uma reação química. Em vez de esgotar sua energia e exigir uma nova recarga, as CaC funcionam continuamente, desde que alimentadas por um combustível que possa fornecer os elétrons necessários para a geração de corrente elétrica. São classificadas de acordo com o tipo de eletrólito empregado e da temperatura de operação.

O seu princípio de funcionamento consiste em converter a energia livre de *Gibbs* em trabalho elétrico através da oxidação isotérmica do combustível utilizado (H₂). O H₂ é introduzido no ânodo, onde o catalisador que recobre este eletrodo quebra o H₂ em prótons e elétrons. O íon positivo atravessa o eletrólito para o cátodo onde combina com o O₂ formando água e calor. Os elétrons, incapazes de passar pelo eletrólito, são forçados a circular pelo circuito externo, criando uma corrente elétrica contínua conforme demonstrado na Figura 2.6 (FEREIRA, 2003). Em geral, a reação que ocorre no anodo é a oxidação de H₂ e a reação que ocorre no catodo é a redução de O₂, usualmente do ar. Em meio ácido as reações são:



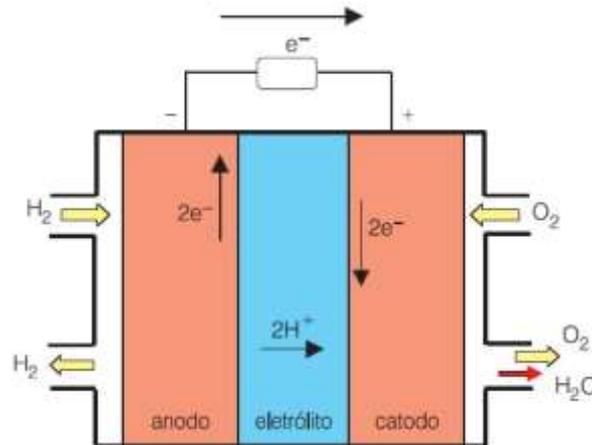


Figura 2. 6: Esquema de uma célula a combustível

Fonte: BOCCHI; FERRACIN; BIAGGIO, 2000.

As principais aplicações estacionárias do H₂ em CaC de pequeno porte (até 10 kW) são para a geração de energia elétrica em uso residencial, sistemas ininterruptíveis²⁶ e sistemas remotos. A CaC do tipo célula a combustível de membrana de troca de prótons (PEMFC)²⁷ é a mais adequada para essas aplicações, já que funciona a baixa temperatura, cerca de 60° a 140°C, e ocupa menos espaço por potência instalada. O alto valor de investimento inicial é uma das desvantagens desse tipo de célula, haja vista que o uso de catalisadores se faz necessário, já que, a temperaturas mais baixas, as reações químicas tornam-se mais lentas; além de exigir reformadores e purificadores devido a fácil contaminação por CO (FRANCHI, 2009).

As células a combustível de óxido sólido (SOFC²⁸) também podem ser utilizadas em aplicações que visem a geração elétrica estacionária de pequeno porte, com potência máxima de 5 kW a 10 kW, como também a elevadas potências industriais de 200 kW a 500 kW. Como essa célula opera a alta temperatura (600°C a 1.000°C) há possibilidade de haver cogeração, tornando esse sistema híbrido mais eficiente, além de não haver necessidade de catalisadores. Porém, há uma desvantagem dessa operação com nível alto de temperatura em que o tempo de início do funcionamento torna-se lento, especialmente se comparado com a célula PEMFC (FRANCHI, 2009). A Tabela 2.5 a seguir mostra a comparação entre essas duas tecnologias.

²⁶ Referem-se ao sistema de *backup* de energia elétrica usado em hospitais, servidores de internet, sistemas de telecomunicações, elevadores bem como qualquer outro setor social que necessite de segurança energética complementar à energia elétrica convencional.

²⁷ Sigla em inglês: *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*.

²⁸ Em inglês: *Solid Oxid Fuel Cell*.

Tabela 2. 5: Comparação entre as tecnologias PEMFC e SOFC

Tipo de CaC	Eficiência Elétrica (%)	Densidade de Potência (kW.m ⁻²)	Reforma de combustível	Combustível
PEMFC	35-55	3,8-13,5	Externo	Hidrogênio
SOFC	50-65	1,5-5	Externo ou interno	Gás natural, biogás, etanol, etc.

Fonte: Adaptado de NETO apud FRANCHI, 2009

Há no mercado mais outros tipos de CaC: a célula combustível alcalina (AFC)²⁹, a célula a combustível de ácido fosfórico (PAFC)³⁰, a célula a combustível de carbono fundido (MCFC)³¹, a célula a combustível de polímero sólido (SPFC)³² e a célula a combustível de metanol direto (DMFC)³³. Uma característica geral a todos os sistemas é que sua eficiência varia pouco em função de sua potência. Isto significa que as pequenas plantas de geração de energia elétrica, de eficiência relativamente elevada em relação aos sistemas convencionais, podem ser instaladas junto aos pontos de maior demanda e, assim, evitar os altos custos associados com os sistemas de transmissão de eletricidade (FUEL CELL HANDBOOK, 2004).

As vantagens associadas ao uso de H₂ em CaC estão relacionadas à eficiência energética; emissão de poluentes; modularidade e ausência de impacto sonoro. A eficiência energética é geralmente em média o dobro da eficiência de MCI e pode ser ainda maior caso seja implantado um sistema com cogeração. Não há emissões de gases poluentes na geração de energia elétrica a partir das CaC, cujo produto é apenas calor, água e eletricidade. Porém, emissões poderão ocorrer dependendo da fonte de energia usada para a produção de H₂, o que deverá ser levado em conta em um estudo ambiental detalhado. Ainda assim, as emissões por energia elétrica gerada serão comparativamente menores devido à alta eficiência das células. Além de ser possível fabricar células de diversas capacidades de produção, de microwatt a megawatt, sua modularidade permite acoplar mais células caso seja necessário aumentar a produção de energia elétrica, sendo necessário também aumentar a produção de H₂. E por fim, não há poluição sonora devido a ruídos provenientes da geração de energia com o uso de CaC, o que pode ser uma vantagem em determinados ambientes como ambientes hospitalares.

Considerando-se a alta eficiência, o baixo ruído e a confiabilidade da energia elétrica gerada, a CaC é uma tecnologia promissora para a geração distribuída de eletricidade

²⁹ Em inglês: *Alkaline Fuel Cell*.

³⁰ Em inglês: *Phosphoric Acid Fuel Cell*.

³¹ Em inglês: *Molten Carboente Fuel Cell*.

³² Em inglês: *Solid Polymer Fuel Cell*.

³³ Em inglês: *Direct Methanol Fuel Cell*.

e cogeração. É vantajosa do ponto de vista ambiental, pois não emite NOx quando comparada com as turbinas a gás. No entanto, como comentado, a principal desvantagem do uso das CaC é o custo de capital ainda alto em comparação com os sistemas tradicionais de geração de energia elétrica. Além disso, as CaC possuem uma vida útil em torno de 10 anos, bem abaixo da vida útil das turbinas a gás (20 anos). Esses fatores fazem com que a CaC não seja economicamente competitiva frente as turbinas ou mesmo aos MCI (SORDI et al, 2006).

À medida que as CaC vão sendo desenvolvidas e introduzidas no mercado, seu custo vai diminuindo e os nichos de mercado vão aparecendo, como é o caso dos sistemas de *back-up*³⁴ de energia elétrica. O desenvolvimento tecnológico atualmente alcançado pela PEMFC colocou essa tecnologia em patamar superior aos sistemas de *back-up* de energia elétrica tradicionalmente utilizados, já que estão se mostrando tão confiáveis e com menos problemas de manutenção que as baterias eletroquímicas, implicando em menores custos de operação (PLUG POWER, 2012). Por isso, sistemas de *back-up* utilizando CaC vêm sendo instalados nos Estados Unidos e em outros países, inclusive no Brasil. Esses sistemas são compostos de célula tipo PEMFC com potência de 5 kW, abastecida com H₂ armazenado em cilindros.

Outro nicho de mercado das CaC é o atendimento de comunidades isoladas. Essas comunidades normalmente localizam-se longe dos centros urbanos, em áreas de difícil acesso e utilizam motores gerados a óleo Diesel para atender a demanda de energia elétrica. Nesses casos, o custo com operação e manutenção é muito elevado, causando um forte impacto no custo da energia elétrica. Por isso, a utilização de uma fonte de energia local, normalmente renovável, para a produção de H₂ e aplicação em CaC pode ser uma opção interessante do ponto de vista econômico, social e ambiental (LOPES DAVI, 2009).

E, por fim, um dos potenciais nichos é no atendimento de energia elétrica no horário de ponta de carga, onde o preço da energia elétrica é muito elevado, o que viabiliza economicamente uma série de rotas tecnológicas, entre as quais o emprego do H₂ em CaC. Há atualmente no mundo cerca de 3.000 pequenos sistemas estacionários utilizando CaC com potências variando entre 0,5 kW a 10 kW, sendo a maioria do tipo PEMFC; e cerca de 700 grandes sistemas com potência variando entre 250 kW (MCFC) e 11 MW (PAFC).

³⁴ Gerador *back-up* é utilizado em caso de emergência, tal como interrupção de fornecimento de energia devido a qualquer falha do gerador principal, falha da rede ou de unidades geradoras de energia, para atender a demanda de eletricidade do equipamento local em usinas de energia, hospitais, residencias e etc durante a emergência.

2.3.2 Turbinas a gás

As turbinas a gás são turbomáquinas térmicas ou máquinas rotativas que atuam como elementos motores, aplicados na geração elétrica e na propulsão aeronáutica, naval e automotiva. Estes equipamentos se destacam, principalmente, pela independência de fontes de água, pela baixa razão volume versus potência, simplicidade do sistema e pela inexistência de fluidos de trabalho intermediários. Seu desenvolvimento esteve relacionado à evolução das turbinas a vapor, que atingiram elevado grau tecnológico no século XX (BARBOSA, 2010).

As turbinas a gás projetadas para operar em ciclo simples, levando em conta a eficiência térmica do ciclo, tem temperatura de saída dos gases reduzida ao máximo além de otimizada taxa de compressão. As turbinas a gás específicas para operar em ciclo combinado foram desenvolvidas de modo a maximizar a eficiência térmica do ciclo como um todo. Por isso, a redução da temperatura dos gases de escape não é o ponto mais crítico, em termos de eficiência, uma vez que os gases de saída da turbina de expansão ainda são utilizados para gerar potência (MORAN; SHAPIRO, 2009).

A configuração básica da máquina utilizada como referência neste trabalho é mostrada na Figura 2.7 e a Figura 2.8 indica os componentes em uma turbina real.

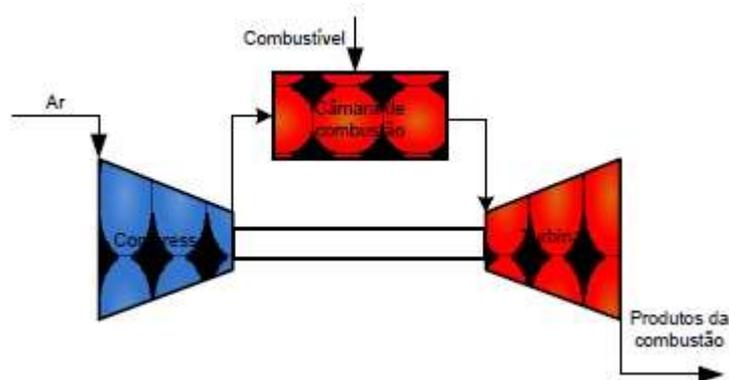


Figura 2. 7: Esquema básico de uma turbina a gás de ciclo simples

Fonte: BARBOSA, 2010

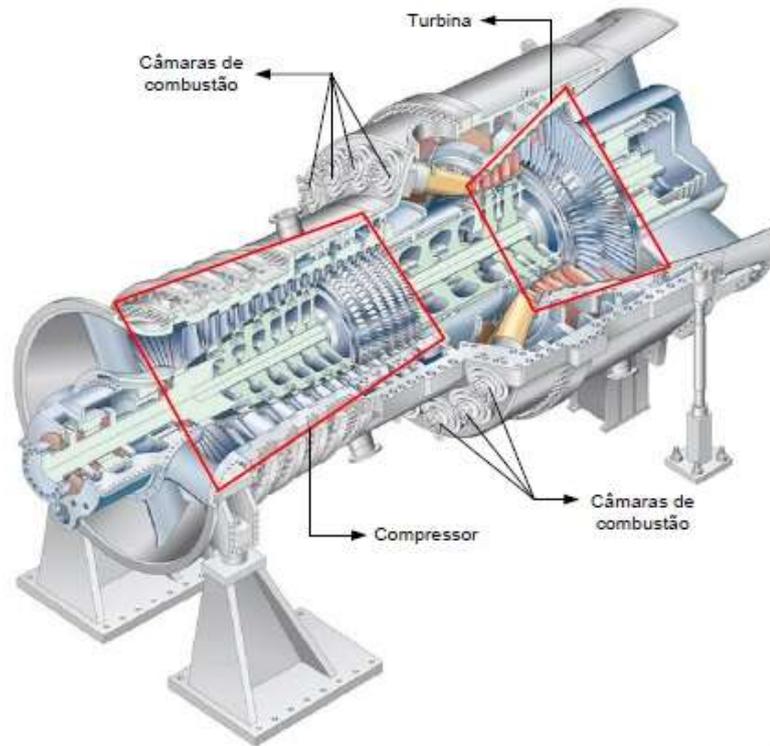


Figura 2. 8: Esquema básico da Turbina a gás industrial Siemens SGT5-4000F

Fonte: SIEMENS POWER GENERATION, 2016

As turbinas a gás são divididas em duas classes principais: as aeroderivativas e as industriais. As aeroderivativas são adaptações de modelos aeronáuticos, caracterizam-se pelos reduzidos volume e massa, podendo atingir potências de até 50 MW. As turbinas industriais caracterizam-se pela sua robustez, baixo custo, alta confiabilidade e maior flexibilidade de combustível, podendo atingir potências de 340 MW (NASCIMENTO et al, 2004). As turbinas a gás industriais são classificadas em três principais categorias, considerando-se a escala de potência. As unidades *industrial heavy duty gas turbines*³⁵ são utilizadas para potências acima de 15 MW, as unidades *medium-range gas turbines* compreendem potências entre 5 MW e 15 MW e as *small gas turbines* compreendem potências abaixo de 5 MW. As respectivas eficiências dessas máquinas variam de 30% para *small gas turbines* até 50% para *heavy duty gas turbines* de grande porte (100 MW) (BOYCE, 2002).

O ciclo termodinâmico proposto por Brayton é o ciclo ideal aplicado às turbinas a gás. A análise teórica deste ciclo pode ser conduzida admitindo-se: (i) que o fluido de trabalho é o ar; (ii) o mesmo é um gás ideal, (iii) a variação de energia cinética entre a entrada e a saída de cada componente é desprezível e (iv) o fornecimento e rejeição de calor no ciclo são dados

³⁵As turbinas a gás para serviços pesados (*heavy duty gas turbine*) são construídas para aplicações estacionárias. Compreendem em uma vasta e diversa gama de máquinas, indicadas para a geração de energia elétrica.

por transferência de calor; o que simplifica a análise e evita, a priori, uma discussão mais complexa sobre o processo de combustão. Além disso, as perdas de pressão ao longo do ciclo são desprezadas (MORAN; SHAPIRO, 1998; COHEN et al, 1998). Um esquema desse modelo idealizado de ciclo de turbina a gás é mostrado na Figura 2.9.

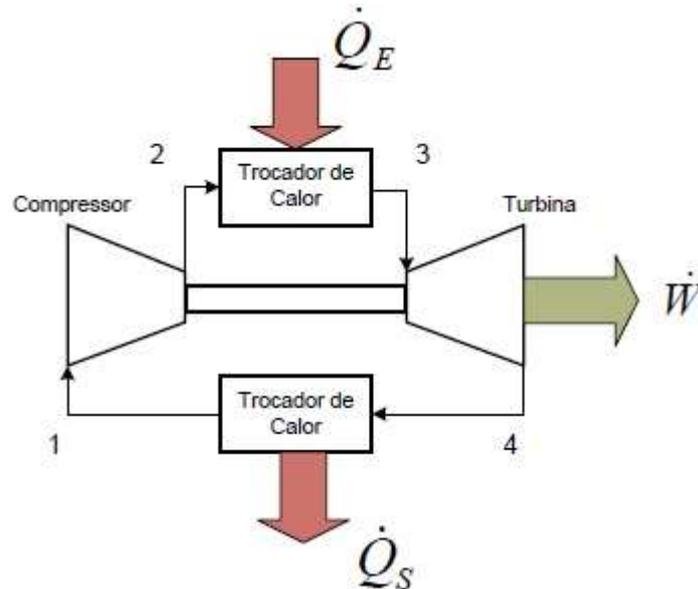


Figura 2. 9: Esquema da turbina a gás idealizada para o Ciclo Brayton

Fonte: BARBOSA, 2010

À medida que a turbina gira, o ar atmosférico é comprimido pelo compressor, descarregado e então introduzido no combustor (ou câmara de combustão), onde é misturado ao combustível e queimado. Os gases muito quentes resultantes são expandidos na turbina de expansão transformando energia térmica em energia mecânica no eixo. Parte dessa energia mecânica é usada para acionamento do próprio compressor da turbina a gás, enquanto o restante é transferido para a carga, no caso, um gerador elétrico. O compressor de ar consome uma parcela significativa dessa energia mecânica resultante da conversão da energia térmica dos combustíveis. As perdas no compressor e na turbina aumentam a potência absorvida pelo compressor e diminuem a potência fornecida pela máquina, resultando na redução da potência útil do ciclo (GOMES, 2010).

A máxima potência fornecida pela turbina está limitada pela temperatura a qual o seu material pode suportar associada às tecnologias de resfriamento e pela vida útil requerida. Através da monitoração da velocidade no eixo e da temperatura na turbina de expansão, o fluxo de combustível é regulado de forma a propiciar a potência requerida. Quanto mais

elevada é a temperatura e a pressão dos gases na entrada do primeiro estágio da turbina e quanto mais reduzida é a temperatura dos gases de exaustão, maior é a eficiência da turbina a gás. O desenvolvimento de novos materiais tem possibilitado operar com temperaturas cada vez mais elevadas, incrementando a eficiência térmica das turbinas a gás. Em paralelo, novos avanços têm sido obtidos nos projetos aerodinâmicos dos compressores de ar, o que tem permitido maiores eficiências politrópicas e razões de compressão com menor número de estágios (GOMES, 2010).

Suas principais vantagens são o pequeno peso e volume (espaço) que ocupam por potência. Isto aliado à versatilidade de operação que apresentam, está fazendo com que sua utilização se encontre em franca ascendência atualmente. Como turbomáquinas, as turbinas a gás apresentam uma relativa vantagem quando comparadas aos motores de combustão interna (MCI), uma vez que nelas há ausência de movimentos alternativos e de atrito entre superfícies sólidas (pistão/câmara de cilindro). Isto significa a quase inexistência de problemas de balanceamento e, ao mesmo tempo, um baixo consumo de óleo lubrificante, uma vez que o mesmo não entra em contato direto com partes quentes e nem com os produtos de combustão. Disso decorre outra vantagem: a elevada confiabilidade que elas apresentam (MARTINELLI JUNIOR, 2000).

Vale ressaltar também, que quando comparadas às instalações a vapor, as turbinas a gás praticamente não necessitam de fluido refrigerante o que facilita muito sua instalação. Outro aspecto bastante favorável das turbinas a gás é a baixa inércia térmica que lhes permite atingir sua carga plena em um espaço de tempo bastante reduzido. No caso de estar pré-aquecida, por exemplo, o tempo entre carga nula e carga plena varia de 2 a 10 segundos. Este aspecto faz com que as turbinas a gás sejam particularmente indicadas para sistema de geração de energia elétrica de ponta, onde o processo de partida e necessidade da plena carga no menor tempo possível é de suma importância. Esta é também uma condição imprescindível nos sistemas “*Stand-by*” ou “*No-break*”, onde o fornecimento ininterrupto de energia elétrica é condição básica necessária (MARTINELLI JUNIOR, 2000).

Como desvantagens, as turbinas a gás apresentam limitado nível de variedade de combustível consumido, além de adaptações para a operação com H_2 ; ineficácia em processos com poucas utilidades térmicas; limitações impostas pelos seus materiais; requer gás a alta pressão ou a existência de um compressor; sensibilidade a aumento da temperatura ambiente; curto tempo de vida útil e emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) decorrentes do processo de combustão, que são compostas principalmente de dióxido de nitrogênio (NO_2) e óxido nítrico

ou monóxido de nitrogênio (NO) (FRANÇA; CASEIRO, 2008). Apesar das emissões de NO_x causarem baixo impacto ambiental local, elas não contribuem para as emissões de GEEs, uma vez que são enquadradas como poluentes. Além disso, as turbinas a gás têm baixo rendimento e alta rotação, fatores bastante desfavoráveis no caso de aplicação industrial.

O seu campo de aplicação é o mais variado possível e o mais amplo dentre os diversos tipos de motores. Inicialmente elas foram desenvolvidas objetivando fornecimento de trabalho mecânico. Entretanto, o desenvolvimento efetivo só ocorreu em virtude de sua aplicação na aeronáutica como elemento propulsor (reator). Enquanto fornecedores de trabalho mecânico as turbinas a gás tem sido utilizadas, de maneira geral, como elemento propulsor para navios; aviões (hélice); no setor automotivo, ferroviário e, principalmente, como acionador de estações “*booster*” de bombeamento (oleodutos e gasodutos) assim como também na geração de eletricidade, principalmente, nas centrais de ponta e sistemas “*Stand-by*” como já mencionado e em locais onde peso e volume são levados em conta como o caso das Plataformas “*Off-shore*” de extração de petróleo. Também são usadas em locais remotos e de difícil acesso e instalação, pois a sua alta confiabilidade aliada à simplicidade de operação permitem inclusive que elas sejam operadas à distância (MARTINELLI JUNIOR, 2000).

2.3.3 Emissões de óxidos de nitrogênio da combustão

O processo de combustão consiste em uma reação química entre o combustível e O₂ do ar atmosférico, sendo necessária uma quantidade inicial de energia, chamada de energia de ativação e, cuja reação resulta em gases de exaustão e liberação de grande quantidade de calor, que caracteriza a reação como exotérmica. A qualidade destes gases depende do tipo de combustível e da tecnologia usados na combustão que pode ser completa (oxidação completa do combustível) ou incompleta (VIEIRA et al, 2005; VLASSOV, 2008).

No caso do H₂, a sua combustão com O₂ acarreta a formação de água como único produto da reação. Porém, a sua combustão com ar atmosférico pode produzir NO_x, conforme mostram as reações:



Durante o processo de combustão, o nitrogênio (N_2) é considerado inerte e sua concentração é a mesma na entrada de ar quanto nos produtos da combustão. Porém, devido às temperaturas na zona primária de combustão pode-se encontrar NO_x , cuja formação se dá a partir das condições de operação e do comportamento do ar na turbina (PINTO, 2014).

Assim, apesar da combustão do H_2 ser considerada mais “limpa” e vantajosa em termos de emissão de CO_2 que outros combustíveis de origem fóssil, ela apresenta emissões de NO_x , compostas principalmente de NO_2 e NO , sendo esse último o principal composto formado na câmara de combustão da turbina. Entre os fatores que mais influenciam a taxa de formação de NO e a sua concentração, pode-se listar, para reações que atingem equilíbrio (BATHIE, 1996):

(i) Temperatura máxima: quando a combustão é estequiométrica e é influenciada pela temperatura do ar na entrada da câmara a temperatura máxima é alcançada. Um aumento da temperatura não somente aumenta a quantidade de NO formada, como também reduz o seu tempo de formação consideravelmente;

(ii) Pressão na câmara de combustão: com o aumento da pressão, a temperatura de chama adiabática aumenta e a formação de NO conseqüentemente diminui;

(ii) Excesso de ar: a parcela de O_2 e N_2 nos produtos da reação aumenta com o excesso de ar na combustão, mas diminui a temperatura máxima atingida. A quantidade de NO produzida aumenta até certo ponto, e depois volta a decrescer. Devido à diminuição da temperatura, o tempo de formação de NO aumenta.

A maior parte de NO formado durante o processo de combustão se oxida de novo, formando NO_2 . Por essa razão, costuma-se agrupar NO e NO_2 para se expressar resultados em termos de NO_x , ao invés de só NO . Pode ser obtido no processo de combustão por diferentes mecanismos de formação: (i) a reação do N_2 atmosférico com o O_2 a altas temperaturas, formando o NO térmico; (ii) reação de radicais hidrocarbônicos livres com a molécula de N_2 , formando o NO *prompt* (NO rápido); e (iii) pela reação do N_2 existente no combustível, formando o NO combustível. Dependendo das condições em que ocorre a combustão, existe o predomínio de um dos tipos de mecanismos mencionados: a altas temperaturas, predomina NO térmico; se a quantidade de N_2 contido no combustível é alta e a temperatura é baixa, o NO combustível e o NO *prompt* são os predominantes (GALLEGO et al, 2000).

Alguns métodos alternativos para redução de emissões obtiveram maior destaque a partir da década de 1990, com técnicas como injeção de água ou vapor, que, entretanto,

acarretavam em perda de vida útil da turbina, entre outros fatores de desempenho. Assim, enfatizou-se o desenvolvimento de sistemas de baixa emissão de NO_x com pré-mistura a seco, ou *dry-low NO_x systems*, em que a formação de NO_x pode ser reduzida diminuindo-se a temperatura de chama através de uma pré-mistura pobre de ar e combustível, ou diminuindo-se o tempo de residência na câmara, ou ainda por métodos como combustão em estágios e combustão catalítica (EPA, 1997).

Dentre os diversos recursos que podem ser empregados para redução de emissões, a prática com mais sucesso utilizada nas turbinas a gás industriais é a aplicação de pré-mistura pobre. Essa tecnologia, sozinha, já atende aos padrões de emissões de NO_x mais rigorosos atualmente, sem a necessidade de empregar outros métodos de mitigação de emissões, como injeção de água ou vapor (PINTO, 2014). Para obter maiores informações sobre as emissões de NO_x a partir da combustão com ar atmosférico em turbinas a gás ver em Pinto (2014).

2.4 Metodologias de linha de base

As metodologias adotadas pela UNFCCC referem-se à maneira como é avaliada a adicionalidade³⁶, a linha de base do projeto³⁷, o monitoramento e a quantificação das reduções de emissões de GEEs. Para realizar o cálculo da linha de base e das reduções das emissões de GEEs é preciso selecionar dentre as diversas metodologias existentes, um procedimento de linha de base que contempla a tecnologia utilizada, a linha de base adotada, as fórmulas para estimar as emissões da linha de base e, conseqüentemente, a efetiva redução das emissões de GEEs. A partir da atividade de projeto podem-se propor novas metodologias ou adotar metodologias já existentes.

Como o principal objetivo dessa tese é propor uma metodologia para estimar as emissões evitadas de GEEs na geração de energia elétrica a partir do H₂ eletrolítico obtido através da EVT disponível de UHEs foi necessário realizar um levantamento das principais

³⁶ Exigência para que uma determinada atividade de projeto seja elegível ao MDL. Prevê que a redução de emissões de GEEs (ou aumento de remoções de CO₂), seja adicional à que ocorreria na ausência de tal atividade de projeto.

³⁷ A linha de base de uma atividade de projeto do MDL é o cenário que representa, de forma razoável, as emissões antrópicas de GEE por fontes que ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta. Serve de base tanto para verificação da adicionalidade quanto para a quantificação das RCEs da atividade de projeto MDL. As RCEs serão calculadas pela diferença entre as emissões da linha de base e as emissões verificadas em decorrência das atividades de projeto do MDL, incluindo as fugas.

metodologias aprovadas disponíveis na página eletrônica da UNFCCC. Para isso levou-se em consideração o tipo de atividade do projeto (energia renovável conectada a rede), o tamanho (se pequena ou larga escala) e a tecnologia utilizada (no caso, eletrólise para produção de H₂ e CaC e turbina a gás para geração de energia elétrica).

Dentre as diversas metodologias aprovadas pela UNFCCC, foram selecionadas quatro metodologias, cuja temática está relacionada com o estudo para o qual se pretende estimar as reduções de emissões de carbono, que servirão de base para desenvolver a metodologia para estimar as emissões proposta neste estudo. A Tabela 2.6 apresenta um resumo dos principais pontos das metodologias definidas que podem interessar ao estudo. Na descrição detalhada das metodologias têm-se, principalmente, as características que se assemelham ao escopo do trabalho.

Tabela 2. 6: Resumo dos pontos principais das metodologias

Características	Metodologias			
	ACM0002	AMS-I.D.	AMS-III.AC.	AMS-III.O.
Escala do projeto	Grande escala Capacidade instalada superior a 15 MW	Pequena escala Capacidade instalada inferior a 15 MW	Pequena escala Limitado a reduções de emissões que sejam iguais ou menores que 60 tCO ₂ e.ano ⁻¹	Pequena escala Limitado a reduções de emissões que sejam iguais ou menores que 60 tCO ₂ e.ano ⁻¹
Linha de base	Eletricidade deslocada da rede	Eletricidade deslocada da rede	Também contempla a eletricidade deslocada da rede	Uso de GLP como matéria-prima na geração de H ₂ e como combustível
Emissões do projeto	CH ₄ oriundo dos reservatórios	CH ₄ oriundo dos reservatórios	CH ₄ oriundo do gás natural	Ferramenta para calcular as emissões de CO ₂ do projeto ou das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis
Emissões da linha de base	Ferramenta de cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico	Ferramenta de cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico	Ferramenta de cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico	CO ₂ oriundo das reações do GLP e CO ₂ oriundo da queima de GLP

Fonte: Elaboração própria

2.4.1 Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis - ACM0002

A metodologia de linha de base para geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis ACM0002³⁸ é uma metodologia consolidada de grande escala, que se aplica a atividades de projeto que incluem modernização, reforma, substituição ou adição de capacidade de uma usina de energia existente ou a construção e operação de uma planta de energia *greenfield*³⁹. Esta metodologia se aplica a atividades de projeto que utilizam fontes de energia renovável para geração de energia elétrica interligada à rede que instalem uma planta de energia *greenfield*; envolvam um aumento de capacidade; modernização da operação de plantas existentes; reforma ou substituição de instalações existentes (UNFCCC, 2014 a).

Essa metodologia é aplicada nas seguintes condições:

(i) quando a atividade de projeto pode incluir energia renovável de uma usina ou unidade de um dos seguintes tipos: planta de energia hídrica com ou sem reservatório, eólica, solar, geotérmica, das ondas ou mare motriz;

(ii) no caso de adições de capacidade, modernizações, reabilitação ou substituição (exceto plantas de energia das ondas, eólica, solar ou marés): quando a usina ou unidade existente entrou em operação comercial antes do início de um período mínimo de referência histórica de cinco anos e a adição de capacidade ou substituição da planta não tenha sido feita entre o início deste período mínimo de referência histórica e a execução do projeto.

No caso de UHEs, uma das seguintes condições deverá ser aplicada⁴⁰:

(i) a atividade de projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, sem nenhuma alteração no volume de qualquer um dos reservatórios;

(ii) a atividade de projeto é implementada em reservatórios existentes únicos ou múltiplos, onde o volume dos reservatórios é aumentado e a densidade de potência é superior a 4 W.m^{-2} ;

(iii) a atividade de projeto resulta em novos reservatórios únicos ou múltiplos e a densidade de potência é superior a 4 W.m^{-2} ;

³⁸ As informações apresentadas baseiam-se na versão 16.0 da metodologia ACM0002, de 28 de novembro de 2014. As metodologias são frequentemente atualizadas e esse processo pode ser acompanhado no seguinte site: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/index.html>.

³⁹ Planta de energia *greenfield* é uma nova planta de energia renovável que é construída e operada num local em que não havia planta de energia renovável em operação antes da execução da atividade de projeto.

⁴⁰ Os participantes do projeto que desejam proceder a uma atividade de projeto hidroelétrico que resultam em um novo reservatório ou um aumento no volume de um reservatório existente, em especial quando os reservatórios não têm biomassa vegetativa significativa na área de captação, pode pedir a revisão da metodologia consolidada aprovada.

(iv) a atividade de projeto é um projeto de UHEs integradas envolvendo múltiplos reservatórios, onde a densidade de energia para qualquer um dos reservatórios é inferior ou igual a 4 W.m^{-2} , todas as condições seguintes devem ser aplicadas:

- (a) a densidade de potência calculada utilizando a capacidade instalada total do projeto de UHEs integradas é maior que 4 W.m^{-2} ;
- (b) o fluxo de água entre os reservatórios múltiplos não é usado por outra UHE que não faça parte da atividade do projeto;
- (c) a capacidade instalada das usinas de energia com densidade de potência menor ou igual a 4 W.m^{-2} devem ser:
 - (i) menor ou igual a 15 MW;
 - (ii) inferior a 10% da capacidade total instalada do projeto de UHEs integradas⁴¹.

No caso de projetos integrados de UHE, o proponente do projeto deve:

(i) demonstrar que o fluxo de água de usinas ou unidades de energia em cascata passem diretamente para o reservatório a jusante e que constituem coletivamente a capacidade de geração do projeto integrado de energia hídrica;

(ii) fornecer uma análise de balanço hídrico que abrange a água que alimenta as unidades de energia, com todas as combinações possíveis de reservatórios e sem a construção de reservatórios. A finalidade do balanço hídrico é demonstrar a exigência de combinação específica de reservatórios construídos no âmbito da atividade de projeto para a otimização da produção de energia. Esta demonstração deve ser realizada em uma situação específica de disponibilidade de água em diferentes épocas do ano para otimizar o fluxo de água na entrada de unidades de energia. Portanto, este balanço hídrico leva em consideração os fluxos sazonais de rio, afluentes (se houver), e chuvas para um mínimo de cinco anos anteriores à execução da atividade de projeto.

Além disso, essa metodologia não é aplicada nas seguintes condições:

(i) atividades do projeto que envolva substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renovável no local da atividade do projeto, pois neste caso, a linha de base pode ser a continuação do uso de combustíveis fósseis no local;

(ii) centrais elétricas alimentadas com biomassa.

⁴¹ Integração de múltiplas UHEs com reservatórios simples ou múltiplos concebidos para trabalhar em conjunto.

No caso de modernizações, reformas, substituições ou adições de capacidade, esta metodologia se aplica apenas se o cenário de linha de base mais plausível, como resultado da identificação do cenário de referência, é “a continuação da situação atual, que consiste no uso dos equipamentos de geração de energia que já estavam em uso antes da implementação da atividade de projeto e realizar negócios como de manutenção usual”.

Limite do projeto

A extensão espacial do limite do projeto inclui a unidade ou planta de energia do projeto e todas as unidades ou plantas de energia conectadas fisicamente ao sistema elétrico⁴² que a planta de energia do projeto de MDL está conectada.

Os gases de efeito estufa e as fontes de emissão incluídas ou excluídas do limite do projeto são apresentados na Tabela 2.7.

Tabela 2. 7: Fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluída	Justificativa
Linha de base	Emissões de CO ₂ da geração de eletricidade em usinas fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto	CO ₂	Sim	Fonte de emissão maior
Atividade de projeto	Para as plantas de energia geotérmica, emissões fugitivas de CH ₄ e CO ₂ dos gases não condensáveis contidos no vapor geotérmico	CO ₂	Sim	Fonte de emissão maior
		CH ₄	Sim	Fonte de emissão maior
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão menor
	Emissões de CO ₂ da queima de combustíveis fósseis para geração de eletricidade em usinas solares térmicas e usinas de energia geotérmica	CO ₂	Sim	Fonte de emissão maior
		CH ₄	Não	Fonte de emissão menor
		N ₂ O	Não	Fonte de emissão menor
	Para usinas hidrelétricas, emissões de CH ₄ oriundas do reservatório	CO ₂	Não	Fonte de emissão menor
		CH ₄	Sim	Fonte de emissão maior
N ₂ O		Não	Fonte de emissão menor	

Fonte: UNFCCC, 2014 a

Cenário da linha de base

Se a atividade de projeto é a instalação de uma planta de energia *greenfield*, o cenário de linha de base é a eletricidade entregue à rede pela atividade de projeto que seria gerada de outra forma pela operação de plantas de energia conectadas à rede elétrica e pela

⁴² Refere-se à última versão aprovada da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” para a definição de um sistema de eletricidade.

adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (CM), descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”.

Se a atividade de projeto é uma adição de capacidade para uma planta ou unidade de energia renovável existente conectada à rede, o cenário de linha de base é a usina existente que continuaria a fornecer eletricidade para a rede em níveis históricos, até o momento em que a usina de geração provavelmente seria substituída ou adaptada, e a eletricidade entregue à rede pela capacidade adicionada seria gerada de outra forma pela operação de usinas conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração, como refletido nos cálculos da margem combinada (CM), descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico”. Desse ponto de tempo em diante, o cenário de referência é assumido para corresponder à atividade de projeto, e assume-se que não ocorrem reduções de emissões.

Se a atividade de projeto é a modernização ou reforma ou substituição de uma planta de energia existente, o procedimento a seguir, passo a passo, para identificar o cenário de linha de base deve ser aplicado:

- (i) Identificar os cenários de linha de base alternativas realistas e acreditáveis para geração de energia;
- (ii) Análise de barreiras;
- (ii) Análise de investimentos.

Emissões de projeto

Para a maioria das atividades de projetos de geração de energia renovável, $PE_y = 0$. No entanto, algumas atividades de projeto podem envolver emissões de projeto que podem ser significativas. Estas emissões devem ser contabilizadas como emissões do projeto usando a seguinte equação:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} \quad (\text{Eq. 2.5})$$

Onde PE_y são as emissões de projeto no ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$); $PE_{FF,y}$, as emissões de projeto do consumo de combustível fóssil no ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$); $PE_{GP,y}$, as emissões de projeto das plantas de energia geotérmica devido a liberação de gases não condensáveis no ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$) e; $PE_{HP,y}$, as emissões de projeto dos reservatórios de água das UHEs no ano y ($tCO_2e CO_2e.ano^{-1}$).

Emissões dos reservatórios de água das UHEs

A densidade de potência (PD) da atividade de projeto é calculada da seguinte forma:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad (\text{Eq. 2.6})$$

Onde PD é a densidade de potência da atividade de projeto ($W.m^{-2}$); Cap_{PJ} , a capacidade instalada da UHE após a implementação da atividade de projeto (W); Cap_{BL} , a capacidade instalada da UHE antes da implementação da atividade de projeto (W). Para novas usinas, esse valor é zero; A_{PJ} , a área dos reservatórios múltiplos ou simples, medidas na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2) e; A_{BL} , a área dos reservatórios múltiplos ou simples, medidas na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m^2). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Para atividade de projeto de UHEs que resulte em novos reservatórios únicos ou múltiplos e atividade de projeto de UHEs que resulte no aumento dos reservatórios existentes únicos ou múltiplos, os proponentes do projeto devem contabilizar as emissões de CH_4 e CO_2 dos reservatórios, como segue:

Para atividade de projeto de UHEs integradas a PD de todo o projeto é calculada da seguinte forma:

$$PD = \frac{\sum Cap_{PJ,i}}{\sum A_{PJ,j}} \quad (\text{Eq. 2.7})$$

Onde i são as plantas de energia incluídas no projeto das UHEs integradas e; j, os reservatórios individuais incluídos no projeto de UHEs integradas.

Se a densidade de potência da atividade de projeto usando a Equação 2.6 ou no caso de projeto de UHEs integradas usando a Equação 2.7 é maior que $4 W.m^{-2}$ e menor ou igual a $10 W.m^{-2}$:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000} \quad (\text{Eq. 2.8})$$

Onde $PE_{HP,y}$ são as emissões de projeto dos reservatórios de água ($tCO_2e.ano^{-1}$); EF_{Res} , o fator de emissão padrão para emissões de reservatórios de UHEs ($kgCO_2e.MWh^{-1}$) e; TEG_y , o total de eletricidade produzida pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y (MWh).

Se a densidade de potência da atividade de projeto é maior que $10 W.m^{-2}$:

$$PE_{HP,y} = 0$$

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base incluem apenas as emissões de CO_2 da produção de energia elétrica em plantas de energia a combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto. A metodologia assume que toda a geração de eletricidade da atividade de projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por plantas de energia existentes conectadas à rede e a adição de novas plantas de energia conectadas à rede. As emissões de linha de base devem ser calculadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (\text{Eq. 2.9})$$

Onde BE_y são as emissões da linha de base no ano y ($tCO_2.ano^{-1}$); $EG_{PJ,y}$, a quantidade de eletricidade líquida que é fornecida à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y ($MWh.ano^{-1}$) e; $EF_{grid,CM,y}$, o fator de emissão de CO_2 da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y ($tCO_2.MWh^{-1}$), calculado usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Reduções de emissões

As reduções de emissões são calculadas como:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{Eq. 2.10})$$

Onde ER_y são as reduções de emissões no ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$); BE_y , as emissões da linha de base no ano y ($tCO_2.ano^{-1}$) e; PE_y , as emissões de projeto no ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$).

Emissões de fugas não são consideradas. As emissões potencialmente decorrentes de atividades como a construção de usinas e emissões “*upstream*” do uso de combustíveis fósseis (como extração, processamento, transporte, etc.) são negligenciadas.

2.4.2 Geração de eletricidade renovável conectada à rede - AMS-I.D.

A metodologia de linha de base para geração de eletricidade renovável conectada à rede AMS-I.D.⁴³ é uma metodologia de pequena escala, que compreende unidades de geração de energia renovável, como a energia fotovoltaica, hídrica, eólica, das marés/ondas, geotérmica e biomassa renovável que (UNFCCC, 2014 b):

- (i) forneçam eletricidade para uma rede elétrica nacional ou regional;
- (ii) forneçam energia elétrica a uma unidade de consumo identificada por meio de uma rede nacional/regional através de um acordo contratual.

Esta metodologia se aplica a atividades de projeto que instalem uma planta de energia *greenfield*; envolvam um aumento de capacidade; modernização na planta existente; reforma e substituição de instalações existentes.

As UHEs com reservatórios que satisfaçam pelo menos uma das seguintes condições são elegíveis para aplicar esta metodologia:

- (i) a atividade de projeto é implementada em um reservatório existente⁴⁴ sem qualquer alteração no volume do reservatório;
- (ii) a atividade de projeto é implementada em um reservatório existente, onde o volume no reservatório é aumentado e a densidade de potência da atividade de projeto é superior a 4 W.m^{-2} ;
- (iii) a atividade de projeto resulta em novos reservatórios e a densidade de potência da usina é superior a 4 W.m^{-2} .

Caso a nova unidade tenha componentes renováveis e não renováveis (como por exemplo, unidade eólica/usina a óleo Diesel), o limite de elegibilidade de 15 MW para uma atividade de projeto de pequena escala aplica-se apenas ao componente renovável. Se a nova

⁴³ As informações apresentadas baseiam-se na versão 18.0 da metodologia AMS-I.D., de 28 de novembro de 2014.

⁴⁴ Um reservatório é considerado existente se a sua operação tiver se iniciado três anos antes da execução da atividade de projeto.

unidade queimar combustível fóssil de forma combinada, a capacidade de toda a unidade não deve exceder o limite de 15 MW. Os sistemas de produção combinada de calor e eletricidade (cogeração) não são elegíveis nesta categoria.

No caso de atividades de projeto que envolva a adição de capacidade de unidades de energia renovável em uma unidade de geração de energia renovável existente, a capacidade adicionada pelas unidades incorporadas pelo projeto deve ser inferior a 15 MW e deve ser fisicamente distinta⁴⁵ das unidades existentes.

No caso de modernização, reforma ou substituição para se qualificar como projeto de pequena escala, a capacidade total da unidade submetida à modernização, à reforma ou à substituição não deve exceder o limite de 15 MW.

No caso de projetos de gás de aterro, gás de resíduos, tratamento de efluentes e agroindústrias, as emissões de metano recuperadas são elegíveis no âmbito de uma categoria relevante tipo III⁴⁶. Se o metano recuperado é utilizado para geração de eletricidade para fornecimento a uma rede, a linha de base para o componente de energia elétrica deve estar de acordo com o procedimento previsto nos termos desta metodologia. Se o metano recuperado é utilizado para a geração de calor ou cogeração outras metodologias aplicáveis tipo I⁴⁷, como "AMS-I.C."⁴⁸: a produção de energia térmica com ou sem eletricidade" deve ser explorada.

No caso da biomassa ser proveniente de plantios dedicados, aplica-se os critérios de aplicabilidade da ferramenta “Emissões do projeto provenientes do cultivo de biomassa”.

Limite do projeto

A extensão espacial do limite do projeto inclui a usina do projeto e todas as usinas conectadas fisicamente ao sistema elétrico no qual a usina do projeto de MDL está conectada.

Cenário da linha de base

O cenário de linha de base para uma planta de energia *greenfield*, é que a energia elétrica entregue à rede pela atividade de projeto seria gerada de outra forma pela operação de plantas de energia conectadas à rede elétrica e pela adição de novas fontes de geração à rede.

⁴⁵ Unidades fisicamente distintas são aquelas que são capazes de gerar eletricidade sem a operação de unidades existentes, e que não afetam diretamente as características mecânicas, térmicas ou elétricas da instalação existente. Por exemplo, a adição de uma turbina a vapor a uma turbina de combustão existente para criar uma unidade de ciclo combinado, não seria considerada “fisicamente distinta”.

⁴⁶ Tipo III corresponde a outras atividades de projeto limitadas à redução de 60.000 tCO₂e por ano.

⁴⁷ Tipo I corresponde a projetos de geração de energia renovável com potência instalada limitada a 15 MW ou equivalente, e tipo II a projetos de melhoria da eficiência energética que reduza o consumo em até 60 GWh por ano, do lado da produção ou da demanda.

⁴⁸ AMS-I.C.: Produção de energia térmica com ou sem eletricidade. Versão 20.0, de 1 de junho de 2014.

Para atividades de projeto que envolvam modernização, reforma ou substituição de uma planta existente, o cenário de linha de base é a continuação da operação da planta existente. A metodologia usa dados históricos de geração de energia elétrica para determinar a geração de eletricidade da planta existente no cenário de linha de base, assumindo que a situação histórica observada antes da implementação da atividade de projeto continuaria. Na ausência da atividade de projeto de MDL, a usina existente continuaria a fornecer eletricidade à rede em níveis médios históricos, até o momento em que a usina de geração de energia provavelmente seria modernizada, adaptada ou substituída na ausência da atividade de projeto de MDL. A partir desse ponto de tempo em diante, o cenário de referência é assumido para corresponder à atividade de projeto, e a oferta de eletricidade da linha de base é assumida para igualar a oferta de energia elétrica líquida do projeto e assume-se que não ocorrem reduções de emissões.

Se a atividade de projeto é uma adição de capacidade para a planta ou unidade de energia renovável existente conectada à rede, o cenário de linha de base é a usina existente que continuaria a fornecer eletricidade para a rede em níveis históricos, até o momento em que a usina de geração provavelmente seria substituída ou adaptada, e a eletricidade entregue à rede pela capacidade adicionada seria gerada de outra forma pela operação de plantas de energia conectadas à rede e pela adição de novas fontes de geração. Desse ponto de tempo em diante, o cenário de referência é assumido para corresponder à atividade de projeto, e assume-se que não ocorrem reduções de emissões.

Emissões de projeto

Para a maioria das atividades de projeto de energia renovável, PE_y é igual a zero. No entanto, para as categorias de atividades do projeto a seguir, as emissões de projeto têm que ser consideradas de acordo com o procedimento descrito na última versão da metodologia ACM0002:

- (i) Emissões referentes à operação de plantas de energia geotérmica (por exemplo, gases não condensáveis; consumo de combustíveis fósseis/eletricidade);
- (ii) Emissões dos reservatórios de água das UHEs.

As emissões de CO_2 do consumo local de combustíveis fósseis devido à atividade de projeto devem ser calculadas usando a última versão da “Ferramenta para calcular as emissões de fuga ou projeto de CO_2 da combustão do combustível fóssil”.

No caso da biomassa, proveniente de plantações dedicadas, deve ser utilizado os procedimentos da ferramenta “Emissões de projeto do cultivo de biomassa”.

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base incluem apenas as emissões de CO₂ da produção de electricidade em usinas que são deslocadas devido à atividade de projeto. A metodologia assume que toda a geração de electricidade da atividade de projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por plantas de energia existentes conectadas à rede e a adição de novas plantas de energia conectadas à rede. As emissões de linha de base devem ser calculadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (\text{Eq. 2.9})$$

Onde BE_y é as emissões da linha de base no ano y (tCO₂.ano⁻¹); $EG_{PJ,y}$, a quantidade de electricidade líquida que é fornecida à rede como resultado da implementação da atividade de projeto de MDL no ano y (MWh.ano⁻¹) e; $EF_{grid,CM,y}$, o fator de emissão de CO₂ da margem combinada para geração de energia conectada à rede no ano y (tCO₂.MWh⁻¹), calculado usando a última versão da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

O fator de emissão deve ser calculado de uma forma conservativa e transparente, como segue:

(i) Uma margem combinada (CM), que consiste na combinação da margem de operação (OM) e margem de construção (BM) de acordo com os procedimentos descritos na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” ou;

(ii) As emissões da média ponderada (em tCO₂.MWh⁻¹) do *mix* de geração atual. Os dados do ano em que a geração do projeto ocorre devem ser utilizados.

Os cálculos devem basear-se em dados de uma fonte oficial (quando disponível) e disponibilizados ao público.

Reduções de emissões

As reduções de emissões são calculadas como mostra a Equação 2.11.

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (\text{Eq. 2.11})$$

Onde ER_y são as reduções de emissões no ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$); BE_y , as emissões da linha de base no ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$); PE_y , as emissões de projeto no ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$) e LE_y são as emissões de fugas no ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$).

A regra geral sobre fugas em atividades de projeto de biomassa deve ser seguida para quantificar as fugas relacionadas ao uso de resíduos de biomassa.

2.4.3 Geração de eletricidade e/ou calor usando célula a combustível - AMS-III.A.C.

A metodologia de linha de base para geração de eletricidade e/ou calor usando célula a combustível AMS-III.AC.⁴⁹ é uma metodologia de pequena escala, que abrange a geração de energia elétrica e/ou calor incluindo cogeração utilizando como tecnologia CaC e utilizando gás natural como matéria prima. A eletricidade/ou o calor gerado será fornecido para usuários/instalações novos ou existentes para deslocar mais combustível fóssil intensivo em carbono que teria sido utilizado na linha de base (UNFCCC, 2009).

Esta metodologia também inclui o caso na qual a eletricidade gerada a partir da atividade de projeto é fornecida à rede. No entanto, essa metodologia, não é aplicável quando a eletricidade produzida pela CaC é usada em transportes.

A produção de eletricidade e/ou vapor/calor pela atividade do projeto e entregue à instalação ou instalações dentro do limite do projeto, será abrangido por contrato que especifique que só a unidade geradora da energia poderá reivindicar as reduções de emissões a partir da energia deslocada. Por exemplo, se o gás natural está disponível suficientemente na região ou país, as futuras adições de capacidade de energia baseadas no uso de gás natural, compatível em dimensão à atividade do projeto, não são condicionadas ao uso do gás natural na atividade de projeto⁵⁰.

⁴⁹ As informações apresentadas baseiam-se na versão 01.0 da metodologia AMS-III.AC, de 28 de maio de 2009.

⁵⁰ Em algumas situações, pode haver restrições de oferta de preços inelástica (por exemplo, recursos limitados, sem possibilidade de expansão durante o período de crédito) que poderia significar que uma atividade de projeto desloca gás natural que seria usado em outro lugar em uma economia, levando assim a possíveis fugas. Por isso, é importante para o proponente do projeto documentar que as limitações de abastecimento não resultarão em fugas significativas, como indicada aqui.

A vida útil da CaC na atividade de projeto deve estar disponível de acordo com os procedimentos descritos no Guia Geral para metodologias de pequena escala. Se a atividade de projeto inclui a substituição da célula ou qualquer parte dela (o carbonato fundido, os eletrodos, etc.) durante o período de obtenção de créditos, não haverá mudanças significativas na eficiência ou capacidade da tecnologia de CaC utilizadas na atividade de projeto devido à substituição.

Os requisitos referentes à demonstração da vida útil restante do equipamento de linha de base devem ser cumpridos conforme descrito no Guia Geral para metodologias de pequena escala. As medidas estão limitadas àquelas que resultem em reduções de emissões inferiores ou igual a 60.000 tCO₂e.ano⁻¹.

Limite de projeto

O limite de projeto abrange a local físico e geográfico da CaC com base na fonte de geração de calor e/ou de eletricidade e nas instalações onde o calor e/ou a eletricidade são fornecidos. O limite deve incluir o pré-tratamento do gás natural (desulfurização), o pré-tratamento da água (filtro) e geração de vapor, o pré-tratamento e a sopragem de ar, etc.

Cenário da linha de base

A linha de base simplificada é o consumo de combustível das tecnologias que seriam usadas na ausência da atividade de projeto multiplicado por um coeficiente de emissão para o combustível fóssil deslocado. O IPCC fornece os valores padrão para os coeficientes de emissão que podem ser usados.

As atividades do projeto que produzem calor e eletricidade devem utilizar um dos seguintes cenários de linha de base, com base na abordagem usada na AMS-I.C.

(a) Eletricidade é importada da rede e a energia térmica (vapor/calor) é produzida usando combustíveis fósseis;

(b) Eletricidade é produzida em uma planta de energia *on-site* usando combustível fóssil (com uma possibilidade de exportação para a rede) e a energia térmica (vapor/calor) é produzida usando combustíveis fósseis;

(c) Uma combinação de (a) e (b)

(d) Eletricidade e energia térmica (vapor/calor) são produzidas em uma unidade de cogeração usando combustível fóssil (com uma possibilidade de exportação de eletricidade para a rede /outras instalações e/ou energia térmica para outras instalações).

Emissões de projeto

A atividade de projeto utiliza H₂ produzido a partir do gás natural. No processo de produção de H₂ o CO₂ seria gerado a partir:

- (i) das reações de metano contido no gás natural utilizado como matéria prima, durante o processo de reforma/reação de *shift*;
- (ii) do uso de calor e/ou eletricidade como consumo auxiliar de combustível, tais como combustível *start-up* e para operações de equipamento auxiliar.

O procedimento para o cálculo das emissões de projeto (i) é derivado da metodologia existente AMS-III.O.

$$PE_y = PE_{\text{natural,feel}} + PE_{\text{heat}} + PE_{\text{elec}} \quad (\text{Eq. 2.12})$$

Onde PE_y é as emissões de projeto durante o ano y (tCO₂.ano⁻¹); PE_{natural,feel}; as emissões de projeto do consumo de gás natural usado como matéria prima durante o ano y (tCO₂e.ano⁻¹); PE_{heat}; as emissões de projeto do consumo de calor durante o ano y (tCO₂.ano⁻¹) e; PE_{elec}; as emissões de projeto do consumo de eletricidade durante o ano y (tCO₂e.ano⁻¹).

Para calcular as emissões de projeto a partir do consumo de gás natural utilizado como matéria prima, a composição do gás natural deve ser informada com base na análise da composição da reserva de gás natural no processo de validação. Os dados da composição do gás natural devem ser determinados *ex post* ao mês com base no processo de monitoramento. Esta deve ser baseada em:

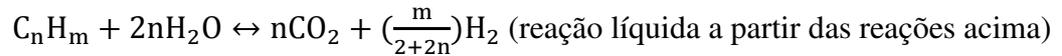
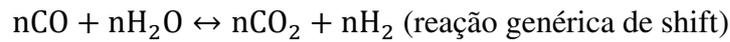
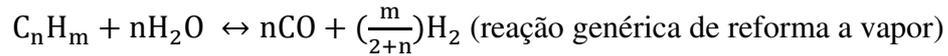
- (a) informações prestadas pelo fornecedor;
- (b) análise da composição conduzida por um laboratório certificado independente;
- (c) declaração de especificação do produto fornecida pelo fornecedor nacional de gás natural do país-sede.

As emissões de CO₂ geradas nas reações de gás natural durante a reação de *shift*/reforma a vapor são determinadas pelo cálculo do potencial de geração de CO₂ a partir do gás natural como matéria prima (R_{CO2}), que é calculada através da análise das reações de *shift*/reforma a vapor que envolve as moléculas individuais contidas no gás natural⁵¹. As emissões de projeto devem ser calculadas como a seguir:

⁵¹ O restante de metano não convertido no processo de reforma a vapor é convertido em CO₂ num processo de oxidação catalítica.

$$PE_{\text{natural,feed}} = R_{\text{CO}_2} \cdot MW_{\text{CO}_2} \cdot C_1 \quad (\text{Eq. 2.13})$$

Onde R_{CO_2} é o potencial de geração de CO_2 do consumo de gás natural como matéria prima (kmol-CO_2); MW_{CO_2} , o peso molecular do CO_2 ($44 \text{ kg.kmol-CO}_2^{-1}$) e; C_1 , o fator de conversão que quilogramas para toneladas (0,001).



Como os hidrocarbonetos C_nH_m geram nCO_2 na reação de *shift* e reforma a vapor, o potencial de geração de CO_2 no consumo de gás natural como matéria prima, R_{CO_2} , deve ser calculado pela composição do gás natural utilizado na atividade de projeto:

$$R_{\text{CO}_2} = \sum_i (n_i \cdot m_i) \cdot \sum_i \left[\frac{M_{\text{natural}}}{(m_i \cdot MW_i)} \right] \quad (\text{Eq. 2.14})$$

Onde n_i é o número de átomos de carbono contidos na molécula de hidrocarboneto tipo i ; m_i , a proporção de moles de hidrocarboneto tipo i no gás natural; M_{natural} , a massa de gás natural usado na reação como matéria prima anualmente (kg-gás natural) e; MW_i , o peso molecular do hidrocarboneto tipo i (kg.mol^{-1}).

A energia elétrica consumida na planta de H_2 seria importada da rede ou fornecida a partir da planta de energia existente. Para as emissões de projeto do consumo de eletricidade deve ser calculado como:

$$PE_{\text{elec}} = EC_y \cdot EF_{\text{CO}_2,\text{elec,proj}} \quad (\text{Eq. 2.15})$$

Onde EC_y é a quantidade de eletricidade fornecida à atividade de projeto durante o ano y (MWh.ano^{-1}) e; $EF_{\text{CO}_2,\text{elec,proj}}$, o fator de emissão de CO_2 da eletricidade fornecida à atividade de projeto ($\text{tCO}_2.\text{MWh}^{-1}$). O fator de emissão deve ser determinado usando a média dos fatores de emissão da planta nos últimos três anos ou o fator de emissão da rede.

Emissões da linha de base

O cálculo das emissões da linha de base da eletricidade pode ser efetuado de acordo com a Equação 2.16.

$$BE_y = EG_y \cdot EF_{CO_2,elec,base} \quad (\text{Eq. 2.16})$$

Onde BE_y é a emissão da linha de base da eletricidade deslocada pela atividade de projeto durante o ano y ($tCO_2e.ano^{-1}$); EG_y , a quantidade de energia elétrica fornecida pela atividade de projeto durante o ano y ($MWh.ano^{-1}$) e; $EF_{CO_2,elec,base}$, o fator de emissão de CO_2 do combustível fóssil da linha de base ou fator de emissão da rede ($tCO_2.MWh^{-1}$).

A emissão da linha de base para a oferta de energia elétrica e/ou deslocamento de eletricidade da rede deve ser calculada multiplicando a quantidade de eletricidade produzida pela atividade de projeto (MWh) pelo fator de emissão de CO_2 da rede ($tCO_2.MWh^{-1}$). O fator de emissão da linha de base deve ser determinado por uma das três opções:

- (i) Margem de construção, calculada de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”;
- (ii) Margem combinada (CM), calculada de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, usando peso de 50/50 para margem de operação (OM) e margem de construção (BM);
- (iii) Fator de emissão da tecnologia (e combustível) identificando o cenário mais provável de acordo com a “Ferramenta combinada para identificar o cenário de linha de base e demonstrar a adicionalidade”.

Se a CaC para geração de energia elétrica e o equipamento de geração de calor são transferidos para outra atividade, as fugas também devem ser contabilizadas.

2.4.4 Produção de hidrogênio com uso de metano extraído do biogás - AMS-III.O.

Essa é uma metodologia de pequena escala, que abrange a instalação de um sistema de purificação do biogás a fim de isolar o metano do biogás para a produção de H_2 (UNFCCC, 2015 a).

A atividade de projeto instala:

(i) um sistema de purificação de biogás para isolar o metano a partir do biogás, o qual está sendo queimado na situação de linha de base para a produção H_2 substituindo o gás de petróleo liquefeito (GLP) como matéria prima e combustível em uma unidade de produção de H_2 ;

(ii) um sistema de purificação de biogás em combinação com a instalação de novas medidas que recuperam o metano a partir de matéria orgânica biogênica de estações de tratamento de efluentes ou aterros, usando tecnologias/medidas abordadas na AMS-III.H.⁵² ou AMS-III.G.⁵³.

As reduções de emissões resultantes da instalação do sistema de recuperação do metano devem ser calculadas de acordo com as metodologias AMS-III.H. ou AMS-III.G. A AMS-III.O. só poderá ser aplicada caso seja garantido que não há desvio de biogás que já está sendo usado para a geração de energia térmica ou elétrica ou utilizado em qualquer outro processo (químico) na linha de base. E se a atividade do projeto está em conformidade com todos os regulamentos locais, incluindo todas as medidas relacionadas com a segurança.

As medidas se limitam àquelas que resultam em reduções de emissões agregadas inferiores ou igual a $60.000 \text{ tCO}_2\text{e.ano}^{-1}$ a todos os componentes do tipo III. Esta metodologia não é aplicável para tecnologias que substituem a produção de H_2 a partir da eletrólise.

Limite de projeto

O limite de projeto abrange a local físico e geográfico onde o metano é capturado, extraído e o H_2 é produzido a partir do biogás e GLP. O limite também abrange outros equipamentos que consomem biogás ou metano no mesmo local, onde é aplicável.

Emissões de projeto

As emissões de projeto são calculadas pela soma das emissões dos combustíveis fósseis e/ou eletricidade usada, a menos que se demonstre que a eletricidade/vapor usada é gerada a partir de fontes de energia renováveis sem possibilidade de emissões:

(a) As emissões dos combustíveis fósseis e/ou eletricidade usados para produzir vapor para fins de regeneração do sistema de purificação de biogás; para operar o sistema de purificação do biogás, calculadas de acordo com os métodos especificados:

(i) na AMS I.D. “Geração de energia elétrica renovável conectada à rede”; e

⁵² AMS-III.H.: Recuperação de metano no tratamento de efluentes. Versão 18.0, de 16 de outubro de 2015.

⁵³ AMS-III.G.: Recuperação de metano de aterro sanitário. Versão 9.0, de 28 de novembro de 2014.

(b) “Ferramenta para calcular as emissões de CO₂ do projeto ou das fugas a partir da queima de combustíveis fósseis”.

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base são calculadas como a soma que se segue:

- (i) CO₂ gerado nas reações do GLP (deslocado pelo metano extraído do biogás no cenário do projeto), como matéria prima durante a reação de *shift*/reforma a vapor;
- (ii) CO₂ gerado no processo de combustão do GLP (deslocado pelo metano extraído do biogás no cenário do projeto), como combustível para os reatores.

A composição do GLP para fins de cálculo das emissões da linha de base deve ser determinada com base na análise da composição do estoque de GLP *stand-by*⁵⁴. Este deve ter por base:

- (a) Informações disponibilizadas pelo fornecedor;
- (b) Análise da composição efetuada por um laboratório certificado independente;
- (c) Declaração de especificação do produto fornecida pelo fornecedor nacional de gás do país anfitrião.

Se o equipamento do projeto é transferido de outra atividade, ou se o equipamento é transferido para outra atividade, as fugas devem ser consideradas.

2.4.5 Ferramenta para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico - TOOL07

A ferramenta metodológica para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico TOOL07⁵⁵ determina o fator de emissão de CO₂ para o deslocamento de eletricidade gerada por usinas de energia em um sistema de energia elétrica através do cálculo do fator de emissão da “margem combinada” (CM)⁵⁶ do sistema elétrico (UNFCCC, 2015 b).

⁵⁴ GLP *stand-by* é essencial para a confiabilidade do processo. GLP *stand-by* é a estoque de GLP armazenado pelo operador para cobrir situações em que o biogás não está disponível em quantidade suficiente ou a produção de H₂ a partir do biogás foi interrompida por algumas razões. Por exemplo, em períodos de seca prolongada estações de tratamento de efluentes que tratam águas residuais tais como efluentes da moenda de óleo de palma não pode estar operando em sua capacidade total e, portanto, produz menos biogás. Outras possibilidades incluem a indisponibilidade temporária do sistema de remoção de H₂S devido à manutenção/reparação.

⁵⁵ As informações apresentadas baseiam-se na versão 05.0 da ferramenta metodológica TOOL07, de 27 de novembro de 2015.

⁵⁶ Sigla em inglês: *Combined Margin* (CM).

Como já mencionado, a CM é o resultado da média ponderada de dois fatores de emissão relativos ao sistema de eletricidade: a “margem de operação” (OM)⁵⁷ e a “margem de construção” (BM)⁵⁸. A margem de operação é o fator de emissão que se refere ao grupo de plantas de energia existentes, cuja geração de eletricidade atual seria afetada pela atividade do projeto proposta. Já a margem de construção é o fator de emissão que se refere ao grupo de plantas de energia futuras, cuja construção e operação futura seriam afetadas pela atividade de projeto proposta.

Esta ferramenta pode ser aplicada para estimar a OM, BM e/ou CM no cálculo das emissões da linha de base para uma atividade de projeto que substitui a eletricidade da rede, ou seja, que ocorre quando uma atividade de projeto fornece eletricidade para uma rede ou uma atividade de projeto resulta em economia de energia elétrica que teria sido fornecida pela a rede (por exemplo, projetos de eficiência energética do lado da demanda).

No caso de projetos de MDL a ferramenta não é aplicável se o sistema elétrico do projeto está localizado parcialmente ou totalmente em um país do Anexo I. De acordo com essa ferramenta, o valor aplicado ao fator de emissão de CO₂ de biocombustíveis é zero.

Esta ferramenta fornece procedimentos para determinar os parâmetros descritos na Tabela 2.8 e também diferentes métodos para determinar a OM e BM. Os dados necessários para aplicar os métodos estão resumidos na Tabela 2.9.

Tabela 2. 8: Parâmetros da ferramenta metodológica TOOL07

Parâmetro	Unidade	Descrição
$EF_{grid,CM,y}$	$tCO_2.MWh^{-1}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem combinada para o sistema de eletricidade do projeto no ano y
$EF_{grid,BM,y}$	$tCO_2.MWh^{-1}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de construção para o sistema de eletricidade do projeto no ano y
$EF_{grid,OM,y}$	$tCO_2.MWh^{-1}$	Fator de emissão de CO ₂ da margem de operação para o sistema de eletricidade do projeto no ano y

Fonte: UNFCCC, 2015 b

⁵⁷ Em inglês: *Operating Margin* (OM).

⁵⁸ Em inglês: *Build Margin* (BM).

Tabela 2. 9: Dados necessários para determinar OM e BM

Dados	OM dados de despacho	OM simples ajustada	OM simples	OM média	BM
Geração de energia por planta <i>Opção A1 descrita na OM Simples</i>		x	x		x
Geração de energia agregada <i>Opção B descrita na OM Simples</i>			x	x	
Consumo de combustível por planta <i>Opção A1 descrita na OM Simples</i>		x	x		x
Tipo de combustível e tecnologia <i>Opção A2 descrita na OM Simples</i>		x	x		x
Consumo de combustível agregado <i>Opção B descrita na OM Simples</i>			x	x	
Geração de energia por hora e consumo de combustível por planta	x				
Carga horária da rede		x			
Dados de operação das plantas/unidades de energia					x

Fonte: UNFCCC, 2015 b

Os participantes do projeto devem aplicar os seguintes procedimentos:

- (i) Cálculo do fator de emissão da margem de operação (OM) pelos métodos:
 - (a) OM simples;
 - (b) OM simples ajustada;
 - (c) OM da análise dos dados de despacho; ou
 - (d) OM médio
- (ii) Cálculo do fator de emissão da margem de construção (BM) e;
- (iii) Cálculo do fator de emissão da margem combinada (CM).

Calculo do fator de emissão da margem de operação

Para a OM simples, OM simples ajustada e OM médio, os fatores de emissão podem ser calculados usando uma das duas seguintes opções de dados históricos:

- (i) *Ex ante*: para usinas da rede use a média ponderada de geração de três anos, com base nos últimos dados disponíveis quando da submissão do Documento de Concepção do Projeto (DCP)⁵⁹ a Entidade Operacional Designada (EOD)⁶⁰ para validação; ou

⁵⁹ Sigla em inglês: *Project Design Document* (PDD). Projeto de MDL contendo as informações necessárias para as etapas posteriores.

⁶⁰ Em inglês: *Designated Operational Entity* (DOE). Entidade credenciada pelo Conselho Executivo do MDL com as finalidades principais de: validar as atividades de projeto propostas ao MDL e verificar e certificar as reduções das emissões de GEEs e/ou remoção de CO₂. A Entidade Operacional depois de credenciada pelo Conselho Executivo deverá, ainda, ser designada pela COP/MOP.

(ii) *Ex post*: use o ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade da rede, exigindo que o fator de emissão seja atualizado anualmente durante o monitoramento.

Para a análise dos dados de despacho da OM, deve-se utilizar o ano em que a atividade de projeto desloca eletricidade da rede e atualizar o fator de emissão anualmente durante o monitoramento.

Os dados históricos escolhidos devem ser especificados no DCP e não devem ser alterados durante o período de obtenção de créditos.

As plantas de energia registradas como atividades de projeto de MDL devem ser incluídas no grupo de amostra que é usado para calcular a margem de operação se o critério para incluir a fonte de energia no grupo de amostra se aplica.

Método da OM simples

O fator de emissão da OM simples é calculado como a média ponderada das emissões da geração por unidade de geração de eletricidade ($\text{tCO}_2\text{.MWh}^{-1}$) de todas as fontes geradoras que abastecem o sistema, não incluindo as plantas de energia inflexíveis/baixo custo. O fator de emissão da OM pode ser calculado por uma das duas opções a seguir:

(a) Opção A: com base na geração líquida de eletricidade e um fator de emissão de cada unidade de energia⁶¹;

(b) Opção B: com base na geração de eletricidade líquida total de todas as plantas de energia que servem o sistema e no consumo total de combustível e tipos de combustíveis do sistema de eletricidade do projeto. Esta opção pode ser usada apenas se:

(i) os dados necessários para a Opção A não estão disponíveis;

(ii) apenas gerações de energia renovável e nuclear são consideradas como fontes de energia inflexíveis/baixo custo e a quantidade de eletricidade fornecida à rede por estas fontes são conhecidas;

(iii) plantas de energia fora da rede não são incluídas no cálculo.

⁶¹ Unidades de energia devem ser consideradas se algumas das unidades de energia no local da planta de energia são unidades inflexíveis/baixo custo e algumas não são. Unidades de energia podem ser consideradas se todas as unidades de energia no local da planta de energia pertencem ao grupo de unidades inflexíveis/baixo custo ou se todas as unidades de energia no local da planta de energia não pertencem ao grupo de unidades inflexíveis/baixo custo.

Calculo baseado na geração de energia e eficiência média de cada planta

Nesta opção, o fator de emissão da OM simples é calculado com base na geração líquida de eletricidade de cada planta de energia e um fator de emissão para cada planta:

$$EF_{\text{grid,OMsimple},y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (\text{Eq. 2.17})$$

Onde $EF_{\text{grid,OMsimple},y}$ é o fator de emissão de CO_2 na margem de operação simples no ano y ($\text{tCO}_2 \cdot \text{MWh}^{-1}$); $EG_{m,y}$, quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela unidade de energia (m) no ano y (MWh); $EF_{EL,m,y}$, fator de emissão de CO_2 da unidade de energia da rede (n) no ano y ($\text{tCO}_2 \cdot \text{MWh}^{-1}$); m , todas as unidades que servem a rede no ano y , exceto unidades de energia inflexíveis/baixo custo e; y , ano de relevância dos dados históricos.

O fator de emissão ($EF_{EL,m,y}$) de cada unidade de energia m deve ser determinado:

(a) Opção A_1 : se para uma usina m os dados de geração de eletricidade e consumo de combustível estão disponíveis, o fator de emissão ($EF_{EL,m,y}$) deve ser determinado como:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{\text{CO}_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (\text{Eq. 2.18})$$

Onde $EF_{EL,m,y}$ é o fator de emissão de CO_2 da usina m no ano y ($\text{tCO}_2 \cdot \text{MWh}^{-1}$); $FC_{i,m,y}$, quantidade do tipo de combustível i consumido pela usina no ano y (unidade de massa ou volume); $NCV_{i,y}$, valor do poder calorífico inferior (conteúdo energético) do tipo de combustível i no ano y ($\text{GJ} \cdot \text{unidade de massa ou volume}^{-1}$); $EF_{\text{CO}_2,i,y}$, fator de emissão de CO_2 do tipo de combustível i no ano y ($\text{tCO}_2 \cdot \text{GJ}^{-1}$); $EG_{m,y}$, quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela usina m no ano y (MWh); m , todas as usinas que servem a rede no ano y , exceto usinas inflexíveis/baixo custo; i , todos os tipos de combustíveis queimados na usina m no ano y e; y , ano de relevância dos dados históricos.

(b) Opção A_2 : se para uma usina m os dados de geração de eletricidade e tipos de combustíveis usados estão disponíveis, o fator de emissão ($EF_{EL,m,y}$) deve ser determinado com base no fator de emissão de CO_2 do tipo de combustível usado e da eletricidade da usina:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \cdot 3,6}{n_{m,y}} \quad (\text{Eq. 2.19})$$

Onde $EF_{EL,m,y}$ é o fator de emissão de CO_2 da usina m no ano y ($tCO_2.MWh^{-1}$); $EF_{CO_2,m,i,y}$, fator de emissão de CO_2 médio do tipo de combustível i usado na usina m no ano y ($tCO_2.GJ^{-1}$); $n_{m,y}$, média da eficiência de conversão da energia líquida da usina m no ano y (taxa); m , todas as usinas que servem a rede no ano y , exceto usinas inflexíveis/baixo custo e; y , ano de relevância dos dados históricos.

Onde vários tipos de combustíveis são usados na usina, use o tipo de combustível com o menor fator de emissão de CO_2 para $EF_{CO_2,m,i,y}$.

(c) Opção A_3 : se para uma usina m apenas o dado na geração de eletricidade está disponível, um fator de emissão de $0 tCO_2.MWh^{-1}$ pode ser assumido como um método simples e conservador.

Cálculo baseado no consumo no consumo de combustível e geração de energia elétrica total do sistema elétrico

Para esta opção, o fator de emissão é calculado com base na eletricidade líquida fornecida à rede por todas as usinas que servem o sistema, não incluindo as usinas de energia inflexíveis/baixo custo, e com base no consumo total de combustível e tipos de combustíveis do sistema de eletricidade do projeto:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_y} \quad (\text{Eq. 2.20})$$

Onde $EF_{grid,OMsimple,y}$ é o fator de emissão de CO_2 na margem de operação simples no ano y ($tCO_2.MWh^{-1}$); $FC_{i,y}$, quantidade do tipo de combustível i consumido no sistema elétrico do projeto no ano y (unidade de massa ou volume); $NCV_{i,y}$, valor do poder calorífico inferior (conteúdo energético) do tipo de combustível i no ano y ($GJ.unidade\ de\ massa\ ou\ volume^{-1}$); $EF_{CO_2,i,y}$, fator de emissão de CO_2 do tipo de combustível i no ano y ($tCO_2.GJ^{-1}$); EG_y , eletricidade líquida gerada e entregue à rede por todas as fontes de energia que servem o sistema, não incluindo usinas inflexíveis/baixo custo no ano y (MWh); i , todos os tipos de

combustíveis queimados nas fontes de energia na sistema de eletricidade do projeto no ano y ; y , ano de relevância dos dados históricos.

Para esta opção (da OM simples) calcular a margem de operação, o subscrito (m) referente às usinas que abastecem a rede de eletricidade, não incluindo as usinas de energia inflexíveis/baixo custo.

Método da OM simples ajustada

O fator de emissão da OM simples ajustada ($EF_{\text{grid,OM-adj},y}$) é uma variação da OM simples, em que as usinas (incluindo importações) são separadas em usinas inflexíveis/baixo custo (k) e outras usinas (m). Assim como a Opção A do OM simples, é calculada com base na geração líquida de eletricidade de cada usina e um fator de emissão para cada usina:

$$EF_{\text{grid,OM-adj},y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \cdot EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (\text{Eq. 2.21})$$

Onde $EF_{\text{grid,OM-adj},y}$ é o fator de emissão de CO_2 da margem de operação simples ajustada no ano y ($\text{tCO}_2 \cdot \text{MWh}^{-1}$); λ_y , fator que expressa a porcentagem de tempo que as usinas inflexíveis/baixo custo estão na margem no ano y ; $EG_{m,y}$, quantidade de eletricidade líquida gerada e entregue à rede pela usina m no ano y (MWh); $EF_{k,y}$, quantidade de eletricidade líquida gerada e entregue à rede pela usina k no ano y (MWh); $EF_{EL,m,y}$, fator de emissão de CO_2 da usina m no ano y ($\text{tCO}_2 \cdot \text{MWh}^{-1}$); $EF_{EL,k,y}$, fator de emissão de CO_2 da usina k no ano y ($\text{tCO}_2 \cdot \text{MWh}^{-1}$); m , todas as usinas de energia da rede que servem a rede no ano y exceto usinas inflexíveis/baixo custo e ; k todas as usinas inflexíveis/baixo custo da rede que servem a rede no ano y .

$EF_{EL,m,y}$, $EF_{EL,k,y}$, $EG_{m,y}$ e $EG_{k,y}$ devem ser determinados utilizando os mesmos procedimentos como os descritos para os parâmetros $EF_{EL,m,y}$ e $EG_{m,y}$ na Opção A do método da OM simples. O parâmetro λ é definido como:

$$\lambda_y(\%) = \frac{\text{Número de horas das usinas inflexíveis/baixo custo que estão na margem no ano } y}{8.760 \text{ horas por ano}} \quad (\text{Eq. 2.22})$$

Existem duas abordagens para determinar λ (λ_y):

(i) Usar valores padrão de lambda da Tabela 1 no Anexo A com base na parte da geração de eletricidade a partir de fontes inflexíveis/baixo custo na geração total usando: (a) média dos últimos cinco anos, ou (b) com base na média de longo prazo para a produção de eletricidade. A opção (i) só pode ser aplicada se LASL⁶² for menor que 1/3 da HASL⁶³ em um sistema da rede/eletricidade do projeto demonstrada com base nos dados anuais para os anos usados para determinar o fator de emissão da OM.

(ii) Lambda (λ) deve ser determinado aplicando-se as etapas do procedimento para determinar lambda de um ano, apresentadas no Anexo B.

Método da OM da análise dos dados de despacho

O fator de emissão da OM da análise dos dados de despacho ($EF_{grid,OM-DD,y}$) é determinado com base nas unidades de energia da rede que são realmente despachadas na margem por hora, onde o projeto esta deslocando eletricidade da rede. Esta opção não se aplica a dados históricos e, portanto, requer acompanhamento anual do $EF_{grid,OM-DD,y}$. O fator de emissão é calculado como:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,y}}{EG_{PJ,y}} \quad (\text{Eq. 2.23})$$

Onde $EF_{grid,OM-DD,y}$ é o fator de emissão de CO₂ da margem de operação da análise dos dados de despacho no ano y (tCO₂.MWh⁻¹); $EG_{PJ,h}$, eletricidade deslocada pela atividade de projeto no ano y (MWh); $EF_{EL,DD,y}$, fator de emissão de CO₂ para usinas da rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y (tCO₂.MWh⁻¹); $EG_{PJ,y}$, total de eletricidade deslocada pela atividade de projeto no ano y (MWh); h, horas no ano y que a atividade de projeto esta deslocando eletricidade da rede e; y, ano em que a atividade de projeto esta deslocando eletricidade da rede.

Se os dados de consumo de combustível por hora estão disponíveis, então o fator de emissão por hora é determinado como:

⁶² Sigla em inglês: *Lowest Annual System Load* (LASL). É o valor mínimo registrado de carga horária em MW na rede ao longo de um ano.

⁶³ Em inglês: *Highest Annual System Load* (HASL). É o valor máximo registrado de carga horária em MW na rede ao longo de um ano.

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (\text{Eq. 2.24})$$

Onde $EF_{EL,DD,y}$ é o fator de emissão de CO_2 para usinas da rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y ($tCO_2 \cdot MWh^{-1}$); $FC_{i,n,h}$, quantidade do tipo de combustível i consumido pela usina da rede n na hora h (unidade de massa ou volume); $NCV_{i,y}$, valor do poder calorífico inferior (conteúdo energético) do tipo de combustível i no ano y ($GJ \cdot unidade \text{ de massa ou volume}^{-1}$); $EF_{CO_2,i,y}$, fator de emissão de CO_2 do tipo de combustível i no ano y ($tCO_2 \cdot GJ^{-1}$); $EG_{n,h}$, eletricidade gerada e entregue à rede pela usina n no ano y (MWh); n , usinas da rede no topo de despacho; i , tipos de combustíveis queimados na usina da rede n no ano y ; h , horas no ano y que a atividade de projeto esta deslocando eletricidade da rede e ; y , ano em que a atividade de projeto esta deslocando eletricidade da rede.

Em contrapartida, o fator de emissão por hora é calculado com base na eficiência energética da usina da rede e do tipo de combustível utilizado:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_n EG_{n,h} \cdot EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (\text{Eq. 2.25})$$

Onde $EF_{EL,DD,h}$ é o fator de emissão de CO_2 para usinas da rede no topo da ordem de despacho na hora h no ano y ($tCO_2 \cdot MWh^{-1}$); $EG_{n,h}$, quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela usina n no ano y (MWh); $EF_{EL,n,y}$, fator de emissão de CO_2 da usina da rede n no ano y ($tCO_2 \cdot MWh^{-1}$); h , horas no ano y que a atividade de projeto esta deslocando eletricidade da rede e ; y , ano em que a atividade de projeto esta deslocando eletricidade da rede.

O fator de emissão de CO_2 das usinas da rede n ($EF_{EL,n,y}$) deve ser determinado conforme a orientação para a OM simples usando as opções A_1 , A_2 ou A_3 .

Para determinar o conjunto de usinas da rede n que estão no topo do despacho, deve-se obter do centro nacional de despacho:

(i) a ordem de operação do despacho do sistema da rede de cada usina do sistema incluindo usinas na qual a eletricidade é importada e;

(ii) a quantidade de energia (MWh) despachada de todas as usinas do sistema por hora que a atividade de projeto está deslocando eletricidade.

Em cada hora h , agrupa-se a geração de eletricidade de cada unidade de energia usando a ordem de despacho. O grupo de unidades de energia n na margem de despacho inclui as unidades no topo $x\%$ do total da eletricidade despachada na hora h , onde $x\%$ é igual ao maior dos seguintes valores:

(i) 10% (se 10% cai sobre parte da geração de uma unidade, a geração da unidade está totalmente incluída no cálculo); ou

(ii) a quantidade de eletricidade deslocada pela atividade de projeto na hora h dividida pelo total de eletricidade gerada pelas plantas de energia da rede durante essa hora h .

Método da OM médio

O fator de emissão da OM médio ($EF_{\text{grid,OM-ave},y}$) é calculado como a taxa média de emissão de todas as usinas da rede, usando as equações do método da OM simples, mas também inclui as usinas inflexíveis/baixo custo em todas as equações. Pelo método de cálculo da OM simples, a opção B apenas deve ser usada se os dados necessários para a opção A não estão disponíveis.

Cálculo do fator de emissão da margem de construção

Em termos de dados históricos, os participantes do projeto podem escolher entre uma das duas opções:

(i) Para o primeiro período de obtenção de créditos, calcular o fator de emissão da margem de construção *ex ante* com base nas últimas informações disponíveis sobre as usinas já construídas para o grupo de amostra m no momento da submissão do DCP à EOD para validação. Para o segundo período de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado baseado nas últimas informações disponíveis das usinas já construídas no momento da submissão do pedido de renovação do período de crédito à EOD. Para o terceiro período de créditos, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de créditos deve ser usado. Esta opção não requer monitoramento do fator de emissão durante o período de obtenção de créditos.

(ii) Para o primeiro período de créditos, o fator de emissão da margem de construção deve ser atualizado anualmente, *ex post*, incluindo as unidades construídas até o ano de registro da atividade de projeto ou, se a informação até o ano de registro ainda não está disponível, incluir as unidades construídas até o último ano para o qual existe informação disponível. Para o segundo período de créditos, o fator de emissão da margem de construção

deve ser calculado *ex-ante*, como descrito na primeira opção acima. Para o terceiro período de créditos, o fator de emissão da margem de construção calculado para o segundo período de créditos deve ser utilizado. A opção escolhida deve ser documentada no DCP.

O grupo de amostra de usinas m usado para calcular a margem de construção deve ser determinado de acordo com o procedimento a seguir:

(i) Identificar o grupo de cinco usinas, excluindo as registradas como atividades de projeto de MDL, que começaram fornecer eletricidade para a rede recentemente ($SET_{5\text{units}}$) e determinar a sua geração de eletricidade anual ($AEG_{SET-5\text{-years}}$ em MWh);

(ii) Determinar a geração de energia anual do sistema de eletricidade do projeto, excluindo unidades de energia registradas como atividades de projeto de MDL (AGE_{total} em MWh). Identificar o grupo de unidades de energia, excluindo as registradas como atividades de projeto de MDL, que começaram a oferecer eletricidade para a rede recentemente e que compreendem 20% de AGE_{total} (se 20% recai sobre parte da geração de uma usina, a geração dessa usina está totalmente incluída no cálculo) ($SET_{\geq 20\text{ per cent}}$) e determinar sua geração de eletricidade anual ($AEG_{SET \geq 20\text{ per cent}}$, em MWh);

(iii) De $SET_{5\text{-units}}$ e $SET_{\geq 20\text{ per cent}}$ selecionar o conjunto de unidades de energia que compreende a maior geração anual de eletricidade (SET_{sample});

Identificar os dados que as usinas em SET_{sample} começaram a fornecer eletricidade para a rede. Se nenhuma das usinas em SET_{sample} começaram a fornecer energia à rede mais de 10 anos atrás, então use SET_{sample} para calcular a margem de construção.

O fator de emissão da margem de construção é o fator de emissão da média ponderada de geração ($\text{tCO}_2.\text{MWh}^{-1}$) de todas as usinas m durante o último ano y para o qual os dados de geração de eletricidade estão disponíveis, calculado conforme Equação 2.26.

$$EF_{\text{grid,BM},y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (\text{Eq. 2.26})$$

Onde $EF_{\text{grid,BM},y}$ é o fator de emissão de CO_2 da margem de construção no ano y ($\text{tCO}_2.\text{MWh}^{-1}$); $EG_{m,y}$, quantidade líquida de eletricidade gerada e entregue à rede pela usina (m) no ano y (MWh); $EF_{EL,m,y}$, fator de emissão de CO_2 da usina m no ano y ($\text{tCO}_2.\text{MWh}^{-1}$);

m, usinas incluídas na margem de operação e; y, último ano histórico para o qual os dados de geração de energia elétrica estão disponíveis.

O fator de emissão de CO₂ de cada usina m $EF_{EL,m,y}$ deve ser determinado de acordo com a orientação para a OM simples usando as opções A₁, A₂ ou A₃, usando para y o último ano histórico para o qual o dado de geração de estricidade está disponível e, usando para m as usinas incluídas na margem de construção.

Cálculo do fator de emissão da margem combinada

O cálculo do fator de emissão da margem combinada ($EF_{grid,CM,y}$) é baseado em um dos seguintes métodos:

- (i) média ponderada da CM; ou
- (ii) CM simplificada

O método da média ponderada da CM (i) deve ser usado como a opção preferida. O método simplificado da CM pode ser usado somente se os dados necessários para aplicação do cálculo da BM não podem ser encontrados.

Média ponderada da CM

O fator de emissão da margem combinada é calculado da seguinte forma:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot W_{BM} \quad (\text{Eq. 2.27})$$

Onde $EF_{grid,OM,y}$ é o fator de emissão de CO₂ na margem de operação no ano y (tCO₂.MWh⁻¹); $EF_{grid,BM,y}$, o fator de emissão de CO₂ na margem de construção no ano y (tCO₂.MWh⁻¹); w_{OM} , o peso do fator de emissões na margem de operação (%) e; w_{BM} , o peso do fator de emissões na margem de construção (%).

Os seguintes valores padrão devem ser usados para W_{OM} e W_{BM} :

(a) atividades de projeto de geração de energia solar e eólica: $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ (devido à sua natureza intermitente e não despachável) para o primeiro período de obtenção de créditos e para os períodos subsequentes de créditos;

(b) todos os outros projetos: $W_{OM} = 0,5$ e $W_{BM} = 0,5$ para o primeiro período de obtenção de créditos, e $W_{OM} = 0,25$ e $W_{BM} = 0,75$ para o segundo e terceiro período de crédito⁶⁴, exceto quando especificado na metodologia aprovada que refere a esta ferramenta.

Pesos alternativos podem ser propostos, desde que $w_{OM} + w_{BM} = 1$, para apreciação do Conselho, tendo em conta as orientações descritas abaixo. Os valores para $w_{OM} + w_{BM}$ aplicados pelos participantes do projeto devem ser fixos para um período de obtenção de créditos e pode ser revisto na renovação do período de obtenção de créditos.

CM simplificada

Se a atividade de projeto está localizada em um país menos desenvolvido (i); ou em um país com menos de 10 projetos de MDL registrados na data de início da validação (ii); ou uma pequena ilha em desenvolvimento, a margem combinada pode ser calculada usando a Equação A.14 com as seguintes condições:

(i) $w_{BM} = 0$;

(ii) $w_{OM} = 1$;

Se a atividade de projeto está localizada em outro país daqueles mencionados acima, a margem combinada pode ser calculada usando a Equação A.14 com opções:

(a) se a parcela de energia renovável na capacidade instalada total em um sistema de eletricidade do projeto/rede é inferior ou igual a 20% considerar os valores padrão de:

(i) $EF_{grid,BM,y} = 0,326 \text{ tCO}_2.\text{MWh}^{-1}$ (TGCC a gás natural, com base na melhor tecnologia disponível) se o gás natural tem sido usado para produção de eletricidade no país/região em que o projeto é implementado; ou

(ii) $EF_{grid,BM,y} = 0,568 \text{ tCO}_2.\text{MWh}^{-1}$ (TGCC a óleo, com base na melhor tecnologia disponível) se o gás natural não tem sido usado para produção de eletricidade no país/região em que o projeto é implementado.

(b) se a parcela de energia renovável na capacidade instalada total em um sistema de eletricidade do projeto/rede é superior ou igual a 20% levar em conta os valores padrão para o fator de emissão da BM como zero.

⁶⁴ Os participantes do projeto podem enviar proposta alternativa, para a revisão da ferramenta ou da metodologia ou desvio da sua utilização, se a média ponderada não refletir a sua situação com uma explicação para os pesos alternativos.

Sobre a CM simplificada, o fator de emissão da margem de operação $EF_{grid,OM,y}$ deve ser calculado utilizando o método da OM médio.

2.4.6 Fatores de emissão de carbono do SIN do Brasil

Os fatores de emissão de CO₂ resultantes da geração de energia elétrica verificada no SIN do Brasil são calculados a partir dos registros de geração das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS e, em especial, nas usinas termoeletricas. O sistema de cálculo dos fatores de emissão de CO₂ foi desenvolvido em cooperação entre o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) e o Ministério de Minas e Energia (MME), tendo como base as diretrizes da metodologia ACM0002 (MCTI, 2006).

O MDL como parte integrante do Protocolo de Kyoto permite que projetos realizados nos países em desenvolvimento, possam gerar RCEs, os chamados “créditos de carbono”. Um projeto para se qualificar como projeto de MDL precisa cumprir uma série de exigências dentre as quais seguir estritamente uma metodologia aprovada pelo Conselho Executivo do MDL. Já os projetos que ofertam energia elétrica para a rede ou que reduzem ou eliminam o consumo de energia da rede devem utilizar o fator de emissão de CO₂ associado à rede para calcular as reduções obtidas com a implantação do projeto (MCTI, 2006).

Dependendo da escala do projeto (larga ou pequena escala) e da composição das usinas que formam o sistema elétrico estudado, há quatro maneiras diferentes de calcular o fator de emissão da margem de operação⁶⁵. Porém, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), como Autoridade Nacional Designada brasileira (AND)⁶⁶, adotou um sistema único como padrão para projetos de MDL indicando a ferramenta para calcular fatores de emissão associados à metodologia ACM0002 para estimar as reduções de GEEs (MCTI, 2008). Dessa forma, a ferramenta metodológica fornece as diretrizes para os cálculos dos fatores de emissões do sistema elétrico que podem ser usadas nas opções metodológicas disponíveis: ACM0002, AMS-I.D. e AMS-III.AC.

⁶⁵ O cálculo do fator da margem de operação pode ser realizado através do método da OM simples, OM simples ajustada, OM da análise dos dados de despacho ou OM médio.

⁶⁶ Sigla em inglês: *Designated National Authority* (DNA). Órgão governamental, designado junto à CQNUMC, para exercer localmente as funções de AND, atestando que a participação do país é voluntária e que as atividades contribuem para o desenvolvimento sustentável do país. Além disso, estabelece, quando requisitado pela Convenção, regras e procedimentos nacionais específicos para o desenvolvimento de atividades de projeto.

Desde 2008 o MCTI passou a fornecer os fatores de emissão de CO₂ oficiais para a margem de operação correspondente a todo o SIN, com base na opção Análise de Dados de despacho⁶⁷ (MCTI, 2008). Esta opção leva em conta o custo marginal de operação das usinas na precedência de entrega de eletricidade para a rede, ou seja, pelo mérito de despacho. O fator de emissão de CO₂ da margem de construção também é fornecido pelo MCTI e ambos são encontrados na página eletrônica do MCTI. Além dos fatores de emissão de CO₂ para energia elétrica, o MCTI também fornece os fatores de emissão de CO₂ para serem usados em inventários corporativos.

Os fatores de emissão de CO₂ calculados a partir da ferramenta metodológica têm como objetivo estimar a contribuição, em termos de redução de emissões de CO₂, de um projeto de MDL que gere eletricidade para a rede. Resumidamente, o fator de emissão do SIN para fins de MDL é uma combinação do fator de emissão da margem de operação, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ da energia despachada na margem, com o fator de emissão da margem de construção, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ das últimas usinas construídas. É um algoritmo amplamente utilizado para quantificar a contribuição futura de uma usina que vai gerar eletricidade para a rede em termos de redução de emissões de CO₂ em relação a um cenário de linha de base. Esse fator serve para quantificar a emissão que está sendo deslocada na margem. A sua utilidade está associada a projetos de MDL e se aplica, exclusivamente, para estimar as RCEs dos projetos de MDL (MCTI, 2013 a).

Além da opção do fator de emissão da margem de operação pelo método da análise de despacho, com valores horários, e cuja utilização por um projeto de MDL exige monitoramento horário da energia gerada ou consumida, o MCTI passou a publicar, a partir da Resolução N° 12, uma segunda opção, o fator de emissão da margem de operação pelo método simples ajustado, com valores calculados anualmente. As opções estão contempladas na citada ferramenta metodológica, que informa como poderão ser usadas (MCTI, 2013 a).

⁶⁷ A análise dos dados de despacho é o método mais adequado para calcular os fatores de emissão, mas requer informações detalhadas para cada hora da energia despachada do sistema. É recomendado se estiver disponíveis as informações necessárias (MCTI, 2008).

3 PROPOSTA DE METODOLOGIA

Diante da ausência de uma metodologia que poderia ser aplicada direta e integralmente para estimar as emissões evitadas de carbono referentes à atividade de projeto, que no caso é a geração de eletricidade e conexão ao sistema elétrico a partir do uso do H₂ eletrolítico obtido através do aproveitamento da EVT, disponível em UHEs, usando como tecnologias de conversão turbinas a gás e CaC, nesse terceiro capítulo é apresentada de forma detalhada a proposta de metodologia. Tal proposta foi desenvolvida a partir de algumas metodologias já existentes da UNFCCC, tendo sido realizadas as adequações necessárias para atender o sistema alternativo de produção de energia em horário de ponta de carga.

A metodologia é dividida em duas etapas: emissões de projeto e emissões da linha de base. A primeira refere-se às emissões de carbono decorrentes da atividade de projeto; e a segunda, refere-se às emissões da geração de energia elétrica na ausência da atividade de projeto. Para isso, foi necessário realizar o levantamento dos principais dados das UHEs; a estimativa da EVT disponível em UHEs; a determinação da capacidade ótima da planta de H₂ eletrolítico e a estimativa da produção de energia elétrica. A Figura 3.1 mostra o fluxograma de desenvolvimento da metodologia.

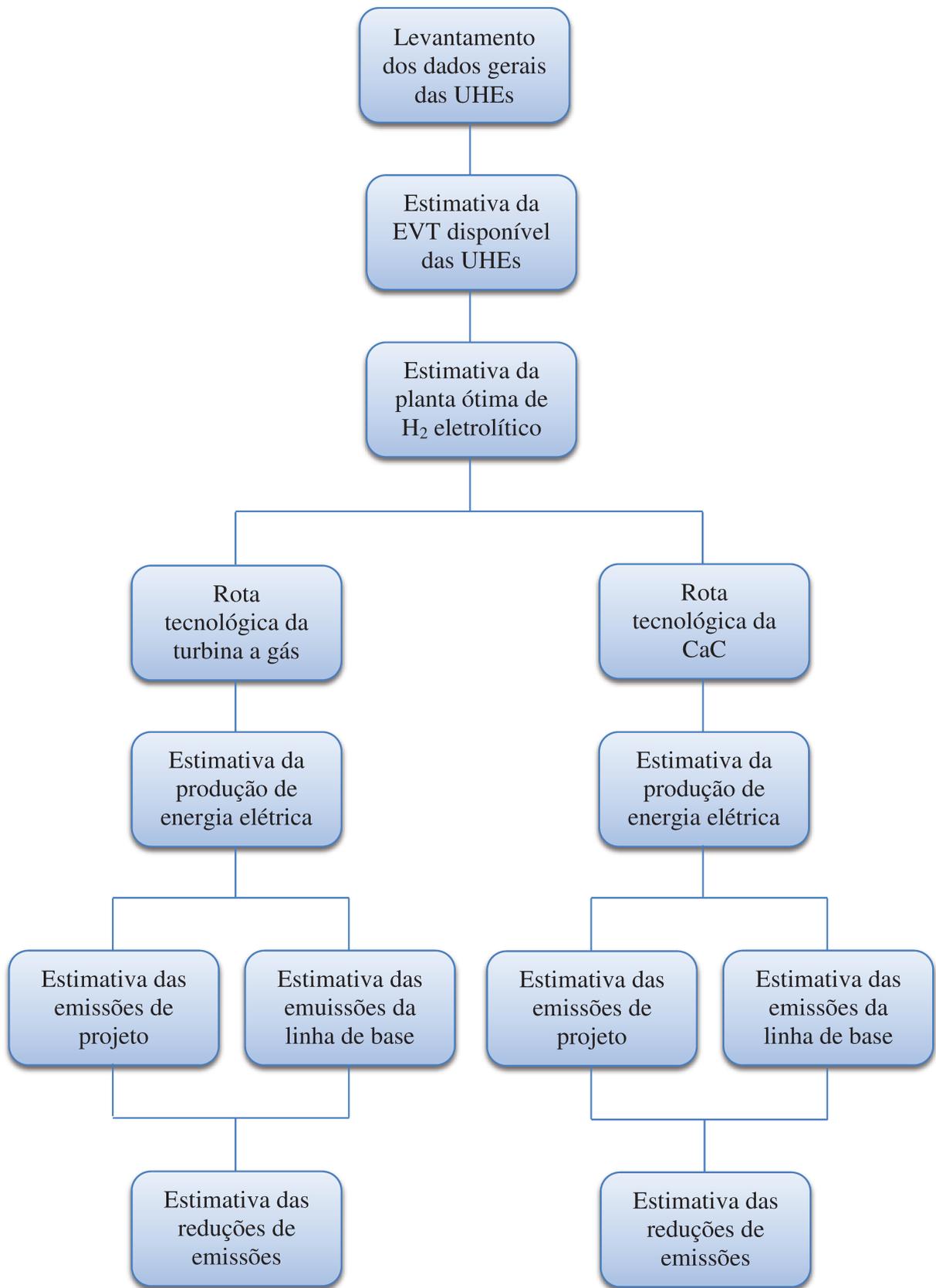


Figura 3. 1: Fluxograma de desenvolvimento da metodologia

3.1 Levantamento de dados gerais das UHEs

O levantamento de dados das UHEs deve ser realizado com base nas informações gerais como localização, capacidade instalada, área do reservatório, características técnicas, etc. Outro dado importante refere-se à conexão das UHEs ao SIN, o que pode influenciar as condições de vertimento e, conseqüentemente, de EVT disponível das usinas.

3.2 Estimativa da EVT disponível nas UHEs

O sistema operacional das UHEs normalmente fornece os dados de vazão vertida em base horária e diária. No entanto, essa vazão pode não representar a EVT⁶⁸, uma vez que pode ocorrer vertimento não turbinável. Diante da dificuldade de se obter diretamente apenas a vazão vertida a partir do monitoramento realizado, torna-se necessário analisar outros dados para se estimar a EVT disponível em UHEs.

A metodologia para estimar a EVT considera que a máxima energia possível de ser gerada pela UHE em dado instante corresponde à somatória da parcela de energia gerada e da parcela de energia que não foi gerada. Essa última parcela corresponde à EVT no dado instante, a qual pode ser determinada pela Equação 3.1.

$$E_{VT(t)} = E_{m\acute{a}x(t)} - E_{T(t)} \quad (\text{Eq. 3.1})$$

Onde $E_{VT(t)}$ é a energia não gerada (não turbinada) no instante t e que corresponde à EVT no mesmo instante (kWh); $E_{m\acute{a}x(t)}$, a máxima energia que pode ser gerada considerando as condições específicas do instante t (kWh) e; $E_{T(t)}$, a energia turbinada no instante t (kWh).

Para o cálculo da energia referente ao vertimento turbinável pode-se utilizar uma metodologia em que são consideradas as seguintes variáveis:

⁶⁸ A EVT é aquela vazão vertida que poderia ser turbinada pelas máquinas da UHE. Sendo assim, para o seu cálculo é levada em conta a máxima vazão que pode ser turbinada pela UHE, a qual depende diretamente da disponibilidade.

(i) Disponibilidade: porção ou porcentagem do tempo em que as UHEs estiveram em operação ou aptas a operar durante o dia, com ou sem restrições;

(ii) Vazão vertida média: média das vazões horárias vertidas na UHE por dia;

(iii) Vazão afluyente média: média das vazões horárias afluentes na UHE por dia;

(iv) Vazão turbinada média: média das vazões horárias turbinadas na UHE por dia;

(v) Vazão turbinada máxima possível: máxima vazão turbinada na UHE, considerando sua disponibilidade e assumindo um erro relativo de 5% a menor.

Para o cálculo da EVT, a metodologia leva em conta duas situações distintas:

(a) quando o somatório da vazão média turbinada mais a vazão média vertida for menor que a vazão turbinada máxima possível, e;

(b) quando o somatório da vazão média turbinada mais a vazão média vertida for maior que a vazão turbinada máxima possível.

É interessante mencionar que quando a UHE é despachada pelo ONS, a política de operação está fora do controle da respectiva usina. A própria decisão pelo vertimento fica a cargo da otimização do planejamento do SIN, mesmo que ainda ocorra disponibilidade das unidades geradoras.

Nesse sentido, a metodologia considera que quando há vertimento e a situação (a) ocorre, a UHE não está operando em seu máximo já que a vazão turbinada nominal não está sendo atingida (o somatório das vazões vertida e turbinada é menor que a vazão nominal). Por isso, toda a vazão vertida poderia ter sido turbinada. Assim, toda a energia referente a essa vazão vertida será a EVT e a Equação 3.2 é usada para a sua estimativa:

$$E_{VT} = \left(\frac{V_V + V_T}{V_N} \cdot P_N \cdot 24 \right) - E_T \quad (\text{Eq. 3.2})$$

Onde a E_{VT} é a energia vertida turbinável (MWh); V_V , a vazão vertida média ($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$); V_T , a vazão turbinada média ($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$); V_N , a vazão turbinada nominal ($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$); P_N , a potência nominal da usina (MW); 24, ao número de horas em um dia (h) e; E_T , a energia gerada (MWh), medida pela UHE.

Quando há vertimento e a situação (b) ocorre, a vazão vertida é composta por uma parcela turbinável e outra não turbinável, sendo necessário definir qual é a parcela turbinável.

Para tanto, considera-se a disponibilidade de operação das unidades geradoras como limitante para o turbinamento de água e a EVT é estimada através da Equação 3.3:

$$E_{VT} = \left(\frac{DISP}{100} \cdot P_N \cdot 24 \right) - E_T \quad (\text{Eq. 3.3})$$

Onde DISP é a disponibilidade de operação com ou sem restrições (%).

Essa metodologia também pode resultar em valores negativos de EVT e para a contabilização pode-se adotar valor nulo para EVT nos meses em que esse evento ocorrer.

Ela ainda tem o mérito de detalhar os fatores que influenciam na estimativa da EVT, buscando relacionar as variáveis obtidas no sistema de monitoramento das UHEs. Isso fica claro nas duas situações discriminadas, que resultaram nas Equações 3.2 e 3.3, e em especial para a situação (a), na qual a máxima vazão turbinável não se refere à máxima vazão nominal da UHE, mas sim à máxima vazão possível de ser turbinada diante das condições hidrológicas (somatório da vazão vertida com a vazão turbinada).

Outro aspecto importante é a possibilidade de considerar não apenas o vertimento condicionado às restrições externas à operação da UHE, como, por exemplo, limitações no sistema de transmissão e distribuição que reduzem a demanda da UHE, que se configuram como um exemplo da situação (b); mas também o vertimento que lhes foi imposto pela política de operação do SIN, que seria um exemplo da ocorrência da situação (b). Assim, considera-se que essa metodologia é a mais adequada para determinar a EVT disponível em UHEs e pode ser adotada nas estimativas da EVT média mensal com potencial para ser usada na produção de H₂ eletrolítico das UHEs.

3.3 Estimativa da capacidade ótima da planta de hidrogênio

A capacidade ótima de produção de H₂ via eletrólise da água corresponde à planta cujo custo do H₂ produzido seja o menor possível. Para a produção contínua de H₂ também é necessária uma demanda contínua de EVT ao longo do ano, o que nem sempre pode ocorrer devido às variações do volume de água dos reservatórios das UHEs durante os períodos de chuvas e seca. Assim, torna-se necessário utilizar um *mix* de energia, composto,

essencialmente, por uma parcela de EVT e de energia firme (EF) no processo eletrolítico, o que influenciará a capacidade de produção ótima de H₂, já que ela é dependente do custo da energia elétrica. Como o custo da EF é relativamente mais elevado que o da EVT, o custo do H₂ eletrolítico será tanto maior quanto maior for a proporção de EF no *mix* de energia.

O custo do H₂ eletrolítico produzido ao longo do ano corresponde à razão entre o custo anual de produção do H₂, ou seja, o somatório dos custos anuais de capital, de O&M e do insumo energia elétrica; e a produção anual de H₂. A Equação 3.4 expressa o custo do H₂ eletrolítico:

$$C_H = \frac{CP_H}{P_H} = \frac{C_C + C_{O\&M} + C_{EE}}{P_H} \quad (\text{Eq. 3.4})$$

Onde C_H é o custo unitário do H₂ eletrolítico (US\$.m⁻³); CP_H, o custo anual de produção do H₂ (US\$.ano⁻¹); P_H, a produção anual de H₂ (m³.ano⁻¹); C_C, o custo anual de capital (US\$.ano⁻¹); C_{O&M}, o custo anual de O&M (US\$.ano⁻¹); e C_{EE}, o custo anual de energia elétrica (insumo) utilizada no processo de eletrólise (US\$.ano⁻¹).

A produção anual de H₂ pode ser obtida a partir da Equação 3.5.

$$P_H = CP \cdot T \quad (\text{Eq. 3.5})$$

Onde CP é a capacidade de produção da planta de eletrólise (m³.h⁻¹); e T é a disponibilidade anual de produção da planta de H₂ (h.ano⁻¹).

Custo anual de capital e O&M

O custo anual de capital e O&M (C_C+C_{O&M}), considera todos os custos associados à planta de produção, excluindo o custo do insumo energia elétrica. Portanto, inclui o capital inicial de investimento; o custo de O&M e considera, também, o Fator de Retorno de Capital (FRC), conforme se observa na Equação 3.6.

$$C_C + C_{O\&M} = (\text{FRC} + \text{O\&M}) \cdot C_u \cdot \text{Pot} \quad (\text{Eq. 3.6})$$

Onde $C_C+C_{O\&M}$ é o custo anual de capital e O&M da planta (US\$); FRC^{69} , o fator anual de recuperação de capital (%); O&M, a taxa anual do custo com O&M (%); C_U , o custo unitário da planta (US\$.kW⁻¹) e; Pot é a potência da planta de eletrólise (kW).

O FRC é um parâmetro econômico que depende da taxa de desconto e do período de recuperação de capital, sendo estimado através da Equação 3.7.

$$FRC = \frac{d(1+d)^n}{(1+d)^n - 1} \quad (\text{Eq. 3.7})$$

Onde d é a taxa anual de desconto (%); e n , o número de anos para a amortização do capital investido na planta (vida útil da planta).

O custo unitário da planta de eletrólise (C_u) depende do tamanho da planta e diminui com o aumento da capacidade de produção de H₂. A partir de vários estudos realizados (dados apresentados na Tabela 3.1), é possível relacionar o comportamento do custo unitário da planta com a capacidade de produção, obtendo-se uma equação para a curva resultante, expressa pela Equação 3.8 e visualizada na Figura 3.2⁷⁰.

$$C_u = 2350,9 \cdot CP^{-0,1038} \quad (\text{Eq. 3.8})$$

Onde C_u é o custo unitário da planta de eletrólise (US\$.kW⁻¹); e CP é a capacidade de produção da planta de H₂ (m³.h⁻¹).

⁶⁹ FRC fornece um coeficiente que permite, a partir do valor inicial do investimento, calcular o custo fixo anual referente a este investimento. Este cálculo leva em conta a vida útil do equipamento (anos) e a taxa de juros ao ano (%) (GAMBETTA, 2010).

⁷⁰ A curva refere-se à melhor função de ajuste encontrada no programa Microsoft Excel a partir de dados específicos de custo unitário e capacidade da planta. A qualidade do ajuste é analisada pela função de R², que corresponde ao coeficiente de correlação e revela o grau de correspondência entre os valores estimados pela linha de tendência e os dados reais (GAMBETTA, 2010). Quanto mais próximo de 1 for o R², maior é a precisão dos dados e melhor o ajuste obtido.

Tabela 3. 1: Custo unitário de capital da planta de eletrólise em função da capacidade de produção

Capacidade de produção (m ³ .h ⁻¹)	Potência da planta (MW)	Custo unitário da planta (US\$.kW ⁻¹)
485	2,3	1.304
3.907	18,6	945
4.365	20,7	937
15.627	74,5	853
31.254	149,0	841
46.880	223,5	780

Fonte: GAMBETTA, 2010

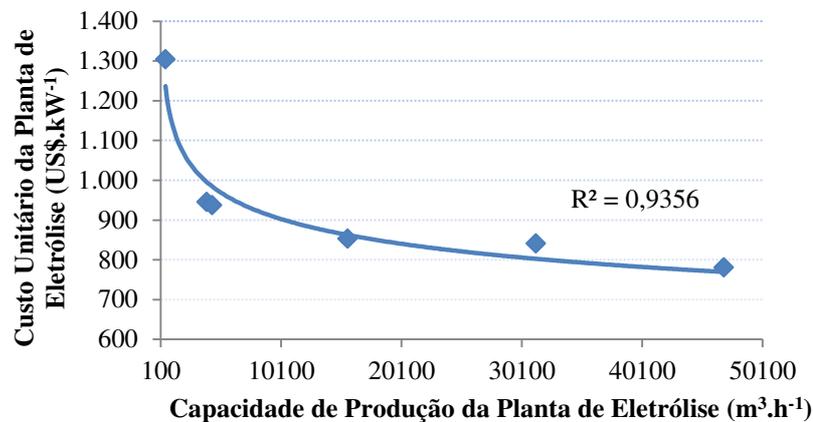


Figura 3. 2: Curva de custo unitário da planta de eletrólise em função da capacidade de produção

Fonte: GAMBETTA, 2010

Custo anual de energia elétrica

O custo anual da eletricidade está diretamente relacionado ao consumo energético do sistema de eletrólise e ao custo da energia elétrica utilizada no processo de eletrólise. Esse último dependerá da sua origem, firme e/ou EVT. Nos meses em que for utilizado o *mix* de energia elétrica, o seu custo será equivalente à média ponderada entre os custos vigentes dos dois tipos de energia e pode ser calculado a partir da Equação 3.9.

$$C_{\text{mix}} = \frac{(EVT.C_{EVT} + EF.C_{EF})}{EVT + EF} \quad (\text{Eq. 3.9})$$

Onde C_{mix} é o custo médio do *mix* composto de EVT e EF (US\$.MWh⁻¹); EVT é a quantidade anual de EVT consumida (MWh.ano⁻¹); EF, a quantidade anual de EF consumida (MWh.ano⁻¹); C_{EVT} , o custo médio da EVT (US\$.MWh⁻¹) e; C_{EF} é o custo médio da EF (US\$.MWh⁻¹).

A partir do custo do *mix* de EVT e EF, pode ser calculado o custo anual com energia elétrica pela Equação 3.10.

$$C_{EE} = C_{mix} \cdot Cons_{EE} \quad (\text{Eq. 3.10})$$

Onde C_{EE} é o custo anual com energia elétrica (US\$.ano⁻¹) e $Cons_{EE}$ é o consumo anual de energia elétrica (MWh).

Custo final do H₂ eletrolítico

Para estimar o custo total do H₂ eletrolítico produzido, deve-se considerar outros custos associados, como o custo de investimento do sistema de compressão e armazenamento, o custo com engenharia e supervisão, o custo associado à infraestrutura civil, o custo de eventuais contingências e o custo com despesas de construção, como pode ser visto na Equação 3.11.

$$C_C = \alpha + \beta + \chi + \varepsilon + \omega + \gamma + \delta \quad (\text{Eq. 3.11})$$

Onde α é o custo do sistema de eletrólise (US\$); β , o custo do sistema de compressão (US\$); χ , o custo do sistema de armazenamento (US\$); ε , o custo com engenharia e supervisão (US\$); ω , o custo associado à infraestrutura civil (US\$); γ , o custo de eventuais contingências (US\$); e δ , o custo com despesas de construção (US\$).

Os custos com engenharia e supervisão, de infraestrutura civil, contingências e despesas de construção são obtidos a partir de percentuais do somatório dos custos do sistema de eletrólise, de compressão e de armazenamento.

O consumo de energia elétrica total de uma planta de produção de H₂ eletrolítico se deve principalmente ao eletrolisador, ao retificador, ao sistema de compressão e o consumo dos demais periféricos, conforme expressão pela Equação 3.12.

$$E = E_E + E_R + E_C + E_P \quad (\text{Eq. 3.12})$$

Onde E é o consumo total anual de energia elétrica (MWh.ano^{-1}); E_E , o consumo anual do eletrolisador (MWh.ano^{-1}); E_R , o consumo anual do retificador (MWh.ano^{-1}); E_C , o consumo anual do compressor (MWh.ano^{-1}); e E_P , o consumo anual dos sistemas periféricos (MWh.ano^{-1}).

3.4 Estimativa da produção de energia elétrica

Para a oferta de eletricidade nas UHEs através da EVT disponível, a fim de atender a maior demanda de energia no horário de ponta de carga a partir da produção de H_2 eletrolítico e sua posterior conversão em energia elétrica, pode-se utilizar algumas tecnologias de conversão, que nessa tese se restringem às turbinas a gás e CaC. A geração de eletricidade a partir do uso do H_2 em turbinas a gás é expressa pela Equação 3.13.

$$EG_{PJ,TG,y} = \left(\frac{P_H \cdot PCI_H \cdot n_{TG}}{f_c} \right) \quad (\text{Eq. 3.13})$$

Onde $EG_{PJ,TG,y}$ é a eletricidade gerada pela turbina a gás no ano y (kWh.ano^{-1}); P_H , a produção anual de H_2 eletrolítico ($\text{m}^3.\text{ano}^{-1}$); PCI_H , o Poder Calorífico Inferior do H_2 ($2.570 \text{ kcal.Nm}^{-3} = 10.753 \text{ kJ.m}^{-3}$)⁷¹; n_{TG} , a eficiência da turbina a gás (%) e; f_c , o fator de conversão de kcal para kWh ($860 \text{ kcal.kWh}^{-1}$).

Para obter a produção de eletricidade no horário de ponta de carga a partir do uso do H_2 em CaC utiliza-se a Equação 3.14.

$$EG_{PJ,CaC,y} = \left(\frac{P_H}{C_{CaC}} \right) \quad (\text{Eq. 3.14})$$

Onde $EG_{PJ,CaC,y}$ é a energia elétrica gerada pela CaC no ano y (kWh.ano^{-1}); e C_{CaC} , o consumo específico da CaC e inversor ($\text{m}^3.\text{kWh}^{-1}$).

⁷¹ No Sistema Internacional de Unidades (SI) uma kcal é equivalente a 4,184 kJ. O fator de conversão de kJ.h^{-1} para kW é 3.600.

3.5 Estimativa das emissões de projeto

As UHEs contabilizam as emissões de carbono decorrentes da geração de EF para o sistema elétrico relacionadas principalmente às emissões de CH₄ decorrentes da biomassa submersa no momento do enchimento dos reservatórios das UHEs. Como a EVT é a energia contida nos reservatórios que não foi turbinada, sua parcela de emissões de carbono por parte do reservatório é nula, pois estas emissões já foram contabilizadas pela UHE.

Dessa forma, o aproveitamento da EVT disponível destinado ao eletrolisador para a produção de H₂ também não acarreta emissões de carbono. Quando é utilizada apenas EVT no processo eletrolítico para produção de H₂, as emissões de projeto dos reservatórios de água são nulas.

$$PE_{HP,y} = 0$$

No entanto, nem sempre a EVT está disponível de forma contínua ao longo de todo ano nas UHEs. Como já comentado, para compensar a falta dessa energia, é necessária a utilização de um *mix* de energia, composto por uma parcela de EVT e outra de EF para que o sistema de produção de H₂ eletrolítico possa funcionar continuamente ao longo do ano.

Ao utilizar uma parcela de EF no sistema de produção de H₂ eletrolítico é preciso determinar a parcela de CO₂e referente ao reservatório de água, ou seja, determinar a parcela de emissões de CO₂e que a EF irá carregar para a produção de H₂ no eletrolisador.

Posteriormente, o H₂ eletrolítico pode ser usado para a geração de energia elétrica no horário de ponta de carga a partir de tecnologias de conversão como turbina a gás e CaC. O processo de conversão do H₂ em energia elétrica através de turbina a gás e CaC libera como subproduto vapor d'água na atmosfera (devido ao alto grau de pureza do H₂ eletrolítico). Por isso, não ocorre contabilização das emissões de CO₂ por parte das tecnologias de conversão (PE_{TC,y}).

$$PE_{TC,y} = 0$$

3.5.1 Estimativa das emissões dos reservatórios de água das UHEs

Como já mencionado, segundo a “Ferramenta para calcular o fator de emissão de um sistema elétrico” é necessário primeiro determinar o fator de potência das usinas para depois estimar as emissões referentes ao CH₄ contido nos reservatórios das UHEs.

A densidade de potência (PD) da atividade de projeto pode ser calculada a partir da Equação 2.6 (UNFCCC, 2014 a; 2014 b).

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad (\text{Eq. 2.6})$$

Onde PD é a densidade de potência da atividade de projeto (W.m⁻²); Cap_{PJ}, a capacidade instalada da UHE após a implementação da atividade de projeto (W); Cap_{BL}, a capacidade instalada da UHE antes da implementação da atividade de projeto (W). Para novas UHEs, esse valor é zero; A_{PJ}, área dos reservatórios múltiplos ou simples, medida na superfície da água, após a implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m²) e; A_{BL}, área dos reservatórios múltiplos ou simples, medida na superfície da água, antes da implementação da atividade de projeto, quando o reservatório está cheio (m²). Para novos reservatórios, esse valor é zero.

Se a densidade de potência da atividade de projeto aplicando a Equação 2.6 for superior a 4 W.m⁻² e inferior ou igual a 10 W.m⁻², para estimar as emissões de CH₄ oriundas dos reservatórios de água utiliza-se a Equação 2.8 (UNFCCC, 2014 a; 2014 b):

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \cdot TEG_y}{1000} \quad (\text{Eq. 2.8})$$

Onde PE_{HP,y} são as emissões de projeto dos reservatórios de água (tCO₂e.ano⁻¹); EF_{Res}; o fator de emissão de carbono padrão para emissões de reservatórios de UHEs no ano y (kgCO₂e.MWh⁻¹) e; TEG_y, o total de eletricidade gerada pela atividade de projeto, incluindo a eletricidade fornecida à rede e a eletricidade fornecida às cargas internas, no ano y (MWh).

Se a densidade de potência da atividade de projeto for superior a 10 W.m⁻², a emissão de CH₄ dos reservatórios de água é considerada nula (UNFCCC, 2014 a; 2014 b).

$$PE_{HP,y} = 0$$

Em contrapartida, esta metodologia não se aplica a usinas com densidade de potência inferior a 4 W.m^{-2} .

3.6 Estimativa das emissões da linha de base

A energia elétrica gerada, despachada para a rede elétrica no horário de ponta de carga, caracteriza uma linha de base do tipo geração de energia por fonte renovável conectada à rede, ocasionando assim o deslocamento de uma fonte de geração de energia mais intensiva em carbono neste horário. Esta linha de base atende às exigências das metodologias: Geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis (ACM0002) e Geração de eletricidade renovável conectada à rede (AMS-I.D.). No entanto, é necessário definir qual a escala da atividade de projeto de acordo com essas metodologias.

Em geral, as emissões da linha de base são calculadas como o produto da energia elétrica gerada pelo fator de emissão da linha de base. Como as tecnologias de turbina a gás e CaC são consideradas isentas de emissões de CO_2 , porque o H_2 eletrolítico apresenta um alto grau de pureza para evitar a contaminação do sistema, a linha de base corresponde à energia deslocada da rede elétrica que seria produzida por meios mais intensivos em carbono.

Nesta etapa comportaria a metodologia de pequena escala AMS-I.D., que trata de fontes renováveis conectadas à rede e capacidade de produção de energia inferior a 15 MW ou a metodologia de grande escala ACM0002, que também trata de fontes renováveis conectadas à rede, porém, com capacidade de produção de energia superior a 15 MW. A escolha por uma ou outra metodologia depende da capacidade de produção de energia das UHEs. No entanto, as metodologias AMS-I.D. e ACM0002 (pequena e grande escala) não são aplicáveis às rotas tecnológicas de turbina a gás e CaC.

Diante da falta de uma metodologia específica da UNFCCC, foi possível utilizar uma metodologia geral que determina que as emissões da linha de base, que incluem apenas as emissões de carbono provenientes da produção de eletricidade em UTEs a partir de combustíveis fósseis que são deslocadas devido à atividade de projeto, sejam calculadas como o produto da energia elétrica gerada pelo fator de emissão da linha de base. Essa metodologia

assume que toda a geração de eletricidade do projeto acima dos níveis da linha de base teria sido gerada por usinas existentes conectadas à rede e pela adição de novas usinas conectadas à rede.

Logo, as emissões de linha de base podem ser calculadas a partir da Equação 2.9 (UNFCCC, 2014 a; 2014 b).

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{grid,CM,y} \quad (\text{Eq. 2.9})$$

Onde BE_y é a emissão da linha de base no ano y ($tCO_2 \cdot \text{ano}^{-1}$); $EG_{PJ,y}$, a quantidade de eletricidade líquida fornecida à rede como resultado da implementação da atividade de projeto no ano y ($MWh \cdot \text{ano}^{-1}$) e; $EF_{grid,CM,y}$, o fator de emissão de CO_2 da margem combinada (CM) no ano y ($tCO_2 \cdot MWh^{-1}$).

3.6.1 Fator de emissão da margem combinada

As metodologias ACM0002 e AMS-I.D. indicam a Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico (TOOL07), na sua última versão, para determinar o fator de emissão da margem combinada (CM), baseado no método da média ponderada dos fatores de emissão da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM), conforme mostra a Equação 2.27 (UNFCCC, 2015 b).

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \cdot w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \cdot w_{BM} \quad (\text{Eq. 2.27})$$

Onde o $EF_{grid,CM,y}$ é o fator de emissão na CM no ano y ($tCO_2 \cdot MWh^{-1}$); $EF_{grid,OM,y}$, o fator de emissão de CO_2 na OM no ano y ($tCO_2 \cdot MWh^{-1}$); $EF_{grid,BM,y}$, o fator de emissão de CO_2 na BM no ano y ($tCO_2 \cdot MWh^{-1}$); w_{OM} , o peso do fator de emissões na OM (%); w_{BM} , o peso do fator de emissões na BM (%).

3.6.2 Fatores de emissão da margem de operação e margem de construção

Existem quatro métodos para estimar o fator de emissão da margem de operação ($EF_{\text{grid,OM,y}}$), como mencionado anteriormente. O MCTI, que é parte da Autoridade Nacional Designada do Brasil (AND), disponibiliza todos os anos na sua página eletrônica, os fatores de emissão da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) referentes ao ano anterior, de acordo com a ferramenta metodológica do IPCC “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”. Os fatores disponíveis pelo MCTI (fator de emissão da OM e da BM) foram utilizados para calcular o fator de emissão da margem combinada (CM).

Para o fator de emissão da OM, o MCTI disponibiliza valores estimados pelo método da análise dos dados de despacho e pelo método simples ajustado. Como a produção de energia elétrica proposta ocorrerá em horários específicos, adotou-se a média diária dos valores horários, referentes às três horas do horário de ponta de carga, ao longo de 12 meses, apresentados pelo método da análise dos dados de despacho.

3.7 Estimativa das reduções de emissões

Finalmente, para calcular as reduções de emissões de carbono utiliza-se a Equação 2.10 (UNFCCC, 2014 a; 2014 b):

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{Eq. 2.10})$$

Onde ER_y são as reduções das emissões no ano y ($\text{tCO}_2.\text{ano}^{-1}$); BE_y , as emissões da linha de base no ano y ($\text{tCO}_2.\text{ano}^{-1}$) e; PE_y , as emissões do projeto no ano y ($\text{tCO}_2.\text{ano}^{-1}$).

4 ESTUDO DE CASO

Neste quarto capítulo é apresentado um estudo de caso envolvendo as UHEs Barra Grande e Campos Novos, o qual permitiu aplicar a metodologia proposta a fim de estimar as emissões evitadas de carbono no horário de ponta de carga no SIN a partir da atividade de projeto definida nesta tese, que desloca energia elétrica do sistema elétrico gerada por outras fontes de energia mais intensivas em carbono.

4.1 Dados gerais das UHEs

Primeiramente fez-se o levantamento de dados das UHEs Barra Grande e Campos Novos a partir de pesquisa realizada em periódicos, livros, dissertações e teses, via internet.

A UHE Barra Grande foi construída no leito do rio Pelotas, entre os municípios de Anita Garibaldi (SC) e Pinhal da Serra (RS) - a 43 km da sua confluência com o rio Canoas. O seu reservatório abrange uma área com 94 km² e as atividades de operação e manutenção da usina são realizadas pela BAESA (Energética Barra Grande S.A.), que obteve a concessão em maio de 2001. A BAESA é formada pelo consórcio de cinco investidores, em que a Alcoa Alumínio possui 42,2% de participação no consórcio. Outros integrantes do investimento são: Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) - Geração (25%); Companhia Brasileira de Alumínio – CBA (15%); InterCement (9%) e; DME Energética (8,8%) (ALCOA, 2006).

A UHE Barra Grande entrou em operação em 1º de novembro de 2005, quando sua primeira unidade de geração foi ativada. Em fevereiro de 2006, a segunda unidade entrou em funcionamento e, três meses depois, em maio, a terceira e última unidade iniciou sua operação. A potência máxima instalada é de 690 MW e cada unidade geradora tem potência instalada de 230 MW, quantidade suficiente para atender ao equivalente a 30% da demanda de energia de Santa Catarina ou a 20% do total da energia consumida no Rio Grande do Sul (BAESA, 2006).

A UHE Campos Novos está situada entre Campos Novos e Celso Ramos - a 390 km de Florianópolis, capital do estado de Santa Catarina. O reservatório está no leito do rio Canoas e possui uma área de 29 km² que, somados à calha original do rio Canoas atinge 34,6 km² de armazenamento. As atividades de operação, manutenção e administração competem a

ENERCAN (Campos Novos Energia S.A.), cujo acionista majoritário no consórcio é a CPFL-Geração, com 48,8% de participação. Também participam a Companhia Brasileira de Alumínio - CBA (33,1%); Votorantim Metais (11,6%) e; Companhia Estadual de Geração de Transmissão de Energia Elétrica - CEEE (6,5%) (ENERCAN, 2006 b).

A UHE Campos Novos conta com três turbinas do tipo Francis com capacidade instalada de 880 MW. A primeira turbina entrou em operação em setembro de 2006 e as outras duas unidades de geração entraram em funcionamento, respectivamente, 30 e 60 dias após a primeira. Cada unidade tem potência máxima de 293,3 MW e, com as três turbinas em plena atividade, a UHE Campos Novos atende a demanda de energia de aproximadamente 25% do estado de Santa Catarina (ENERCAN, 2006 a). A Figura 4.1 mostra a vista das UHEs Barra Grande e Campos Novos.



Figura 4. 1: Vista das UHEs Barra Grande e Campos Novos

Fonte: BAESA; ENERCAN 2006 b

As UHEs Barra Grande e Campos Novos são usinas de acumulação com 30 e 5 m de diferença entre o nível máximo normal do reservatório e o nível mínimo, respectivamente. Outras características gerais das UHEs são apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4. 1: Características técnicas das UHEs Barra Grande e Campos Novos

Características	UHE Barra Grande	UHE Campos Novos
Localização	Rio Pelotas, entre os municípios de Anita Garibaldi (SC) e Pinhal da Serra (RS). Latitude: S.27°46' Longitude: O.51°13' Margem direita: Anita Garibaldi (SC) Margem esquerda: Pinhal da Serra (RS) Início das obras: julho de 2001 Conclusão: maio de 2006	Rio Canoas, nos municípios de Campos Novos e Celso Ramos, no Estado de Santa Catarina. Latitude: S.27°36' Longitude: W.51°19' Margem direita: Campos Novos (SC) Margem esquerda: Celso Ramos (SC) Início das obras: agosto de 2001 Conclusão: julho de 2006
Reservatório	Área total: 95 km ² Volume útil: 2.192 hm ³	Área total: 34,6 km ² Volume útil: 192,6 hm ³
Barragem	Tipo de estrutura / material: Entroncamento com face de concreto. Altura: 185 m Comprimento da crista: 665 m Base: 500 m de largura Topo: 11 m de largura	Tipo de estrutura / material: Entroncamento com face de concreto. Altura: 202 m Comprimento da crista: 592 m
Vertedouro	Tipo: superfície Altura: 21 m Largura: 15 m Número de comportas: 6 Vazão máxima provável: 23.840 m ³ .s ⁻¹	Tipo: superfície com controle de comportas Comprimento: 94 m Número de comportas: 4 Vazão máxima provável: 18.300 m ³ .s ⁻¹
Tomada D'água	Comprimento: 24,3 m Altura: 52,3 m Número de tomadas individuais: 3	Comprimento: 51,5 m Altura: 32 m Número de tomadas individuais: 3
Energia	Potência total da usina: 690 MW Energia assegurada: 380,6 MW médios Turbinas: 3 Tipo: Francis Potência por unidade: 230 MW	Potência total da usina: 880 MW Energia assegurada: 377,9 MW médios Turbinas: 3 Tipo: Francis Vertical Potência por unidade: 293,3 MW
Municípios de influência da área do município	Em Santa Catarina: Anita Garibaldi, Cerro Negro, Campo Belo do Sul, Capão Alto e Lages. No Rio Grande do Sul: Pinhal da Serra, Esmeralda, Vacaria e Bom Jesus.	Em Santa Catarina: Abdon Batista, Anita Garibaldi, Campos Novos e Celso Ramos.

Fonte: BAESA; ALCOA; ERNERCAN, 2006

4.2 Quantidade de EVT disponível nas UHEs

Os dados de EVT mensal disponível nas UHEs Barra Grande e Campos Novos foram estimados e fornecidos pela BAESA e ENERCAN, respectivamente. O levantamento dos dados históricos de vazões, para a estimativa da EVT, considerou os meses em que houve vertimento em cada UHE. O vertimento ocorre em situações específicas e também depende da

conexão das UHEs ao SIN. No caso das UHEs Barra Grande e Campos Novos, as duas UHEs fazem parte do despacho centralizado do SIN e, por isso, a decisão pelo vertimento, ou não, é responsabilidade do ONS.

Para a estimativa da EVT mensal disponível, BAESA e ENERCAN, consideraram apenas os meses em que houve vertimento a fim de especificar as vazões vertida, nominal e turbinada para identificar a ocorrência das situações (a) ou (b) descritas na metodologia para estimar a EVT. Diante de cada situação, as respectivas Equações 3.2. e 3.3, foram aplicadas para obter a quantidade de EVT média disponível a cada mês ao longo de um ano, uma vez que a disponibilidade de EVT varia mês a mês, e ano a ano, em decorrência da hidraulicidade, como já mencionado.

Para a UHE Barra Grande a disponibilidade média de EVT ao longo de um ano foi obtida com base nos dados mensais de novembro de 2005 até 31 de dezembro de 2011, ou seja, desde o início da sua operação até o ano em que os dados foram disponibilizados. E para a estimativa da EVT da UHE Campos Novos utilizou-se dos dados de seis anos de geração de energia, desde o início da sua operação em fevereiro de 2007 até 31 de dezembro de 2011. A Figura 4.2 mostra os registros da EVT disponível nas UHEs Barra Grande e Campos Novos ao longo do período (entre os anos de 2005 e 2011) levando em consideração o histórico de vazões e a energia gerada nas UHEs (AQUA GENESIS, 2012 a).

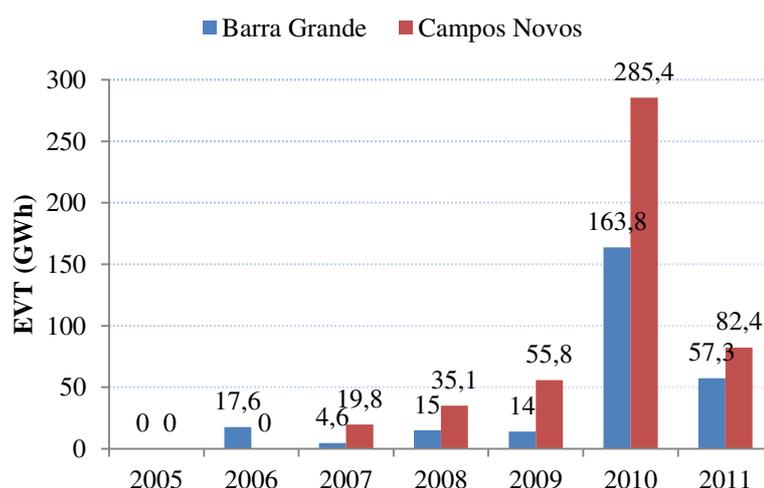


Figura 4. 2: Disponibilidade de EVT anual das UHEs Barra Grande e Campos Novos

Fonte: AQUA GENESIS, 2012 a

A EVT disponível está intrinsecamente relacionada às condições de afluência, ao volume de água contida no reservatório e a demanda de energia elétrica do mercado. Dessa

forma, a intensidade da EVT varia ao longo dos meses e anos, o que pode estar relacionado ao despacho centralizado do ONS. A partir dos dados mensais de EVT em cada ano fornecidos pela BAESA e ENERCAN, foi estimada a EVT média mensal ao longo do período de 2005 e 2011. As Figuras 4.3 e 4.4 mostram a disponibilidade média mensal de EVT das UHEs.

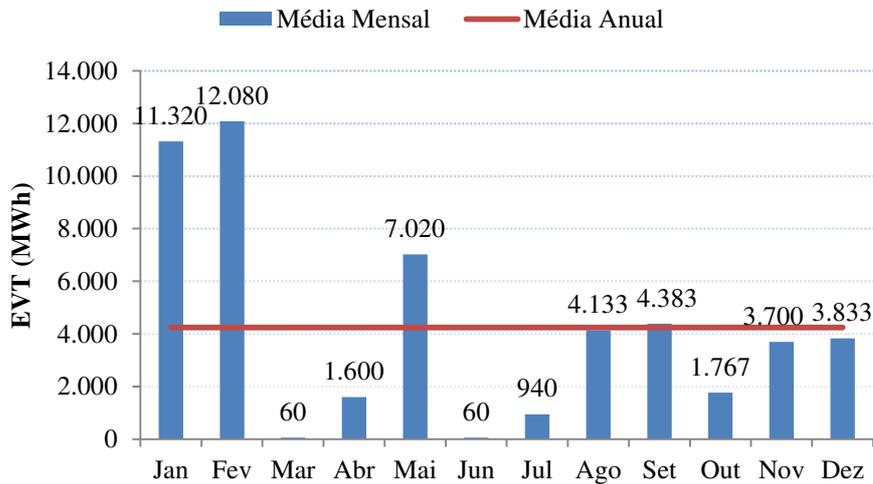


Figura 4. 3: Disponibilidade de EVT média mensal da UHE Barra Grande

Fonte: AQUA GENESIS, 2012 a

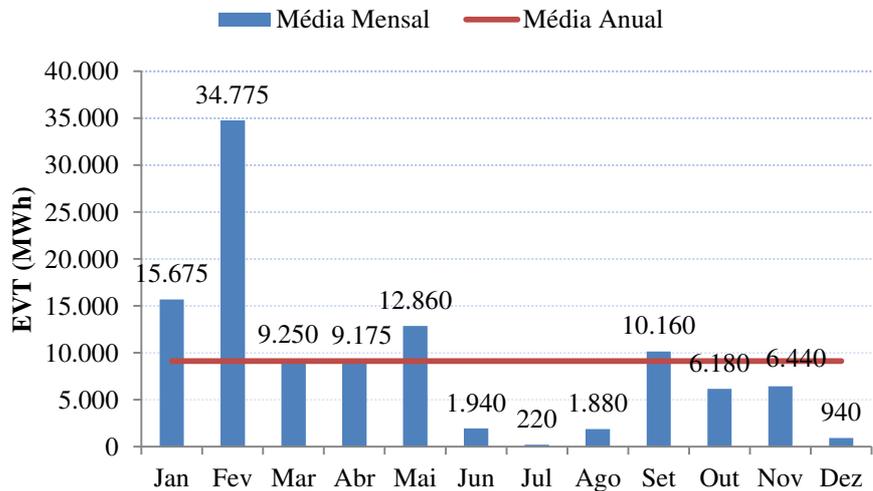


Figura 4. 4: Disponibilidade de EVT média mensal da UHE Campos Novos

Fonte: AQUA GENESIS, 2012 a

Na UHE Barra Grande, verifica-se a maior disponibilidade de EVT nos meses de fevereiro e janeiro, respectivamente, como consequência da EVT estimada nesses meses nos anos de 2010 e 2011. Esse resultado está coerente com o período de chuvas da região, cujo

índice de precipitação pluviométrica é maior nesses meses. A partir de março, as estatísticas indicam redução da precipitação até, em média, o mês de agosto (CIRAM, 2012). Mesmo assim, o mês de março diverge dos meses anteriores, por apresentar disponibilidade muito reduzida de EVT (cerca de 60 MWh.mês^{-1}), quando comparado a fevereiro. O mesmo ocorre no mês de maio, que diverge com uma disponibilidade relativamente elevada. Para os meses de junho e julho é esperada uma disponibilidade baixa em função do período de estiagem e do deplecionamento dos reservatórios.

Na UHE Campos Novos, o resultado mostra que o perfil de disponibilidade média mensal da EVT é maior nos meses de chuvas da região, de janeiro e fevereiro, seguido de redução até o mês de julho que corresponde a um dos meses mais críticos do período de estiagem. Esse perfil está alinhado com as características pluviométricas da região (CIRAM, 2012), que se assemelham a da UHE Barra Grande em virtude de sua proximidade. Apesar de no mês de dezembro ainda não se atingir os maiores índices pluviométricos esperados, chama a atenção para a baixa disponibilidade de EVT média verificada (cerca de 940 MWh.mês^{-1}).

Na UHE Barra Grande, a disponibilidade anual de EVT é de $4.241 \text{ MWh.mês}^{-1}$ e corresponde a uma potência média de 6 MW, isto é, 0,9% da capacidade instalada da UHE, cujo valor é de 690 MW. Já na UHE Campos Novos, a sua disponibilidade anual é de $9.125 \text{ MWh.mês}^{-1}$ e corresponde a uma potência média de 13 MW, ou seja, 1,5% da capacidade instalada da UHE (de 880 MW).

4.3 Capacidade ótima de produção de hidrogênio eletrolítico

Inicialmente determinou-se o custo da eletricidade via associação de EVT e EF das UHEs Barra Grande e Campos Novos para diversas capacidades de plantas de produção de H_2 eletrolítico: uma planta com menor capacidade utiliza relativamente mais EVT durante o ano, e à medida que se aumenta a capacidade da planta de eletrólise recorre-se mais ao uso da EF, isto é, maior porcentagem de EF e menor quantidade de EVT. O custo da eletricidade pode ser calculado com base na média ponderada entre as quantidades de EF e EVT utilizada pela planta de eletrólise.

A seguir, determinou-se o custo da planta de eletrólise em função da capacidade: os custos por unidade produzida são tanto maiores quanto menor a capacidade de produção da

planta de eletrólise devido à influência da economia de escala. Com o auxílio das planilhas do Microsoft Excel, onde foram introduzidas as principais características dos equipamentos que compõem o sistema de eletrólise e a partir da disponibilidade de EVT das UHEs, foi possível determinar a capacidade ótima da planta de eletrólise para obter o custo mínimo de produção de H₂ eletrolítico.

Como a produção de H₂ deve ser contínua ao longo do ano, identificou-se a faixa de capacidade de produção de H₂ eletrolítico mensal com base na disponibilidade mensal de EVT. A capacidade mensal de H₂ considerou a disponibilidade de EVT mínima de 60 MWh (em março e junho) e máxima de 12.080 MWh (em fevereiro) para a UHE Barra Grande; e mínima de 220 MWh (em julho) e máxima de 34.775 MWh (em fevereiro) para a UHE Campos Novos. Dentro dessa faixa, foi necessária a utilização de um *mix* de EVT e EF para obter-se uma produção contínua de H₂ eletrolítico, cujo custo influencia diretamente o custo do H₂ e, conseqüentemente, a capacidade ótima da planta de H₂ de cada UHE, uma vez que, como já visto, a energia elétrica é um dos principais insumos do processo de eletrólise.

A estimativa do custo do *mix* de eletricidade para a determinação da capacidade ótima da planta de H₂ (Equação 3.9) levou em consideração a média ponderada dos custos vigentes da EVT e de EF gerada pelas próprias UHEs, porém não existe um consenso de qual deve ser o custo da EVT. Souza (1998) considerou em seu estudo que o custo da energia secundária para produção de H₂ seria o correspondente à tarifa de energia temporária para substituição térmica (ETST) do subgrupo A1 (tensão de 230 kV ou mais) e A2 (tensão entre 88 e 138 kV), cujo valor em 1998 foi de 9,70 US\$.MWh⁻¹. Santos Junior (2007), Godoy (2008), Espínola (2008) e Gambetta (2010) consideraram em seus estudos que a EVT não está associada aos contratos de venda de energia, sendo em princípio desperdiçada se não fosse utilizada para a produção de H₂. O seu custo logo seria correspondente ao valor médio do pagamento pelos *royalties* na UHE Itaipu em 2007, no valor de 6,50 US\$.MWh⁻¹.

Diante da falta de uma definição específica para o custo de oportunidade da EVT, optou-se por considerar o equivalente ao fator para a determinação da Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH)⁷² em 2013, cujo valor foi de 5,09 R\$.MWh⁻¹ (2,36 US\$.MWh⁻¹)⁷³ (ANEEL, 2013).

Para o custo da EF, diante da dificuldade em encontrar dados disponíveis sobre a EF das UHEs Barra Grande e Campos Novos para o ano de 2011, considerou-se os valores do

⁷² A CFURH tem como finalidade compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia.

⁷³ Cotação média em 2013: 2,157 R\$.US\$⁻¹.

custo de geração da energia assegurada⁷⁴ pelas próprias UHEs em 2013: 83,40 e 93,16 RS.MWh⁻¹ (38,66 e 43,18 US\$.MWh⁻¹), respectivamente (BAESA; ENERCAN, 2013). Isso significa uma diferença de custo da EVT em relação ao custo da EF de mais de 16 e 18 vezes.

Além dos custos com a energia elétrica utilizada, o custo do sistema de eletrólise inclui o custo de investimento de capital e o custo de operação e manutenção (O&M), que por sua vez dependem da variação da capacidade da planta de produção. Segundo Telli (2011), o tanque de armazenamento tem custo estimado de 715 US\$.kg⁻¹. Para a vida útil do sistema de eletrólise, considerou-se o período de 20 anos, uma vez que o eletrolisador e o tanque de armazenamento têm essas mesmas durações. Esses equipamentos são os únicos responsáveis por agregar gastos relativos à O&M no período considerado (20 anos).

O eletrolisador adotado como referência é do tipo bipolar alcalino comercializado pela empresa *ELT Elektrolyse Technik*, uma das responsáveis pela construção e manutenção dos eletrolisadores desenvolvidos pela *Lurgi Bamag GmbH*. Os modelos *Lurgi* operam e fornecem H₂ com pureza entre 99,8% e 99,9% à pressão de 30 bar e capacidade de produção de H₂ na faixa de 100 a 760 m³.h⁻¹. Maiores capacidades de produção de H₂ podem ser alcançadas usando um maior número de eletrolisadores. Segundo Furlan (2012), o consumo específico médio desse modelo é de 4,8 kWh.m⁻³. Apresenta uma eficiência de 75%, potência média de 2.400 kW e potência mínima média de operação de 120 kW. Este modelo de eletrolisador opera automaticamente por meio do controle de pressão do reservatório, conectado diretamente ao eletrolisador⁷⁵.

Para o armazenamento de H₂ foi adotado como referência um modelo comercial de tanque de armazenamento, também fornecido pela empresa *ELT Elektrolyse Technik*, que possui volume interno de 110 m³ e uma pressão máxima de operação de 30 bar. Considerando uma temperatura de 25°C, a quantidade de H₂ armazenada corresponde a 2.933 m³ (CNTP), ou 264 kg aproximadamente⁷⁶ (FURLAN, 2012). O período para operação das plantas ótimas de produção e armazenamento do H₂ ocorre fora do horário de ponta de carga, isto é, durante 21 horas do dia ao longo de todo ano, resultando em uma operação das plantas de 7.665 horas por ano.

⁷⁴ A Energia Assegurada também é conhecida como Garantia Física de Energia.

⁷⁵ No modelo *Lurgi* o eletrólito utilizado é uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH, 25% g/g), no qual se aplica o conceito de circulação forçada do eletrólito para melhorar a dissipação de calor e garantir a distribuição uniforme do eletrólito em todas as células (FURLAN, 2012).

⁷⁶ A uma pressão de 30 bar o hidrogênio tem sua densidade alterada em 12,5%, e dessa forma é necessário fazer sua correção para o cálculo correto da quantidade de hidrogênio armazenada (FURLAN, 2012).

Aplicando as Equações 3.4 a 3.12 e os valores apresentados na Tabela 4.2 para os parâmetros necessários, encontrou-se o custo de produção de H₂ para cada capacidade de planta em cada UHE⁷⁷, que ao final, resultou na planta ótima de produção para cada usina, como mostrada na Tabela 4.3. É importante comentar que a determinação da planta ótima leva em consideração apenas o custo do sistema de eletrólise, incluindo o custo de capital, o custo de O&M e o custo com a energia elétrica. Com base na disponibilidade de EVT das UHEs e no consumo de energia elétrica das plantas de produção de H₂ eletrolítico foram elaboradas as Figuras 4.5 e 4.6.

Tabela 4. 2: Principais dados utilizados para a capacidade ótima das plantas de H₂

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
Consumo específico de energia do eletrolisador	4,8	kWh.m ⁻³	Furlan (2012)
Disponibilidade anual da planta de eletrólise	7.665	h.ano ⁻¹	
Densidade do hidrogênio (1bar e 0°C)	0,090	kg.m ⁻³	Silva (1991)
Tempo diário de armazenamento	21	horas	
Taxa anual de desconto	10	%	Furlan (2012)
Vida útil da planta	20	anos	Furlan (2012)
Fator recuperação de capital	11,75	%	Godoy (2008)
Taxa do custo de infraestrutura civil	18	%	Perters et al (2003)
Taxa de engenharia e supervisão	20	%	Perters et al (2003)
Taxa de despesas de construção	17	%	Perters et al (2003)
Taxa de contingências	15	%	Perters et al (2003)
Taxa anual do custo com O&M	6	%	Godoy (2008)

Fonte: Elaboração própria

Tabela 4. 3: Capacidade ótima da planta de produção de H₂ eletrolítico

Parâmetro	Barra Grande		Campos Novos	
Capacidade da planta de H ₂ (m ³ .h ⁻¹)	522		613	
Produção diária de H ₂ (m ³ .dia ⁻¹)	10.962		12.873	
Produção anual de H ₂ (m ³ .ano ⁻¹)	4.001.130		4.698.645	
Potência da planta de eletrólise (kW)	2.506		2.942	
Mês	EVT	EF	EVT	EF
Janeiro	1.600	0	1.879	0
Fevereiro	1.600	0	1.879	0
Março	60	1.540	1.879	0
Abril	1.600	0	1.879	0
Maio	1.600	0	1.879	0
Junho	60	1.540	1.879	0
Julho	940	660	220	1.659
Agosto	1.600	0	1.879	0
Setembro	1.600	0	1.879	0
Outubro	1.600	0	1.879	0

⁷⁷ Para a estimativa da planta ótima não se considera o armazenamento de hidrogênio.

Parâmetro	Barra Grande		Campos Novos	
Novembro	1.600	0	1.879	0
Dezembro	1.600	0	940	939
Percentual de EVT e EF	81%	19%	88%	12%
Consumo anual de EVT e EF	15.464	3.742	19.955	2.599
Consumo anual de energia elétrica	19.205	MWh.ano ⁻¹	22.553	MWh.ano ⁻¹
Consumo mensal de energia elétrica	1.600	MWh.mês ¹	1.879	MWh.mês ¹
Custo do <i>mix</i> de energia elétrica	9,43	US\$.MWh ⁻¹	7,06	US\$.MWh ⁻¹
Custo unitário da planta de eletrólise	1.228	US\$.kW ⁻¹	1.208	US\$.kW ⁻¹
Custo total da planta de eletrólise	3.076.463	US\$	3.553.019	US\$
Custo anual de capital	361.360	US\$.ano ⁻¹	417.336	US\$.ano ⁻¹
Custo anual de O&M	184.588	US\$.ano ⁻¹	213.181	US\$.ano ⁻¹
Custo anual de energia elétrica	181.156	US\$.ano ⁻¹	159.333	US\$.ano ⁻¹
Custo anual de produção do H ₂	727.104	US\$.ano ⁻¹	789.850	US\$.ano ⁻¹
Custo do H ₂ eletrolítico produzido (somente eletrólise)	0,182	US\$.m ⁻³	0,168	US\$.m ⁻³
	2,019	US\$.kg ⁻¹	1,868	US\$.kg ⁻¹
Capacidade de armazenamento	987	kg.dia ⁻¹	1159	kg.dia ⁻¹

Fonte: Elaboração própria

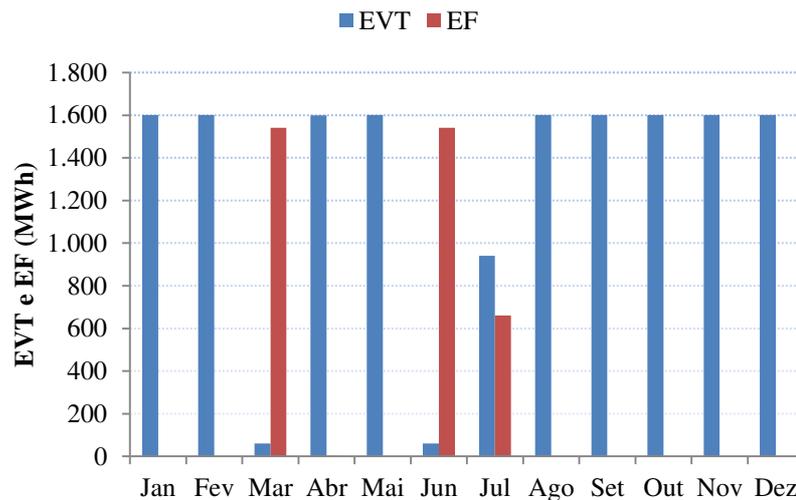


Figura 4. 5: Disponibilidade média mensal de EVT e consumo de EF da UHE Barra Grande

Fonte: Elaboração própria

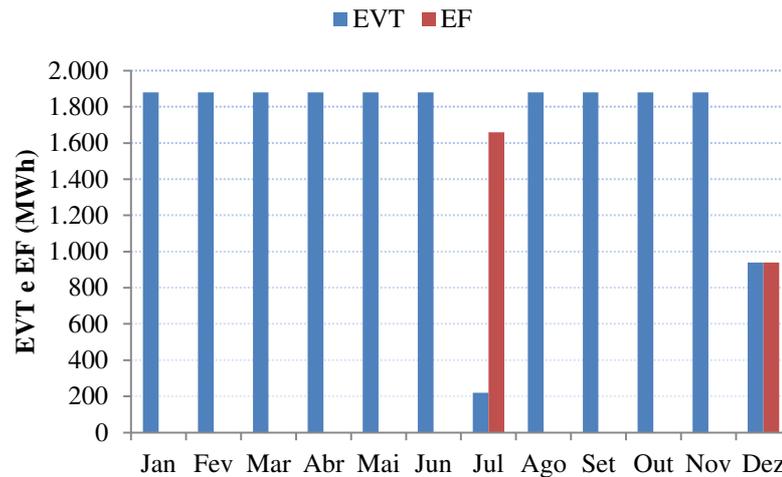


Figura 4. 6: Disponibilidade média mensal de EVT e consumo de EF da UHE Campos Novos

Fonte: Elaboração própria

Na UHE Barra Grande, observa-se que nos meses de março, junho e julho não haveria EVT suficiente para suprir a demanda de energia da planta de produção de H₂ e no caso da planta da UHE Campos Novos não haveria EVT suficiente disponível para atender o consumo de energia elétrica nos meses de julho e dezembro. Assim, a falta da EVT nesses meses foi complementada com EF para não haver a paralização da produção de H₂ eletrolítico nas plantas ótimas das UHEs ao longo do ano.

O fator de disponibilidade de EVT é de fundamental importância na análise do custo do H₂ eletrolítico, pois o mesmo impacta tanto em virtude do custo do *mix* de energia elétrica usada, que acaba sendo menor quando composto por uma parcela maior de EVT, cujo custo é relativamente menor, quanto em função dos ganhos de escala, uma vez que o custo unitário da planta de eletrólise se reduz com o aumento da capacidade de produção, como foi observado na Figura 3.2. Por esse motivo, o custo de produção do H₂ eletrolítico na planta da UHE Barra Grande foi maior (0,18 US\$.m⁻³) quando comparado com o custo de produção do H₂ na planta da UHE Campos Novos (0,17 US\$.m⁻³), que utilizou uma parcela maior de EVT.

Outro fator importante no custo de produção do H₂ é o valor do equipamento da planta de eletrólise, que tem um forte impacto no seu custo. Com a perspectiva de redução do eletrolisador e maior eficiência energética do processo, a utilização energética do H₂ pode se tornar mais atraente do ponto de vista econômico.

O custo total de produção do H₂ considera outros custos de capital de instalação associados ao sistema de eletrólise, como o custo de investimento do sistema de compressão e armazenamento, o custo com engenharia e supervisão, o custo associado à infraestrutura civil,

o custo de eventuais contingências e o custo com despesas de construção. Considerando esses demais custos foi obtido o custo total do H₂ produzido nas plantas ótimas das UHEs Barra Grande e Campos Novos, que é apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4. 4: Custo total de produção do hidrogênio eletrolítico

Parâmetro	Barra Grande	Campos Novos	Unidade
Capacidade da planta de H ₂	522	613	m ³ .h ⁻¹
Produção anual de H ₂	4.001.130	4.698.645	m ³ .ano ⁻¹
Potência da planta de eletrólise	2.506	2.942	kW
Consumo anual de EE da planta de eletrólise	19.205	22.553	MWh.ano ⁻¹
Custo de capital da planta de eletrólise	3.076.463	3.553.019	US\$
Custo de capital dos cilindros (30 bar)	705.405	828.378	US\$
Custo de capital total de equipamentos	3.781.868	4.381.396	US\$
Custo de infraestrutura civil	680.736	788.651	US\$
Custo de engenharia e supervisão	756.374	876.279	US\$
Custo de despesas de construção	642.918	744.837	US\$
Custo de contingências	567.280	657.209	US\$
Custo de capital total da planta de eletrólise	6.429.175	7.448.373	US\$
Custo anual de capital	755.168	874.883	US\$.ano ⁻¹
Custo anual de O&M	385.751	446.902	US\$.ano ⁻¹
Custo anual de EE	181.156	159.333	US\$.ano ⁻¹
Custo anual total de produção do H ₂	1.322.075	1.481.119	US\$.ano ⁻¹
Custo total do H ₂ eletrolítico produzido	0,330	0,315	US\$.m ⁻³
	3,671	3,502	US\$.kg ⁻¹

Fonte: Elaboração própria

No sistema de eletrólise não foi usado compressor ao se optar por um eletrolisador que fornece o H₂ a uma pressão superior à pressão atmosférica. Com base nos equipamentos comerciais que se tem conhecimento, foi escolhido um equipamento que opera a 30 bar. Com isso, evita-se o uso de um dispositivo a mais, bem como todos os custos a ele associados.

Com relação ao tanque de armazenamento, a sua pressão não pode ser menor que a pressão de funcionamento da tecnologia de conversão do H₂ em energia elétrica, nem maior que a pressão determinada pelo eletrolisador, já que o sistema não contou com um compressor para que se pudesse atingir maiores pressões. Por isso, foi escolhido um cilindro que também opera a 30 bar.

A Tabela 4.5 mostra uma comparação dos resultados obtidos em outros estudos realizados sobre o aproveitamento da EVT na produção de H₂ eletrolítico para avaliar a coerência nos números encontrados referentes ao custo total de produção do H₂.

Tabela 4. 5: Custos de produção do H₂ eletrolítico com o aproveitamento da EVT e EF

Referencias	Capacidade de produção da planta de H ₂ (m ³ .h ⁻¹)	Custo de produção do H ₂ eletrolítico (US\$.m ⁻³)
Souza (1998)	23.000	0,134
Gambetta (2010)	4.365	0,240
Godoy (2008)	4.040	0,257
Campos Novos	613	0,315
Barra Grande	522	0,330

Fonte: Elaboração própria

Diante dos resultados obtidos, observa-se que qualquer aumento da capacidade de produção da planta de H₂ eletrolítico, acima daquela cuja demanda seja atendida apenas com a menor disponibilidade de EVT ao longo do ano, exigiu um *mix* de energia com EF, cujo custo foi superior e impactou o custo do H₂ produzido.

A planta ótima de H₂ que obteve um maior *mix* de EVT e EF resultou em maior custo do H₂ eletrolítico, com destaque para o caso da UHE Barra Grande, cujo custo foi maior e a capacidade menor. Esse fato confirma a relação inversamente proporcional existente entre custo do H₂ e capacidade de produção da planta. O maior custo do H₂ obtido na planta ótima da UHE Barra Grande se deve ao custo da energia elétrica, o qual foi impactado pelo uso de uma parcela maior de EF no *mix* de EVT e EF. Com isso, o custo da energia elétrica ficou estimado em 9,43 US\$.MWh⁻¹, o qual foi maior que o custo estimado na UHE Campos Novos (7,06 US\$.MWh⁻¹). Ao comparar o custo do H₂ obtido nas UHEs com as referências citadas na Tabela 4.5, verificou-se que os resultados estão coerentes com o ganho de escala esperado.

4.4 Produção de energia elétrica no horário de ponta de carga

O H₂ produzido ao longo das 21 horas do dia é armazenado e convertido em energia elétrica no horário de ponta de carga, durante três horas consecutivas ao longo dos 365 dias do ano. O horário de ponta de carga atende à demanda mais elevada por eletricidade e compreende dois períodos no Brasil: das 18 às 21 horas (horário normal) e das 19 às 22 horas (horário de verão).

A produção diária de H₂ no eletrolisador é interrompida apenas durante o horário de ponta de carga, quando é possível, sempre que necessário, realizar a manutenção periódica do sistema de eletrólise. Considerando que as plantas de H₂ operem 7.665 horas por ano, o

que corresponde a 87,5% de disponibilidade das plantas, o período para manutenção é de 45 dias por ano.

Após ser produzido, o H₂ é armazenado em cilindros cujo volume hidráulico é de 110 m³ operando a uma pressão máxima de 30 bar. Para a conversão do H₂ eletrolítico em energia elétrica no horário de ponta de carga são adotadas turbinas a gás e CaC com intenção de comparação entre as tecnologias de conversão.

Atualmente, não está disponível no mercado um modelo específico de turbina a gás que opere diretamente com H₂ para geração estacionária de energia, porém alguns estudos estão sendo realizados visando o seu desenvolvimento. Neste caso, foi adotado um modelo de turbina a gás que opera em ciclo simples e utiliza gás natural como combustível. Os dados de operação da turbina a gás modelo Ruston TB4000 fabricado pela empresa *Ruston* (3,5 MW de potência máxima) foram utilizados no software *Gas Turbine Simulation (GTS)*⁷⁸ para se obter dados de eficiência deste modelo operando com H₂. A eficiência encontrada para a turbina a gás foi de 29,2% (temperatura de combustão = 1.370 K e pressão = 12,3 bar).

A CaC selecionada neste trabalho para a reconversão do H₂ em energia elétrica foi o modelo GenCore 5T48 fabricada pela empresa *Tyco* (sob licença da norte-americana *Plug Power*), e adquirida da empresa Battistella, a qual comercializa tal equipamento no Brasil. O inversor da empresa *Xantrex* modelo XW6048, foi integrado à CaC⁷⁹. Considerou-se o consumo específico de H₂ do sistema de CaC e inversor de 0,88 m³.kWh⁻¹⁸⁰, valor esse que foi obtido da operação do sistema experimental de um projeto de P&D da ANEEL, executado no Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP (AQUA GENESIS, 2012 c).

A partir da definição do *mix* de EVT e EF, da determinação da capacidade ótima da planta de eletrólise e dos dados das tecnologias de conversão adotadas como referência foi possível, a partir da produção anual de H₂ eletrolítico, estimar a quantidade de energia elétrica entregue à rede nos horários de demanda mais elevada utilizando turbina a gás (Equação 3.13) e CaC (Equação 3.14). Os resultados estão apresentados na Tabela 4.6.

⁷⁸ O software não comercial *Gas Turbine Simulation (GTS)* foi desenvolvido com a cooperação de alunos do curso de graduação em Engenharia Mecânica da UNICAMP orientados do Prof. Arnaldo Walter ao longo de trabalhos de Iniciação Científica e de Conclusão de Curso. Sua função principal é simular operações de ciclos de turbinas a gás e de ciclos a vapor.

⁷⁹ Este sistema de CaC gera energia elétrica em corrente contínua estabilizada e assim, para que a energia possa ser despachada na rede de distribuição, é necessário um inversor de frequência para alterná-la e sincronizá-la com o padrão, garantindo desta forma a qualidade de energia requerida pela concessionária.

⁸⁰ Uma maior quantidade de energia elétrica gerada pode ser obtida utilizando um modelo de CaC que possui um menor consumo específico, como o usado por Furlan (2012). Este modelo da empresa canadense *Ballard* fornece 1 MW como máxima potência de saída podendo ser utilizada em módulos de 500 kW. Possui uma faixa de tensão entre 380 e 480V AC, utiliza hidrogênio como combustível, com grau de pureza 98% mol/mol e pressão mínima de operação de 4 bar, apresenta uma eficiência elétrica de 48% (± 2%) e consumo específico de hidrogênio de 0,69 m³.kWh⁻¹.

Tabela 4. 6: Produção de hidrogênio e energia elétrica entregue à rede no horário de ponta

Parâmetro	Barra Grande	Campos Novos	Unidade
Turbina a gás			
Produção de H ₂ eletrolítico	4.001.130	4.698.645	m ³ .ano ⁻¹
Potência da TG	3,2	3,7	MW
Produção de energia elétrica	3.497	4.106	MWh.ano ⁻¹
Célula a combustível			
Produção de H ₂ eletrolítico	4.001.130	4.698.645	m ³ .ano ⁻¹
Potência da CaC	4,2	4,9	MW
Produção de energia elétrica	4.547	5.339	MWh.ano ⁻¹

Produção de H₂ corresponde a 7.665 h.ano⁻¹.

Produção de EE corresponde a 1.095 h.ano⁻¹.

Fonte: Elaboração própria

Desde a entrada em operação das UHEs Barra Grande e Campos Novos nos anos de 2005 e 2006, respectivamente, até 2011, a quantidade de energia elétrica gerada foi de 19,7 e 21,2 TWh (BAESA; ENERCAN, 2013), como pode ser visto na Figura 4.7.

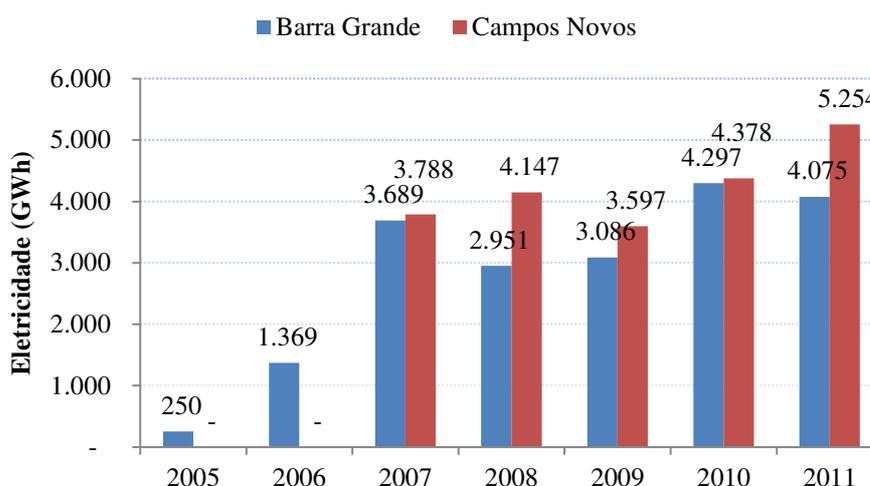


Figura 4. 7: Geração de energia elétrica nas UHEs Barra Grande e Campos Novos

Fonte: BAESA; ENERCAN, 2013

As condições hidrológicas favoráveis durante esse período permitiram às UHEs uma geração de eletricidade em 2011 de 4.075 GWh em Barra Grande e de 5.254 GWh em Campos Novos. Dentro desse contexto, a produção de energia no horário de ponta de carga a partir do H₂ eletrolítico usando turbina a gás corresponde a 0,09% e 0,08% da energia gerada pelas UHEs em 2011. Com CaC, equivale a 0,11% e 0,10% da energia gerada pelas UHEs no mesmo ano. Uma produção de 0,10% da eletricidade comercializada com uma condição cinco

vezes maior no horário de ponta de carga significa, aproximadamente, 0,5% do faturamento das empresas.

Apesar do montante gerado, essa atividade de projeto permite otimizar o sistema de produção de eletricidade em UHEs já existentes, evitando, assim, a construção de novos empreendimentos hidroelétricos e o uso de combustíveis fósseis durante o horário de ponta de carga ao se aproveitar uma energia excedente que é desperdiçada. Além disso, é possível diversificar a matriz de energia e aumentar a segurança energética nacional, pois o preço de venda da energia elétrica no horário de ponta de carga é, relativamente, muito maior que o preço praticado fora do horário de ponta de carga.

Com relação à eficiência das tecnologias de conversão, é interessante mencionar que, quando se utiliza a mesma quantidade de H₂ em diferentes tecnologias, observa-se que a eletricidade gerada é maior com CaC do que com turbina a gás, devido à tecnologia de CaC ser uma rota mais eficiente do ponto de vista energético, que a rota da turbina, porém é ainda mais cara. Embora a eficiência verificada no uso do H₂ em rotas tecnológicas de combustão seja, relativamente, menor que em sistemas como CaC, a opção também pelo uso de turbina a gás está na perspectiva de curto prazo para o aproveitamento do H₂, ou seja, de uma fase intermediária até o seu uso em sistemas mais eficientes, porém mais caros.

4.5 Emissões de projeto

4.5.1 Emissões dos reservatórios de água das UHEs

As emissões de carbono da produção de H₂ eletrolítico foram estimadas com base na demanda de energia elétrica necessária no processo de eletrólise. Nesta etapa foi necessário o aproveitamento de um *mix* de energia de EVT e EF no eletrolisador para que o sistema de produção de H₂ pudesse funcionar continuamente ao longo de todo ano. Por isso, estimou-se a parcela de CO_{2e} referente ao reservatório de água, ou seja, a parcela de emissões de CO_{2e} que a EF carrega para a produção de H₂ no eletrolisador. Para tanto, foi preciso determinar o fator de potência das UHEs Barra Grande e Campos Novos.

A Tabela 4.7 apresenta os dados das UHEs que foram utilizados na determinação da densidade de potência das UHEs, ao se aplicar a Equação 2.6. A Tabela 4.8 apresenta as

emissões de carbono associadas à EF utilizada para complementar a EVT na produção de H₂ eletrolítico (Equação 2.8).

Tabela 4. 7: Dados das usinas hidroelétricas e da EVT disponível

Parâmetro	Barra Grande	Campos Novos	Unidade
Entrada em operação	2005	2006	ano
Potência nominal	690	880	MW
Área do reservatório	95	34,6	km ²
Consumo de EVT	15.464	19.955	MWh.ano ⁻¹
Consumo de EF	3.742	2.599	MWh.ano ⁻¹
Consumo de EVT + EF	19.205	22.553	MWh.ano ⁻¹

Fonte: BAESA; ENERCAN, 2006

Tabela 4. 8: Emissões associadas à energia firme da produção de hidrogênio

Parâmetro	Barra Grande	Campos Novos	Unidade
Densidade de potência	7,26	25,43	W.m ⁻²
Fator de emissão de carbono	90	0	kgCO ₂ .MWh ⁻¹
Emissões de projeto	337	0	tCO ₂ .ano ⁻¹

Fonte: Elaboração própria

Na UHE Campos Novos as emissões de carbono da produção de H₂ eletrolítico são nulas mesmo com o uso de uma parcela de EF no processo de eletrólise. Isso se explica pelo valor da sua densidade de potência (25,43 W.m⁻²) ser superior a 10 W.m⁻². Neste caso, utiliza-se um fator de emissão de carbono nulo. Dessa forma, as emissões referentes ao uso da EF estão presentes apenas na UHE Barra Grande que apresentou sua densidade de potência superior a 4 W.m⁻² e inferior a 10 W.m⁻² (7,26 W.m⁻²), sendo atribuída um fator de emissão de 90 kgCO₂.MWh⁻¹, resultando em uma emissão de 337 tCO₂.ano⁻¹.

4.6 Emissões da linha de base

4.6.1 Fatores de emissão da margem de operação e margem de construção

Desde 2006, o MCTI disponibiliza os fatores de emissão da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) para o cálculo do fator de emissão de CO₂ através da geração de energia elétrica no SIN do Brasil para ser usado em uma determinada atividade de

projeto. A Figura 4.8 apresenta a evolução dos fatores de emissão médio da OM pelo método da análise de despacho e da BM ao longo dos anos (MCTI, 2013 b).

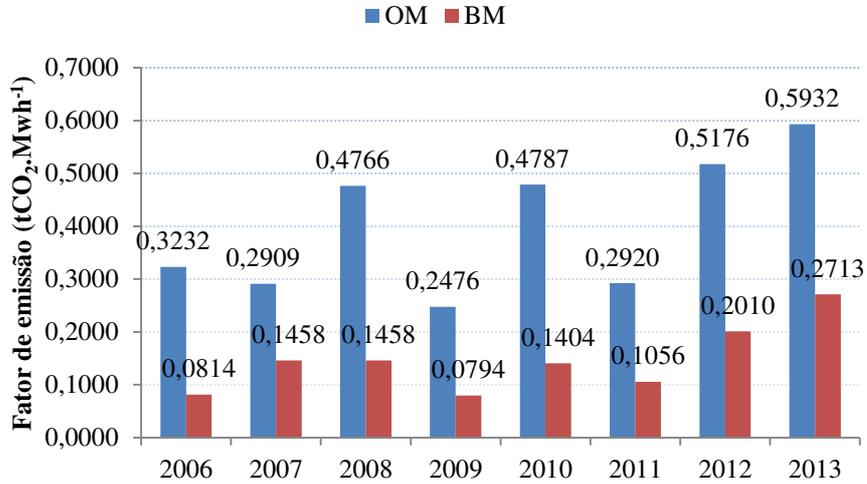


Figura 4. 8: Fatores de emissão da margem de operação e da margem de construção

Fonte: MCTI, 2013 b

Na Figura 4.8, os fatores de emissão variam ao longo dos anos, o que indica que nos anos de maiores valores houve o acionamento de mais usinas térmicas alimentadas por combustíveis fósseis na operação do SIN, refletindo em um fator de OM mais elevado. Com base na produção de energia das UHEs nacionais e UTEs convencionais despachadas pelo o ONS foi elaborada a Figura 4.9 que mostra essa evolução para os mesmos anos.

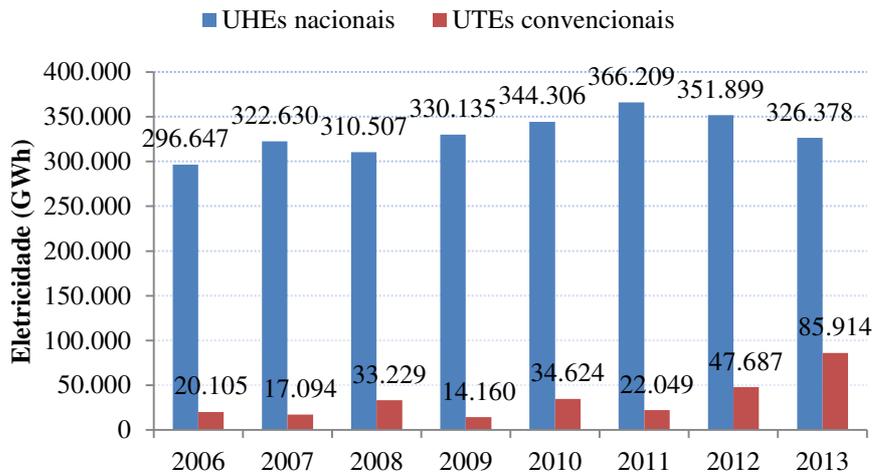


Figura 4. 9: Geração de energia por hidroelétricas nacionais e termelétricas convencionais

Fonte: ONS, 2013 c

Na Figura 4.9 pode-se confirmar que a variação do fator de OM entre 2006 e 2013 se deve à maior participação das UTEs convencionais no SIN que são, geralmente, acionadas em função de condições hidrológicas desfavoráveis.

A proposta da atividade de projeto é gerar energia elétrica em turbina a gás e CaC a partir do H₂ eletrolítico para complementar o fornecimento no horário de ponta de carga do SIN e evitar que mais UTEs sejam acionadas para atender a demanda neste horário. Assim, calculou-se o fator de emissão da OM apenas para esse horário a partir da média dos valores, os quais são disponibilizados anualmente na forma mensal, diário e horário pelo MCTI (MCTI, 2013 b).

O horário de ponta de carga é o horário com maior demanda energética no Brasil e vigoram dois horários ao longo do ano: o normal e o horário de verão. No horário normal, a ponta de carga compreende o período das 18 às 21 horas; enquanto que no horário de verão, ocorre o deslocamento de uma hora, indo das 19 até às 22 horas. Em 2013 o horário de verão foi de 1º de janeiro até 16 de fevereiro (horário de verão 2012/2013) e depois recomeçou em 20 de outubro até 31 de dezembro (horário de verão 2013/2014) (MCTI, 2013 b). A Tabela 4.9 apresenta os valores médios mensais do fator de emissão na OM para o intervalo das três horas diárias consecutivas referentes ao horário de ponta de carga para o ano base de 2013 em tCO₂.MWh⁻¹.

Tabela 4. 9: Média dos fatores de emissão na OM em horário de ponta de carga

D	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	0,5858	0,6026	0,5840	0,6241	0,5663	0,6052	0,5917	0,5325	0,5781	0,5749	0,6237	0,6330
2	0,6000	0,6036	0,5828	0,6041	0,5800	0,5675	0,6000	0,5526	0,5459	0,5862	0,6105	0,6050
3	0,5988	0,6054	0,5807	0,6121	0,5824	0,6053	0,5942	0,5634	0,5608	0,5884	0,6159	0,6021
4	0,6048	0,6066	0,5851	0,6142	0,6046	0,6170	0,5732	0,5822	0,5626	0,5920	0,6162	0,6123
5	0,6053	0,6000	0,5919	0,6134	0,5920	0,6106	0,5757	0,5558	0,6016	0,5613	0,6088	0,6144
6	0,5980	0,5995	0,5986	0,6162	0,5807	0,6114	0,5393	0,5535	0,5899	0,5217	0,6116	0,6261
7	0,6021	0,5997	0,5948	0,5946	0,5779	0,6048	0,5401	0,5505	0,5874	0,5495	0,6130	0,6560
8	0,6018	0,6019	0,5901	0,6165	0,5853	0,6041	0,5176	0,5457	0,5829	0,5444	0,5978	0,6415
9	0,6029	0,6051	0,5909	0,6101	0,5892	0,5837	0,5494	0,5387	0,5840	0,5332	0,5987	0,6090
10	0,6009	0,5856	0,5727	0,6118	0,5786	0,6107	0,5496	0,5509	0,5794	0,5336	0,5984	0,6060
11	0,5929	0,5714	0,6079	0,6116	0,5860	0,6097	0,5685	0,5696	0,5977	0,5521	0,5956	0,6162
12	0,6060	0,5746	0,6073	0,6088	0,5759	0,6139	0,5717	0,5709	0,5970	0,5823	0,6043	0,6014
13	0,6027	0,5864	0,6061	0,5459	0,5886	0,6094	0,5794	0,5400	0,5831	0,5709	0,6197	0,6020
14	0,6022	0,5910	0,6055	0,5722	0,5926	0,6075	0,5878	0,5433	0,5821	0,5940	0,6262	0,6012
15	0,6015	0,5892	0,5955	0,6121	0,5933	0,6020	0,5664	0,5394	0,5614	0,6039	0,5979	0,5895
16	0,6028	0,5827	0,5791	0,6088	0,5940	0,5951	0,5725	0,5542	0,5849	0,6005	0,5896	0,5849
17	0,6025	0,5764	0,5683	0,6096	0,5766	0,6134	0,5479	0,5624	0,5913	0,6022	0,5929	0,5945
18	0,6056	0,5996	0,5943	0,6161	0,5991	0,6140	0,5594	0,5713	0,5963	0,5861	0,6035	0,5945
19	0,6078	0,5991	0,5902	0,6155	0,5883	0,6151	0,5668	0,5479	0,5938	0,5956	0,6186	0,5994
20	0,6061	0,6013	0,5910	0,5759	0,5758	0,6123	0,5766	0,5384	0,5947	0,6051	0,6125	0,6209
21	0,5997	0,5986	0,5850	0,6050	0,5743	0,6105	0,5824	0,5444	0,6213	0,6061	0,6016	0,6157

D	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
22	0,6056	0,5937	0,5897	0,6002	0,5807	0,6304	0,5576	0,5463	0,5965	0,6035	0,5848	0,6124
23	0,6096	0,6060	0,5970	0,5911	0,5770	0,6214	0,5542	0,5530	0,5882	0,6162	0,5915	0,6097
24	0,6135	0,6068	0,6174	0,5923	0,5765	0,6209	0,5797	0,5280	0,5856	0,5997	0,5995	0,6125
25	0,6159	0,5986	0,5922	0,5947	0,6091	0,6247	0,5800	0,5420	0,5911	0,6041	0,6021	0,6266
26	0,6283	0,5857	0,5963	0,5880	0,5841	0,6171	0,5753	0,5179	0,5920	0,6179	0,6054	0,5726
27	0,6031	0,5915	0,5907	0,5814	0,6203	0,6103	0,5782	0,5339	0,5965	0,6264	0,6067	0,5818
28	0,5986	0,5857	0,5881	0,5924	0,6128	0,6130	0,5936	0,5335	0,6037	0,6159	0,6073	0,5822
29	0,5985		0,5872	0,5821	0,6104	0,6333	0,5739	0,5301	0,5981	0,6112	0,6041	0,5930
30	0,5978		0,6071	0,5801	0,5917	0,6294	0,5717	0,5298	0,6024	0,6217	0,6162	0,6192
31	0,5996		0,6185		0,6097		0,5690	0,5428		0,6213		0,6271
M	0,6032	0,5946	0,5931	0,6000	0,5888	0,6108	0,5691	0,5473	0,5877	0,5878	0,6058	0,6085

D = dia; M = média do mês.

Fonte: Elaboração própria

O fator anual de emissão na OM para as três horas referentes ao horário de ponta de carga é de $0,5914 \text{ tCO}_2.\text{MWh}^{-1}$, enquanto que o disponibilizado pelo MCTI (2013 b) para o ano de 2013 foi de $0,5932 \text{ tCO}_2.\text{MWh}^{-1}$. O fator de emissão médio da margem de construção (BM) fornecido pelo MCTI (2013 b) também em 2013 foi de $0,2713 \text{ tCO}_2.\text{MWh}^{-1}$.

4.6.2 Fator de emissão da margem combinada

O fator de emissão da CM é obtido a partir de uma média ponderada entre os fatores de emissão da OM e da BM, cujos pesos (W) são 0,5 para OM e para BM no primeiro período de obtenção de créditos de carbono; e $W_{OM} = 0,75$ e $W_{BM} = 0,25$ para o segundo e terceiro período de crédito. A partir dos fatores de emissão da OM e BM, foi possível calcular o fator de emissão da linha de base do sistema elétrico (CM) a partir da Equação 2.27, o qual é utilizado para determinar as emissões na ausência da atividade de projeto.

Tabela 4. 10: Determinação do fator de emissão para o sistema elétrico

Dados	Fator	Unidade
$EF_{\text{grid,OM,y}}$	0,5914	$(\text{tCO}_2.\text{MWh}^{-1})$
$EF_{\text{grid,BM,y}}$	0,2713	$(\text{tCO}_2.\text{MWh}^{-1})$
W_{OM}	0,5	
W_{BM}	0,5	
$EF_{\text{grid,CM,y}}$	0,4314	$(\text{tCO}_2.\text{MWh}^{-1})$

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 4.11 mostra as emissões de carbono estimadas a partir da Equação 2.9, tendo como referência o cenário de linha de base, em que há ausência da atividade de projeto.

Tabela 4. 11: Emissões da linha de base no horário de ponta de carga

Parâmetro	Barra Grande	Campos Novos	Unidade
Turbina a gás			
Produção de energia elétrica	3.497	4.106	MWh.ano ⁻¹
Emissões da linha de base	1.508	1.771	tCO ₂ e.ano ⁻¹
Célula a combustível			
Produção de energia elétrica	4.547	5.339	MWh.ano ⁻¹
Emissões da linha de base	1.961	2.303	tCO ₂ e.ano ⁻¹

Fonte: Elaboração própria

As emissões de linha de base no horário de ponta de carga variam entre as UHEs Barra Grande e Campos Novos. Esse fato se explica pela quantidade de energia elétrica que é gerada, pois quanto mais eficiente é a tecnologia de conversão, maior é a produção de energia elétrica no horário de ponta de carga e, conseqüentemente, maiores são as emissões evitadas de carbono em relação à linha de base. Isso ocorreu com as duas UHEs que apresentaram as maiores produções de energia elétrica e, conseqüentemente, as maiores emissões evitadas de carbono quando utilizam CaC como rota tecnológica de conversão.

4.7 Reduções de emissões de carbono

A estimativa final das emissões de carbono da atividade de projeto corresponde à diferença entre as emissões na linha de base e as emissões da atividade de projeto. A Tabela 4.12 mostra a estimativa do total das emissões evitadas de carbono pelas atividades de projeto com turbina a gás e CaC obtidas a partir da Equação 2.10.

Tabela 4. 12: Reduções de emissões de carbono no horário de ponta de carga

Parâmetro	Barra Grande	Campos Novos	Unidade
Turbina a gás			
Emissões de projeto	337	0	tCO ₂ e.ano ⁻¹
Emissões da linha de base	1.508	1.771	tCO ₂ e.ano ⁻¹
Redução de emissões	1.172	1.771	tCO ₂ e.ano ⁻¹
Célula a combustível			
Emissões de projeto	337	0	tCO ₂ e.ano ⁻¹
Emissões da linha de base	1.961	2.303	tCO ₂ e.ano ⁻¹
Redução de emissões	1.624	2.303	tCO ₂ e.ano ⁻¹

Fonte: Elaboração própria

O aproveitamento da EVT disponível das UHEs para a produção de H₂ eletrolítico e posterior reconversão em energia elétrica para uso no horário de ponta de carga do SIN se mostrou vantajosa na redução das emissões de carbono, pois quanto maior a disponibilidade de EVT, mais significativas são as emissões evitadas na margem de operação. Isso ocorreu com a UHE Campos Novos, que apresentou maior redução de emissões de carbono do que a UHE Barra Grande, independente da escolha da tecnologia de conversão.

4.8 Custo da energia elétrica gerada no horário de ponta de carga

A obtenção das RCEs está associada ao critério de adicionalidade, que se refere à comparação entre o que a atividade de projeto emitiria de carbono e o nível de emissão na ausência da atividade de projeto. Assim, a quantidade de RCEs comercializáveis corresponde às reduções de emissões (ER_v) com a implementação da atividade de projeto.

O crédito de carbono no mercado internacional ou voluntário reduziu bastante ao longo dos anos. O preço da tonelada de carbono adotada serve apenas para ilustrar e discutir os resultados obtidos, bem como estimar o impacto que a comercialização das RCEs pode ter no custo de geração de energia elétrica no horário de ponta de carga. O preço médio de referência utilizado nesta tese foi de 4,9 US\$.tCO₂⁻¹ para o ano de 2013. Em 2011, o preço no mercado voluntário foi de 6,2 US\$.tCO₂⁻¹ e em 2012 de 5,9 US\$.tCO₂⁻¹ (ECOSSYSTEM MARKTPLACE, 2014). A Tabela 4.13 mostra os resultados obtidos.

Tabela 4. 13: Receita bruta obtida com as reduções de emissões de carbono

Parâmetro	Barra Grande	Campos Novos	Unidade
Turbina a gás			
Redução de emissões	1.172	1.771	tCO ₂ e.ano ⁻¹
Receita com a venda das RECs	5.740	8.679	US\$.ano ⁻¹
Célula a combustível			
Redução de emissões	1.624	2.303	tCO ₂ e.ano ⁻¹
Receita com a venda das RECs	7.960	11.285	US\$.ano ⁻¹

Fonte: Elaboração própria

Para analisar o impacto que as receitas obtidas com a venda das RECs poderiam ter no custo de geração de eletricidade com turbina a gás e CaC no horário de ponta de carga, deve-se estimar o custo da energia elétrica gerada por essas rotas tecnológicas.

A estimativa do custo da energia elétrica é feita considerando todo o investimento realizado na produção e armazenamento do H₂ eletrolítico, além do investimento realizado na sua reconversão em energia elétrica. Os custos de reconversão do gás dependem dos custos de investimento e de O&M da tecnologia de conversão e dos custos com insumos (H₂). Assim, para determinar o custo da energia elétrica utiliza-se a Equação 4.1.

$$C_{EE} = \frac{C_{TC} + C_H}{P_{EE}} \quad (\text{Eq. 4.1})$$

Onde C_{EE} é o custo da energia elétrica gerada (US\$.MWh⁻¹); C_{TC} é o custo anual da tecnologia de conversão (US\$.ano⁻¹); C_H , o custo anual com H₂ gerado na planta ótima (US\$.ano⁻¹) e; P_{EE} , a produção anual de energia elétrica (MWh.ano⁻¹).

O custo anual com H₂ é obtido pelo produto do custo na planta ótima (US\$.m⁻³) com a produção anual de H₂ (m³.ano⁻¹). O custo anual da tecnologia de conversão (turbina a gás ou CaC) é calculado pela Equação 4.2 (FERREIRA, 2003):

$$C_{TC} = [(FRC \cdot C_u) + C_{O\&M}] \cdot P_{TC} \quad (\text{Eq. 4.2})$$

Onde FRC é o fator de recuperação de capital da tecnologia de conversão (%); C_u , o custo unitário da tecnologia de conversão (US\$.kW⁻¹); $C_{O\&M}$, o custo anual de O&M da tecnologia de conversão (US\$.kW⁻¹.ano⁻¹) e P_{TC} , a potência da tecnologia de conversão (kW).

O FRC da tecnologia de conversão para as tecnologias de conversão pode ser calculado pela mesma expressão usada no sistema de eletrólise (Equação 4.3):

$$FRC = \frac{d(1+d)^n}{(1+d)^n - 1} \quad (\text{Eq. 4.3})$$

Onde d é a taxa anual de desconto (%); e n , o número de anos para a amortização do capital investido (vida útil da tecnologia de conversão).

Segundo Ferreira (2003), a potência da tecnologia de conversão corresponde à potência útil de saída da tecnologia de conversão (ou seja, já em corrente alternada) e pode ser obtida pela Equação 4.4:

$$P_{TC} = \frac{E_u}{T_R} \quad (\text{Eq. 4.4})$$

Onde E_u é a energia útil de saída da tecnologia de conversão (já em corrente alternada) (kWh) e; T_R é o tempo diário de reconversão do H_2 (h).

As CaC, por se tratarem de equipamentos em pleno desenvolvimento tecnológico, não possuem ainda um custo unitário bem determinado, uma vez que este custo diminui com o amadurecimento da tecnologia e, muitos sistemas instalados, por se tratarem de sistemas utilizados em P&D, não têm seus custos revelados. No caso das turbinas a gás, tendo em vista a melhoria na eficiência e o emprego de materiais mais resistentes a altas temperaturas ao longo dos últimos 20 anos, seus custos têm-se mostrados decrescentes no mercado.

A Tabela 4.14 apresenta os dados usados para estimar o custo da energia elétrica gerada. A partir do custo anual de capital e de O&M da tecnologia de conversão, do custo anual de produção de H_2 eletrolítico e da quantidade de energia elétrica gerada no horário de ponta foi possível determinar o custo da energia gerada com H_2 em cada UHE aplicando as Equações 4.1 à 4.4. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.15.

Tabela 4. 14: Principais dados utilizados para o custo da energia elétrica gerada com H_2

Parâmetro	Valor	Unidade	Fonte
Turbina a gás			
Custo unitário com potências até 3,7 MW	483	US\$.kW ⁻¹	Tolmasquim (2003)
Custo anual de O&M com potência até 5 MW	10	US\$.kW ⁻¹	Selch (2009)
Taxa anual de desconto	10	%	Furlan (2012)
Vida útil da tecnologia	20	anos	Sordi et al (2006)
Fator recuperação de capital	11,75	%	Godoy (2008)
Célula a combustível			
Custo unitário da CaC tipo PEM com potências superiores a 20 kW	1.500	US\$.kW ⁻¹	Tomas et al (2000)
Custo anual de O&M com potência superior a 250 kW	49	US\$.kW ⁻¹	Lipman et al (2004)
Taxa anual de desconto	10	%	Furlan (2012)
Vida útil da tecnologia	10	anos	Furlan (2012)
Fator recuperação de capital	16,27	%	Godoy (2008)
Redução do custo unitário da CaC tipo PEM com potências até 10 kW até 2020	450	US\$.kW ⁻¹	CGEE (2010 b)

Fonte: Elaboração própria

Tabela 4. 15: Custo da energia elétrica gerada no horário de ponta de carga

Parâmetro	Barra Grande	Campos Novos	Unidade
Turbina a gás			
Custo anual total do H ₂ eletrolítico	1.322.075	1.481.119	US\$.ano ⁻¹
Custo anual de capital	181.166	212.748	US\$.ano ⁻¹
Custo anual de O&M	31.933	37.500	US\$.ano ⁻¹
Produção anual de EE	3.467	4.106	MWh.ano
Custo da energia elétrica	439,04	421,64	US\$.MWh ⁻¹
Célula a combustível			
Custo anual total do H ₂ eletrolítico	1.322.075	1.481.119	US\$.ano ⁻¹
Custo anual de capital	1.317.738	1.547.459	US\$.ano ⁻¹
Custo anual de O&M	203.461	238.031	US\$.ano ⁻¹
Produção anual de EE	4.547	5.339	MWh.ano
Custo da energia elétrica	625,34	611,97	US\$.MWh ⁻¹

Fonte: Elaboração própria

Uma menor produção de energia elétrica somada ao maior custo de H₂ eletrolítico impacta diretamente no custo da eletricidade gerada na UHE Barra Grande. Na UHE Campos Novos, o custo de eletricidade gerada foi menor em função da sua maior produção de energia elétrica a um menor custo de produção do H₂ eletrolítico. Por isso, quanto maior a produção de energia elétrica, menor é o seu custo, uma vez que o custo do H₂ é relativamente menor em virtude do uso de uma maior quantidade de EVT destinada à sua produção.

A comercialização das RECs, nas condições fixadas para esta tese, vai impactar muito pouco a receita final associada à geração de energia elétrica. Esses resultados mostram a importância de se discutir outras estratégias de viabilização do empreendimento, fora do âmbito do Mercado de Carbono.

Tendo visto que a energia elétrica gerada pelo H₂ eletrolítico (fora de ponta de carga) apresenta custo relativamente mais elevado que outras rotas tecnológicas, torna-se importante avaliar sua possível competitividade ao ser comercializado em horário de ponta de carga, quando a tarifa de eletricidade é relativamente mais elevada.

O estudo realizado pelo Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2012) apresentou os preços médios de fornecimento de energia elétrica no horário de ponta de carga aos consumidores da LIGHT e da ELETROPAULO em 2011, as maiores concessionárias distribuidoras de energia dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, respectivamente. Os preços correspondem à tarifa Azul, que apresenta tarifas de ponta diferenciadas para os horários de ponta e fora de ponta; e à tarifa Verde, que só tem uma tarifa de demanda. O estudo considerou as tarifas das classes A2, A3a, A4 e AS e fatores de carga de 60% a 100%. Os resultados encontrados estão apresentados na Tabela 4.16.

Tabela 4. 16: Preço da energia elétrica gerada no horário de ponta de carga

Tarifa Verde Categoria A2	Tarifa Azul Categoria A2	Demais Categorias	Unidade ⁸¹
LIGHT			
1.870,00	1.006,00	1.703,00	R\$.MWh ⁻¹
1.116,40	600,60	1.016,70	US\$.MWh ⁻¹
±5%	±15	±27	%
ELETROPAULO			
1.180,00	809,00	1.068,00	R\$.MWh ⁻¹
704,50	483,00	637,60	US\$.MWh ⁻¹
±14%	±16%	±30%	%

Fonte: INEE, 2012

Segundo Souza (1998), a produção de H₂ eletrolítico estaria enquadrada nos subgrupos A1 (tensão de fornecimento superior a 230 kV) e A2 (tensão de fornecimento de 88 a 138 kV), para os quais, segundo Copel (2016), a aplicação da tarifa Azul é obrigatória. Assim, utilizou-se os resultados do INEE (2012) quanto à essa tarifa para uma avaliação de caráter preliminar, uma vez que a dificuldade de obtenção de dados econômico-financeiros levou à necessidade de um ajuste de informações a partir das disponíveis na literatura.

A tarifa Azul é composta por duas parcelas: a tarifa de energia elétrica (TE) e a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). Considerando a composição da tarifa de distribuição de energia elétrica em 2012, segundo as Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - Distribuição (CELESC, 2012), mostrada na Figura 4.10, a TE e a TUSD podem ser estimadas excluindo a participação dos tributos e agregando os custos de transmissão, distribuição e encargos setoriais.

⁸¹ Cotação média em 2011: 1,675 R\$.US\$⁻¹.

Composição da Receita com Tributos

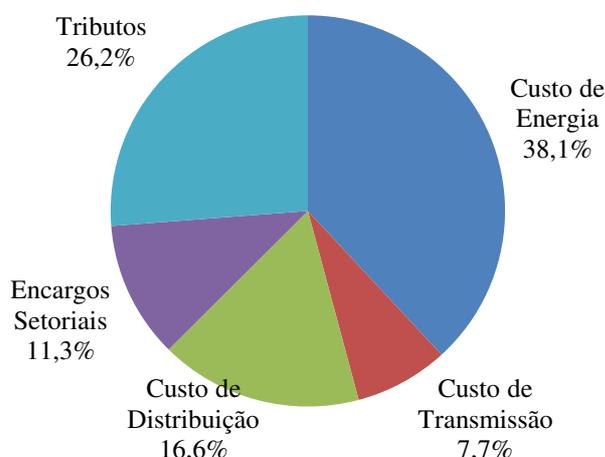


Figura 4. 10: Composição da receita com tributos

Fonte: CELESC, 2012

Assumindo o valor de $809 \text{ R}\$.MWh^{-1}$ da tarifa Azul para a Eletropaulo, equivalente à $483 \text{ US}\$.MWh^{-1}$ ⁸², o valor referente à TE será de cerca de $250 \text{ US}\$.MWh^{-1}$ (51,8% da tarifa Azul). Ao se aplicar exclusivamente uma taxa de retorno de 9,67% nos empreendimentos de geração (ANEEL, 2016), pode-se estimar uma tarifa associada à geração de energia elétrica utilizando turbinas a gás e CaC para as duas UHEs. A Tabela 4.17 apresenta os resultados encontrados.

Tabela 4. 17: Tarifa de geração de energia elétrica estimada

Tecnologia	Barra Grande	Campos Novos	Unidade
Turbina a gás	481,5	462,4	US\$.MWh ⁻¹
Célula a combustível	685,8	671,2	US\$.MWh ⁻¹

Fonte: Elaboração própria

Assim, pode-se verificar que a tarifa de geração com ambas as rotas tecnológicas é superior à estimada, sendo para o caso da UHE Barra Grande de 193% e 274% acima, para turbina a gás e CaC respectivamente; e 185% e 269% acima, para o caso da UHE Campos Novos. Esses resultados mostram a partir de que percentual seria possível tornar mais competitiva a geração de energia elétrica utilizando H₂ eletrolítico com essas tecnologias de reconversão em horário de ponta de carga nas condições definidas.

⁸² Cotação média em 2011: $1,675 \text{ R}\$.US\$\text{^{-1}}$

5 CONCLUSÕES

A questão energética é um dos grandes desafios da atualidade. Se por um lado, a energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento da sociedade, como principal insumo para o crescimento econômico e social, por outro lado abrange um grande número de complexos impactos ambientais, indo desde impactos locais até problemas de ordem global. Com relação à hidroeletricidade, os principais impactos referem-se ao alagamento de áreas rurais, cobertas, dependendo do caso, por matas ou ocupações humanas. Nas áreas inundadas pelos reservatórios de água a matéria orgânica sofre decomposição, podendo gerar e emitir à atmosfera quantidades expressivas de CH_4 e CO_2 , dois gases envolvidos no aquecimento global.

Neste sentido o aproveitamento da EVT disponível das UHEs em alguns períodos do ano para produção de H_2 eletrolítico e posterior conversão em energia elétrica para atender a demanda no horário de ponta de carga é uma alternativa de eficiência energética às UHEs já existentes, uma vez que possibilita o aproveitamento de uma energia excedente que seria desperdiçada. Além do melhor uso dos recursos naturais disponíveis, essa medida possibilita evitar investimentos na expansão da oferta de eletricidade ao otimizar o sistema de operação para ser mais eficiente e reduzir impactos ambientais decorrentes da construção de novas UHEs que ainda demandam altos custos de investimentos e longos prazos de instalação.

Além da maior competitividade econômica que pode existir com essa alternativa energética, existe também a possibilidade de reduzir as emissões de carbono do SIN ao evitar o acionamento de sistemas térmicos que utilizam combustíveis fósseis para garantir a oferta de energia elétrica, principalmente em horários de maior demanda por energia. Essas reduções de emissões de carbono podem ser quantificadas ao se enquadrar o aproveitamento da EVT disponível para a produção de H_2 eletrolítico e reconversão em energia elétrica no contexto de uma metodologia para estimar as emissões de GEEs da geração de energia elétrica a partir do H_2 obtido através da EVT.

Existem metodologias para a produção de H_2 a partir do CH_4 extraído do biogás de aterro sanitário e uso de CaC para geração de energia elétrica e ou combustível utilizando gás natural para a produção de H_2 . No entanto, para esta tese, não foi possível utilizar essas metodologias, uma vez que elas não são aplicáveis ao estudo em questão. Diante disso, o objetivo da tese foi o desenvolvimento de uma metodologia para estimar as emissões evitadas

de CO₂e na geração de energia elétrica em horário de ponta de carga a partir do H₂ eletrolítico obtido através da EVT disponível em UHEs e da energia firme usando como tecnologias de conversão turbina a gás e CaC. Essa metodologia teve como base as metodologias do UNFCCC de pequena e grande escala, destinadas à geração de eletricidade renovável conectada à rede (AMS-I.D. e ACM0002, respectivamente) e também a ferramenta metodológica “Ferramenta para o cálculo do fator de emissão de um sistema elétrico”.

Com relação às duas metodologias do UNFCCC, um fato importante notado foi a ausência de uma metodologia para estimar as emissões de projeto referente às emissões de CH₄ dos reservatórios de água das UHEs que tenham densidade de potência inferior a 4 W.m⁻². Das consultas realizadas aos projetos de MDL que propunham novas UHEs verificou-se que a maioria, para evitar a reprovação do projeto, já determina esta densidade acima do fator limitante ou desenvolvem projetos de UHEs sem a presença de reservatórios. No entanto, houve um projeto desenvolvido no Estado da Bahia que utilizou um reservatório existente, criado para abastecimento de água, e implantou uma UHE neste local. O projeto foi aprovado, apesar da densidade de potência estar abaixo do número limite. Neste caso, a justificativa foi de que o reservatório já existia a mais de 20 anos e que não haveria alteração na capacidade do mesmo.

Outro aspecto importante foi com relação à própria metodologia para estimativa da EVT disponível das UHEs. Pouco existe na literatura referente à sua contabilização. Além disso, nem todas as UHEs a fazem, ainda que seja possível estimá-la a partir dos parâmetros de operação que as próprias UHEs monitoram regularmente, mas que não costumam divulgá-las. Assim, um desafio importante que se mostrou foi a estimativa real da disponibilidade de EVT a partir da compilação dos dados de geração de energia.

O uso da EVT disponível para a produção de H₂ eletrolítico se mostrou um fator de grande relevância na estimativa final das emissões. Quanto mais EVT disponibilizada na UHE, maior é a quantidade de emissões evitadas pelo deslocamento do despacho na rede. No entanto, como a EVT não se encontra disponível com regularidade foi necessário utilizar um *mix* de energia, composto essencialmente por EVT e EF. Ao utilizar uma parcela de EF para complementar a falta de EVT durante algum momento ao longo de todo ano, as UHEs podem apresentar emissões de projeto, ou seja, emissões dos reservatórios de água na geração do H₂ eletrolítico. Assim, para contabilizar as emissões evitadas de carbono da geração de energia elétrica conectada à rede no horário de ponta de carga, foi necessário subtrair as emissões da EF, o que implica menos emissões evitadas.

Outra questão importante que se refere às emissões de projeto são as emissões das tecnologias de conversão na geração de eletricidade. Como o processo de conversão do H₂ em energia elétrica utilizando turbina a gás e CaC libera como subproduto apenas vapor d'água na atmosfera, devido ao alto grau de pureza do H₂ eletrolítico, não ocorre contabilização das emissões de CO₂ por parte das tecnologias de conversão.

Com relação ao estudo de caso das UHEs Barra Grande e Campos Novos, foi possível comprovar a importância do *mix* de energia para determinar a capacidade ótima da planta de H₂. Apesar das usinas apresentarem produção de EVT favorável, foi preciso durante alguns meses do ano utilizar EF no sistema de produção do H₂ eletrolítico para complementar a falta da EVT, a qual sofreu variação ao longo do ano. Isso influenciou o uso e o custo do *mix* de EVT e EF e, conseqüentemente, o menor custo da planta ótima de H₂ eletrolítico. A planta ótima de H₂ na qual não houve disponibilidade de EVT em alguns meses e que exigiu um maior *mix* de EVT e EF resultou em maior custo do H₂. Isso aconteceu com a UHE Barra Grande, que apresentou maior custo do H₂ (0,18 US\$.m⁻³) e uma menor capacidade ótima de da planta de H₂ comparado com o custo obtido na UHE Campos Novos (0,17 US\$.m⁻³), cuja capacidade ótima de produção de H₂ foi maior.

O menor custo do H₂ eletrolítico depende da quantidade de EVT disponível nas UHEs. Neste caso a quantidade de EVT é fundamental para determinar a capacidade ótima da planta de produção de H₂. As plantas de eletrólise de maior capacidade apresentam menores custos em função dos ganhos de escala. Por isso, o custo total de produção do H₂ eletrolítico nas UHEs Barra Grande e Campos Novos (0,33 US\$.m⁻³ e 0,32 US\$.m⁻³, respectivamente) foram superiores aos custos encontrados por Souza (1998), Godoy (2008) e Gambetta (2010).

Outro fator importante no custo do H₂ eletrolítico é o valor dos equipamentos da planta de eletrólise, que tem um forte impacto no custo do H₂ produzido. Com a perspectiva de redução dos custos dos equipamentos da planta, maior eficiência energética dos processos e incertezas relacionadas ao suprimento das reservas de combustíveis fósseis, cujos custos dos derivados de petróleo poderão aumentar, a utilização energética do H₂ se tornará mais atraente do ponto de vista econômico.

Com relação às emissões de carbono, as UHEs Barra Grande e Campos Novos apresentaram a mesma linha de base, ou seja, elas deslocaram na operação da rede a energia elétrica gerada por combustíveis intensivos em carbono. Para isto, foi gerada eletricidade com turbina a gás e CaC utilizando como insumo o H₂ eletrolítico. A diferença metodológica para estimar as emissões das UHEs ocorreu na contabilização das emissões de projeto, que são as

emissões associadas à parcela de EF requerida pelas UHEs para a produção de H₂. Como o reservatório da usina Barra Grande apresentou sua densidade de potência superior a 4 W.m⁻² e inferior a 10 W.m⁻², foi necessário estimar as emissões referentes a EF.

Neste sentido o aproveitamento da EVT disponível das UHEs para a produção de H₂ eletrolítico e posterior conversão em energia elétrica para uso no horário de ponta de carga do SIN se mostrou vantajosa na redução das emissões de carbono e ao enfrentamento das mudanças climáticas, pois quanto maior a disponibilidade de EVT, mais significativas são as emissões evitadas na margem de operação. Esse fato ocorreu com a UHE Campos Novos, que apresentou maiores reduções de emissões de carbono que a UHE Barra Grande, independente da escolha da tecnologia de conversão.

Do ponto de vista ambiental, as reduções de emissões de GEEs com turbina a gás e CaC mostraram-se mais significativas na UHE Campos Novos (1.771 e 2.303 tCO₂e.ano⁻¹, respectivamente) do que na UHE Barra Grande (1.172 e 1.624 tCO₂e.ano⁻¹). E do ponto de vista energético, a energia elétrica gerada se mostrou mais eficiente com o uso de CaC (4.547 e 5.339 MWh.ano⁻¹) do que com turbina a gás (3.497 e 4.106 MWh.ano⁻¹) em Barra Grande e Campos Novos, respectivamente. As maiores reduções de emissões de carbono verificadas na UHE Campos Novos são associadas a maior quantidade de energia elétrica gerada e pelo fato da densidade de potência desta UHE ser superior a 10 W.m⁻², o que não acarretou emissões de projeto. Do ponto de vista econômico, o custo da energia elétrica gerada no horário de ponta de carga com turbina a gás e CaC foi menor em Campos Novos (421,64 e 611,97 US\$.MW⁻¹), respectivamente, do que em Barra Grande (439,04 e 625,34 US\$.MW⁻¹).

A metodologia proposta nesta tese deve ser vista como um estudo preliminar, uma vez que pode ser aprofundado através do desenvolvimento de trabalhos futuros. Para o caso específico da EVT, como a literatura menciona a adoção de outros custos de referência para contabilizá-la, como por exemplo, a Tarifa de Energia Otimizada (TEO), sugere-se que elas sejam utilizadas para avaliar o seu impacto no custo de produção do H₂ eletrolítico, ou seja, na capacidade ótima da planta de H₂ e, conseqüentemente, no custo de geração de energia elétrica em horário de maior demanda. Outra sugestão é aplicar essa metodologia em outras usinas que possuem maiores capacidades de geração de energia a fim de avaliar os possíveis benefícios ambientais do uso da EVT na produção de H₂ eletrolítico e geração de energia elétrica em horário de ponta de carga. Com isso, será possível também avaliar os possíveis impactos que a receita da comercialização das RECs poderá causar no custo final da energia elétrica.

Referências

- ALCOA. **Usina Hidrelétrica Barra Grande**. 2006. Disponível em: <http://www.alcoa.com/brasil/pt/info_page/baesa.asp> Acesso em: maio/2013.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia elétrica. (2005) **Cadernos Temáticos ANEEL – Energia Assegurada**. Brasília, DF, 2005. 18p.
- _____. (2008). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3º Edição, Brasília, DF: Aneel, 2008. 236p.
- _____. (2013). **Compensação financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos - Ano Base 2013**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=42>> Acesso em: outubro/2014.
- _____. (2016). **Módulo 12: Concessionárias de Geração - Submódulo 12.6: Custo de Capital da Geração**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/002/documento/procedimentos_submodulo.pdf> Acesso em: março/2016.
- AQUA GENESIS (2011 b). **Produção de Hidrogênio via Eletrólise: Relatório Técnico**. Instituto Aqua Genesis, Campinas, 2011.
- _____. (2012 a). **Levantamento do Potencial de Energia Vertida Turbinável: Relatório Técnico**. Instituto Aqua Genesis, Campinas, 2012.
- _____. (2012 b). **Determinação da Capacidade Ótima de Produção do Hidrogênio: Relatório Técnico**. Instituto Aqua Genesis, Campinas, 2012.
- _____. (2012 c). **Estudo Econômico da Utilização do Hidrogênio Produzido no Mercado Local**. Relatório Técnico. Instituto Aqua Genesis, Campinas, 2012.
- ARAUJO, P. D. **O Uso Energético do Hidrogênio Produzido por Fontes Renováveis para a Aplicação Veicular no Contexto do Mecanismo do Desenvolvimento Limpo: Estudo de Caso na Cidade de São Paulo**. 2008, 211p. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

BAESA. Energética Barra Grande S.A. **Usina Hidroelétrica Barra Grande**. 2006, Disponível em:
<http://www.baesa.com.br/baesa/categoria.php?&cod_modulo=1&cod_categoria=1> Acesso em: maio/2013.

____ (2013). **Relatório da administração 2013** Disponível em:
<http://www.baesa.com.br/baesa/downloads/relat_adm_2013_baesa.pdf> Acesso em: outubro/2014.

BARBOSA, R. S. **Diagnóstico de Falhas de Turbinas a Gás com o Uso de Lógica Fuzzy**. 2010, 84p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

BATHIE, W. W. **Fundamentals of Gas Turbines**. New York: 2ª ed. John Wiley & Sons, 1996.

BOCCHI, N.; FERRACIN, L. C.; BIAGGIO, S. R. **Pilhas e baterias: funcionamento e impacto ambiental**. *Química Nova na Escola*, n. 11, p. 3-9, 2000.

BOYCE, M.P. **Handbook for cogeneration and combined cycle power plants**. New York: ASME, 2002.

CANALES, F. A.; BELUCO A.; MENDES, C. A. B. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas**. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental Santa Maria*, v. 19, n. 2, mai-ago, 2015, p. 1230-1249. *Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas - UFSM ISSN: 22361170*.

CARNIELETTO, R. **Aproveitamento de Energia Vertida Turbinável para Produção de Hidrogênio e Geração Distribuída**. 2011. 156p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2011.

CGEE. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Manual de capacitação sobre mudança climática e projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo**. Brasília, DF, 2008. 276 p.

____ (2010 a). **Manual de Capacitação sobre Mudança do Clima e Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Brasília, DF. 2010. 268 p.

____ (2010 b). **Hidrogênio energético no Brasil**. Subsídios para política de competitividade: 2010-2015. Brasília, DF. Agosto 2010, nº 7. 68p.

CELESC (2012). **Tarifa da Celesc terá redução de 4,81% para o consumidor residencial.** Disponível em: <<http://novoportal.celesc.com.br/portal/index.php/noticias/921-tarifa-da-celesc-tera-reducao-de-481-para-o-consumidor-residencial>> Acesso em: março/2016.

CICOGNA, M. A.; SOARES FILHO, S. **Avaliação da Energia Secundária de Sistemas Elétricos.** In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, XV, 1999, Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu, 1999.

CIRAM: Centro de Informações de Recursos Ambientais e de Hidrometeorologia de Santa Catarina. **Monitoramento dos fenômenos climáticos e seus impactos.** 2012. Disponível em: <<http://ciram.epagri.sc.gov.br/portal/website/index.jsp?url=jsp/monitoramento/climatChuvas.jsp&tipo=monitoramento>> Acesso em: setembro/2013.

COHEN, H.; ROGERS, G. F. C.; SARAVANAMUTTOO, H. I. H. **Gas Turbine Theory.** 4ª ed. Addison Wesley Longman, 1998.

COPEL (2016) **Taxas e Tarifas.** Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ffacopel%2Fpagcopel2.nsf%2Fverdocatual%2F5BAFDCF77F92F5A5032573EC006C3074>> Acesso em: março/2016.

DOE. US Department of Energy. **Fuel Cell Handbook.** 5ª edição. EG&G Services Parsons, Inc. Science Applications International Corporation. Morgantown, West Virginia, 352p. 2000.

ECOSSYSTEM MARKTPLACE. **Sharing the Stage, State of the Voluntary Carbon Markets 2014.** Disponível em: <<http://www.forest-trends.org/vcm2014.php>> Acesso em fevereiro/2016.

ENERCAN (2006 a). Campos Novos Energia S.A. **Características do empreendimento.** Disponível em: <http://www.enercan.com.br/site/pdf/enercan_caracteriticas_uhe.pdf> Acesso em: maio/2013.

_____ (2006 b). Campos Novos Energia S.A. **Usina.** Disponível em: <<http://www.enercan.com.br/site/interno.php?it=1&conteudo=usina&sub=0>> Acesso em: maio/2013.

_____ (2013). **Relatório da administração 2013.** Disponível em: <<http://www.enercan.com.br/site/pdf/Enercan%202013%20e%202012.pdf>> Acesso em: outubro/2014.

EPA. Environmental Protection Agency. **Mexico Emissions Inventory Program Advanced Training Workbook**. Radian International LLC. Sacramento, CA, September de 1997.

ESPINOLA, M. O. G. **Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica do Aproveitamento da Energia Vertida Turbinável da Usina Hidroelétrica de Itaipu para a Síntese de Amônia**. 2008. 129p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

FEARNSIDE, P. M. **Hidroelétricas como “Fábricas de Metano”: o Papel dos Reservatórios em Áreas de Floresta Tropical na Emissão de Gases de Efeito Estufa**. *Oecol. Bras.*, 12 (1), p. 100-115, 2008.

FERREIRA, V. V. M.; MARTINEZ, C. B.; VERSIANI, B. R. **Avaliação das Emissões de Gases de Efeito Estufa Derivadas de Reservatórios de Usinas Hidroelétricas em Minas Gerais**. *RBRH – Revista Brasileira de Recursos Humanos*, vol. 11 (3), p. 113-122. 2006.

FERREIRA, P. F. P. **Análise da Viabilidade de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica na forma de Hidrogênio utilizando CaC**. 2003. 100p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

FERREIRA, P. F. P. **Infraestrutura para Uso Energético do Hidrogênio: Estações de Abastecimento para Veículos**. 2007. 149p. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

FERRIGOLO, F. Z. **Instrumentação para Pilhas de CaC Tipo PEM visando a Eficiência Energética**. 2009. 114p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.

FORTUNATO, L. A. M., T. A. ARARIPE NETO, et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. EDUFF Editora Universitária, Rio de Janeiro, RJ, 1990, 232 p.

FRANÇA, A. F. R. T.; CASEIRO, L. P. V. da C. **Planejamento e Produção de Eletricidade: Cogeração e Trigerção**. 2007-2008. Disponível em: <http://www.marioloureiro.net/tecnica/co-trigeracao/Trigeracao.pdf> Acesso em: abril/2016.

FRANCHI, T. P. **Utilização de CaC tipo PEM como alternativa na geração auxiliar em instalações elétricas de grande porte**. 2009. 87p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

FUEL CELL HANDBOOK. **Science Applications International Corporation**. By EG&G Technical Services, Inc. 7th Edition, November 2004 (DOE). Disponível em: <<http://www.netl.doe.gov/File%20Library/research/coal/energy%20systems/fuel%20cells/FCHandbook7.pdf>> Acesso em: abril/2014.

FURLAN, A. L. **Análise Técnica e Econômica do Uso do Hidrogênio como Meio Armazenador de Energia Elétrica Proveniente de Fontes Eólicas**. 2012. 86 p. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

FURNAS. Centrais Elétricas S.A. **O Balanço de Carbono nos Reservatórios de FURNAS Centrais Elétricas S.A. - PROJETO**. 2007. Disponível em: <http://www.dsr.inpe.br/projetofurnas/panorama_cont.html> Acesso em: janeiro/2014.

GALLEGO, A. G.; MARTINS, G.; GALLO, W. L. R. **Emissões de NO_x em Turbinas a Gás: Mecanismos de Formação e Algumas Tecnologias de Redução**. Revista de Ciência & Tecnologia, 15, Junho, 2000, p. 13-22.

GAMBETTA, F. **Análise Técnica e Econômica de Retificadores de Corrente para Produção de Hidrogênio Eletrolítico: Estudo de Caso Aproveitando a EVT da UHE de Itaipu**. 2010. 143p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

GODOY, G. A. R. **Aproveitamento da energia vertida turbinável da UHE Itaipu para uso em ônibus a hidrogênio: estudo de caso em Foz do Iguaçu**. 2008. 105p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

GOMES, C. G. S. **Noções de Geração de Energia Utilizando Algumas Fontes de Baixo Impacto Ambiental**. 2010. 92p. (Trabalho de Conclusão de Curso) - Faculdade de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética. 2012. **Preço do Atendimento no Horário de Ponta**. Disponível em: <<http://www.inee.org.br/downloads/eficiencia/TarifasPonta7junho.doc>> Acesso em: setembro/2015.

IPCC. International Panel on Climate Change. **Climate Change: The IPCC Scientific Assessment**. 1990. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_ipcc_first_assessment_1990_wg1.shtml> Acesso em: dezembro/2012.

KEMENES, A.; FORSBERG, B. R.; MELACK, J. M. **As Hidroelétricas e o Aquecimento Global**. *Ciência Hoje*, vol. 41, n° 245, p. 20-25, janeiro/fevereiro de 2008.

LIPMAN, E. T.; EDWARDS, J. L.; KAMMEN, D. M. **Fuel Cell Economics: Comparing the Costs of Generation Power with Stationary and Motor Vehicle PEM Fuel Cell Systems**, *Energy Policy* (32) 2004, p. 101-125.

LOPES, DANIEL. G. **Análise Técnica e Econômica da Inserção da Tecnologia de Produção de Hidrogênio a partir da Reforma do Etanol para a Geração de Energia Elétrica com CaC**. 2009. 93p. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

LOPES, DAVI. G. **O impacto da energia elétrica proveniente do reformador de etanol e CaC: cenário para a promoção do desenvolvimento socioambiental da comunidade “Pico do Amor”- MT**. 2009. 96p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

MARQUES, T.C.; MARTINEZ, L.; CICOGNA, M.A.; LOPES, J.E.; SOARES, S. **Evaluation the firm and assured energies in hydroelectric power systems under different operation policies**. Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE, 2003. Anais... Disponível em: <<http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CLAGTEE2003/Papers/GTSP%20B-177.pdf>> Acesso em: abril/2013.

MATINELLI JUNIOR, L. C. **Máquinas Térmicas II: Turbinas a Gás e Turbinas a Vapor**. DeTEC Panambi, 2002. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAevu4AE/maquinas-termicas-ii-turbinas-a-gas-turbinas-a-vapor>> Acesso em: março/2016.

MCTI. Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (Brasil) (2004). **Protocolo de Kyoto à Convenção sobre Mudança do Clima**. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0012/12425.pdf> Acesso em dezembro/2012.

_____. (2006). **Cálculo dos fatores de emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil**. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0019/19707.pdf> Acesso em: agosto/2013.

_____. (2008). **Note of Explanation**. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0024/24834.pdf> Acesso em: agosto/2013.

_____ (2013 a). **Fatores de Emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil - Ano Base 2013**. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>> Acesso em: outubro/2014.

_____ (2013 b). **Margem de construção e margem de operação**. 2013. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/346664.html#ancora>> Acesso em: outubro/2014.

MELO, M. Q. de. **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e a difusão de tecnologias de fontes renováveis no setor de energia elétrica brasileiro**. 2011. 109p. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

MME. Ministério de Minas e Energia (Brasil) (2012). **Legislação**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/conselhos_comite/CNPE/resolucao_2010/R ESOLUxO_1_CNPE_ARG_URUG.pdf> Acesso em: dezembro/2013,

MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N. **Fundamentals of Engineering Thermodynamics**. 4^a ed. John Wiley & Sons, 1998.

MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N. **Princípios de Termodinâmica para Engenharia**. Rio de Janeiro: LTC, 2009. 800p.

NASCIMENTO, M. A. R.; GOMES, E. E. B.; VENTURINI, O. J. **Turbinas a gás**. In: Electo Eduardo Silva Lora; Marco Antônio Rosa do Nascimento. (Org.). Geração Termelétrica - Planejamento, Projeto e Operação. 1ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004, v. 1, p. 321-433.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico (2013 a). **Dados Relevantes 2013: Energia Vertida Turbinável**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2013/> Acesso em janeiro/2016.

_____ (2013 b). **Séries Históricas de Vazões**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx> Acesso em outubro/2015.

_____ (2013 c). **Produção por Origem**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2013/html/06-03-Producao-por-Origem-GWh.html?expanddiv=06> Acesso em: outubro/2015.

PETERS, M. S. et al. **Plant Design and Economics for Chemical Engineers**. Quinta Edição. Ed. Mac Graw Hill, 2003, 988 p.

PINTO, C. R. **Análise de Emissões de Dióxido de Carbono e Óxidos de Nitrogênio em Ciclos de Turbinas a Gás**. 2014. 74p. (Trabalho de Conclusão de Curso) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

PLUG POWER. **Fuel Cell products for backup power**. 2012. Disponível em: <www.plugpower.com> Acesso em: janeiro/2012.

REIS, L. B. **Geração de energia elétrica**. 2ª. Edição revisada e atualizada. Barueri, São Paulo: Editora Manole, 2011, 460p.

REIS, T. V. M. **Emissões de gases de efeito estufa no Sistema Interligado Nacional metodologia para definição da linha de base e avaliação do potencial de redução das emissões do PROINFA**. 2002, 252p. Dissertação (Mestrado) - Universidade de Salvador, Salvador, 2002.

ROSA, L.P.; et al. **Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases do Efeito Estufa**, Ministério da Ciência e Tecnologia, 2006.

SANTOS JÚNIOR, A. C. F. **Produção de Hidrogênio em Hidrelétricas** - palestra apresentada no Fórum H₂ Estratégico. In: Brasil H₂ Fuel Cell Expo/Seminar. Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, Paraná. 2007.

SELCH, J. C. L. **Modelagem da matriz energética de unidades consumidoras conectadas a concessionárias de distribuição de energia elétrica para avaliação da viabilidade técnico-econômica desses consumidores adotarem cogeração a gás natural**. 2009, 178p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Salvador, Salvador, 2009.

SIEMENS POWER GENERATION. **Esquema básico turbina a gás industrial Siemens SGT5-4000F**. Disponível em: <<http://www.powergeneration.siemens.com/press/press-pictures/gas-turbines/gas-turbine-4.html>> Acesso em: fevereiro/2016.

SILVA, E. P. da. **Introdução à Economia e Tecnologia do Hidrogênio**. Editorial UNICAMP, Campinas, 1991.

_____. (2015). **Fontes Renováveis de Energia – Produção de Energia para um Desenvolvimento Sustentável**. Editora Livraria da Física, 2015, 356p.

SORDI, A.; SILVA, E. P. da.; LOPES, D. G.; SOUZA, S. N. M. de. **Análise termodinâmica de ciclo de potência com célula a combustível SOFC e turbina a vapor**. Acta Sci Technol. Maringá, v. 28, n. 1, p. 65-71, Jan./June, 2006.

SOUZA, S. N. M. **Aproveitamento da Energia Hidroelétrica Secundária para Produção de Hidrogênio Eletrolítico**. 1998, 192p. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1998.

THOMAS, C. E. et al. **Analysis of Residential Fuel Cell Systems & PNGV Fuel Cell Vehicles**, Proceedings of the 2000 DOE Hydrogen Program Review, 2000.

TELLI, A.Y.; TURKAY, B.E. Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems. **Renewable Energy**. 36 1931-1943, 2011.

TOLMASQUIM, M. T. et al. **Potencial de cogeração a gás natural: setores industrial e terciário do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro: UFRJ; COPPE; CENERGIA, 2003. 136p.

TOLMASQUIM, M.T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011. 320p.

TURELLA, D.S. **Critérios de dimensionamento para bacia de dissipação por ressalto hidráulico tipo I**. 2010. 87p. Trabalho de Diplomação para obtenção do título de Engenheiro Civil. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

ULLMANN'S. **Hydrogen**. Encyclopedia of Industrial Chemistry. 7^o Edition. Ed. Wiley-VCH. 1997.

UNFCCC (2012). United Nations Framework Convention on Climate Change. **Clean Development Mechanism Projects**. Pagina oficial da Convenção das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/index.html>> Acesso em: dezembro/2012.

UNFCCC (2014 a). **ACM0002: Grid-connected electricity generation from renewable sources - Version 16.0**. Disponível em: <<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/EY2CL7RTEHRC9V6YQHLAR6MJ6VEU83>> Acesso em: dezembro/2015.

_____ (2014 b). **AMS-I.D.: Grid connected renewable electricity generation - Version 18.0**. Disponível em: <<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/W3TINZ7KKWCK7L8WTXFQQOFQQH4SBK>> Acesso em: dezembro/2015.

_____ (2009). **AMS-III.AC.: Electricity and/or heat generation using fuel cell - Version 1.0**. Disponível em: <

<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/OL84HV9C0HNUXAC6X1H2JYLZYD4OH6>>
Acesso em: dezembro/2015.

_____ (2015 a). **AMS-III.O.: Hydrogen production using methane extracted from biogas - Version 2.0.** Disponível em: <
<https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/XC2DTEAI88T9TTB3HK42GWRFOQ63GD>>
Acesso em: dezembro/2015.

_____ (2015 b). **TOOL 07: Tool to calculate the emission factor for an electricity system - Version 5.0.** Disponível em: <
<https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf>> Acesso em: dezembro/2015.

VIEIRA, P. L.; GARCIA, C. B.; GUIMARÃES, H. B.; TORRES, E. A.; PEREIRA, O. L. S. **Gás natural: benefícios ambientais no Estado da Bahia.** Salvador: Solisluna Design e Editora, 2005, 132p.

VLASSOV, D. **Fundamentos da Combustão.** 2008. Disponível em:
<<http://www.damec.ct.utfpr.edu.br/motores/downloads/FUNDAMENTOS%20DA%20COMBUST%C3%83O.pdf>> Acesso em: outubro/2014.

ANEXO A - Valores padrão de lambda

Tabela 1: Valores padrão de lambda (λ) para o conjunto de LCMR⁸³

Parte de LCMR	Lambda
99,87% a 100,00%	1
99,50% a 99,87%	0,95
98,87% a 99,50%	0,9
97,98% a 98,87%	0,85
96,85% a 97,98%	0,8
95,47% a 96,85%	0,75
93,83% a 95,47%	0,7
91,94% a 93,83%	0,65
89,80% a 91,94%	0,6
87,41% a 89,80%	0,55
84,76% a 87,41%	0,5
81,86% a 84,76%	0,45
78,72% a 81,86%	0,4
75,32% a 78,72%	0,35
71,66% a 75,32%	0,3
67,76% a 71,66%	0,25
63,60% a 67,76%	0,2
59,20% a 63,60%	0,15
54,54% a 59,20%	0,1
50% a 54,54%	0,05
0% a 50%	0

Fonte: (UNFCCC, 2015 b)

⁸³ Sigla em inglês: *Low-cost/must-run resources* (LCMR). São plantas de energia com custo baixo de produção marginal ou despachada independentemente da carga diária ou sazonal da rede. Elas incluem hidráulica, geotérmica, eólica, biomassa de baixo custo, nuclear e de geração solar. Se uma planta de combustível fóssil é despachada independentemente da carga diária ou sazonal da rede e se esta pode ser demonstrada a partir de dados públicos disponível, ela deve ser considerada como uma inflexível/baixo custo. As importações de eletricidade devem ser tratadas como uma planta LCMR.

ANEXO B - Etapas do procedimento para determinar lambda de um ano

As etapas para obter lambda são:

(i) Desenhar uma curva de duração de carga. Coletar dados de carga (tipicamente em MW) para cada hora do ano y , classificar e ordenar os dados de carga a partir da maior para a menor carga do sistema anual.

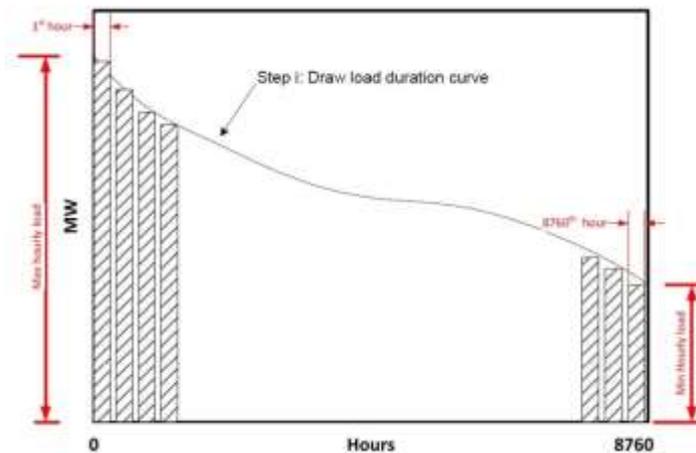


Figura 1: Etapa (i)

Fonte: (UNFCCC, 2015 b)

(ii) Coletar os dados de geração de eletricidade de cada planta/unidade de energia inflexível/baixo custo. Calcular a geração anual total (em MWh) das plantas/unidades de energia inflexíveis/baixo custo (isto é, $\sum_k EG_{k,y}$).

(iii) Localizar a intersecção da curva de duração da carga, a fim de determinar um período que as fontes inflexíveis/baixo custo estão na margem. Para encontrar a intersecção, preencha a área abaixo da curva de duração da carga pela geração total (em MWh) das unidades/plantas de energia inflexíveis/baixo custo. Para preencher a área, desenhe uma linha horizontal cruzando a curva de duração da carga de tal forma que a área abaixo da linha horizontal e a curva à direita do ponto de intersecção (MW vezes horas) seja igual à geração total (em MWh) das unidades/plantas de energia inflexíveis/baixo custo (isto é, $\sum_k EG_{k,y}$). As etapas a seguir podem ser usadas para encontrar o ponto de intersecção:

(a) Como a carga muda a cada hora a partir da carga maior para a carga menor em um ano; a intersecção pode ser definida pela adição de áreas incrementais em MW vezes a hora em cada hora, ao longo da área correspondente a menor carga do sistema anual isto é, a

primeira área. Para a primeira área a partir dos dados de carga escolhidos, assumir o menor nível de MW e multiplicá-lo pelas horas em um ano (por exemplo, 8.760):

$$EG_Z = EL_Z \cdot Z \quad (\text{Eq. A.1})$$

Onde EG_Z é a geração de eletricidade assumida fornecida à rede com a menor carga do sistema anual ao longo do ano (MWh); EL_Z , a carga menor do sistema anual (MW) e; Z é o número de horas no ano (h).

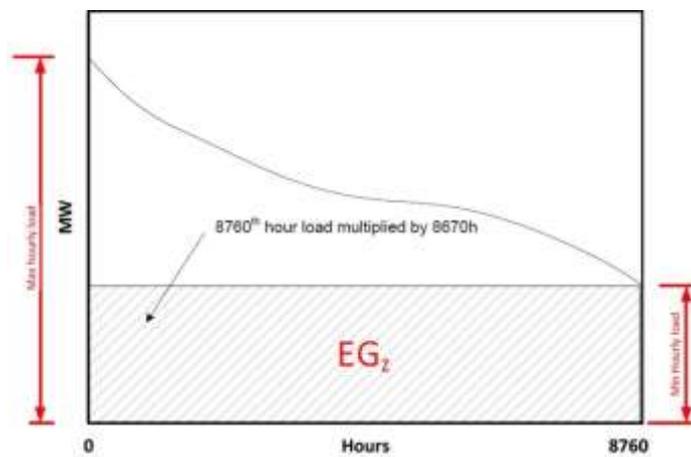


Figura 2: Etapa (iii a)

Fonte: (UNFCCC, 2015 b)

(b) Para as áreas a seguir a partir dos dados de carga escolhidos, assumir o nível próximo da etapa anterior, subtrair a carga do nível anterior e multiplicar o resultado pelo número de horas que corresponde este nível:

$$EG_{Z-L} = (EL_{Z-L} - EL_Z) \cdot (Z - L) \quad (\text{Eq. A.2})$$

Onde EG_{Z-L} é a geração de eletricidade assumida fornecida à rede na carga Z-L (MWh); EL_{Z-L} , a carga da rede no nível da carga Z-L (MW) e; EG_Z , geração de eletricidade assumida fornecida à rede com a menor carga do sistema anual ao longo do ano (MWh); EL_Z , carga menor do sistema anual (MW); Z , o número de horas no ano (h) e L ; classificação da carga registrada na lista escolhida das cargas a partir da menor. Para a primeira etapa $L=0$.

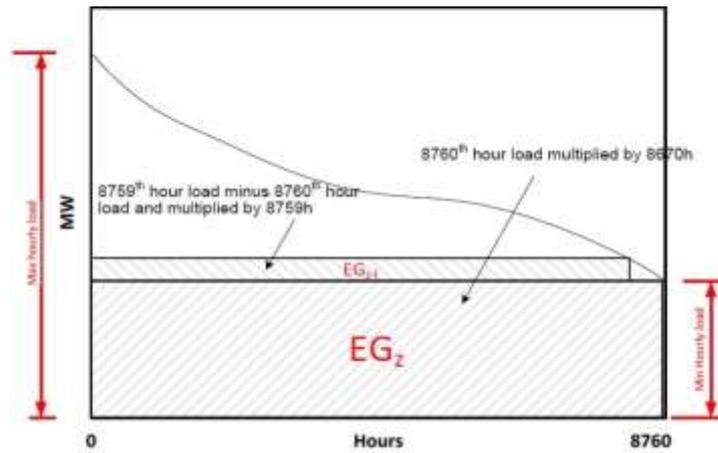


Figura 3: Etapa (iii b)

Fonte: (UNFCCC, 2015 b)

(c) Calcular a geração de eletricidade acumulada:

$$EG_{\text{cumul}} = \sum_{L+1}^Z EG_{Z-L} + EG_{Z,L} \quad (\text{Eq. A.3})$$

(d) Verificar a geração de eletricidade acumulada para com a geração total (em MWh) das unidades/plantas inflexíveis/baixo custo (isto é, $\sum_k EG_{k,y}$) até $\sum_{\text{cumul}} \geq \sum_k EG_{k,y}$.

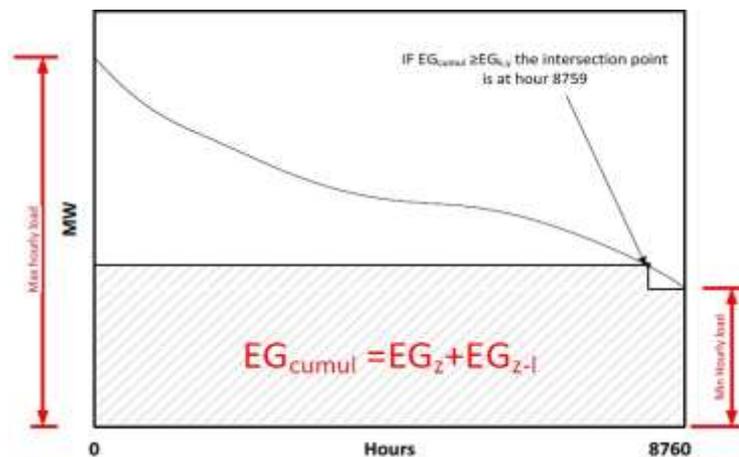


Figura 4: Etapa (iii d)

Fonte: (UNFCCC, 2015 b)

(iv) Determinar o número de horas para as fontes inflexíveis/baixo custo que estão na margem no ano y. Na etapa em que a geração de eletricidade acumulada atinge o nível da geração total (em MWh) das unidades/plantas inflexível/baixo custo, isto é $\sum_{\text{cumul}} \geq \sum_k EG_{k,y}$,

determinar o valor de Z-L. Este é o número de horas no qual as fontes inflexíveis/baixo custo estão na margem no ano y.

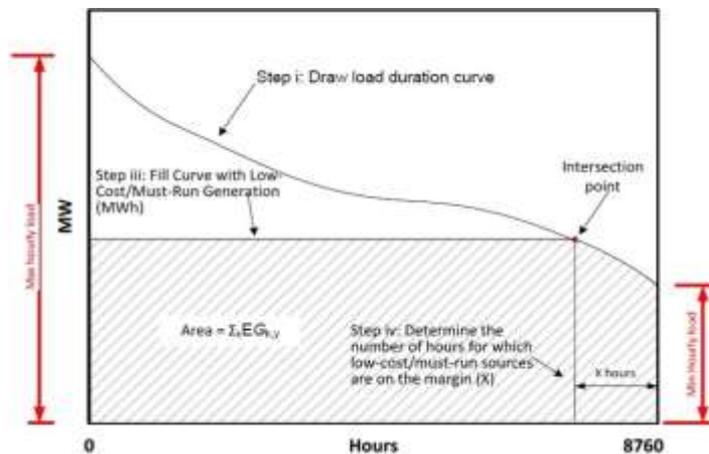


Figura 5: Etapa (iv)

Fonte: (UNFCCC, 2015 b)