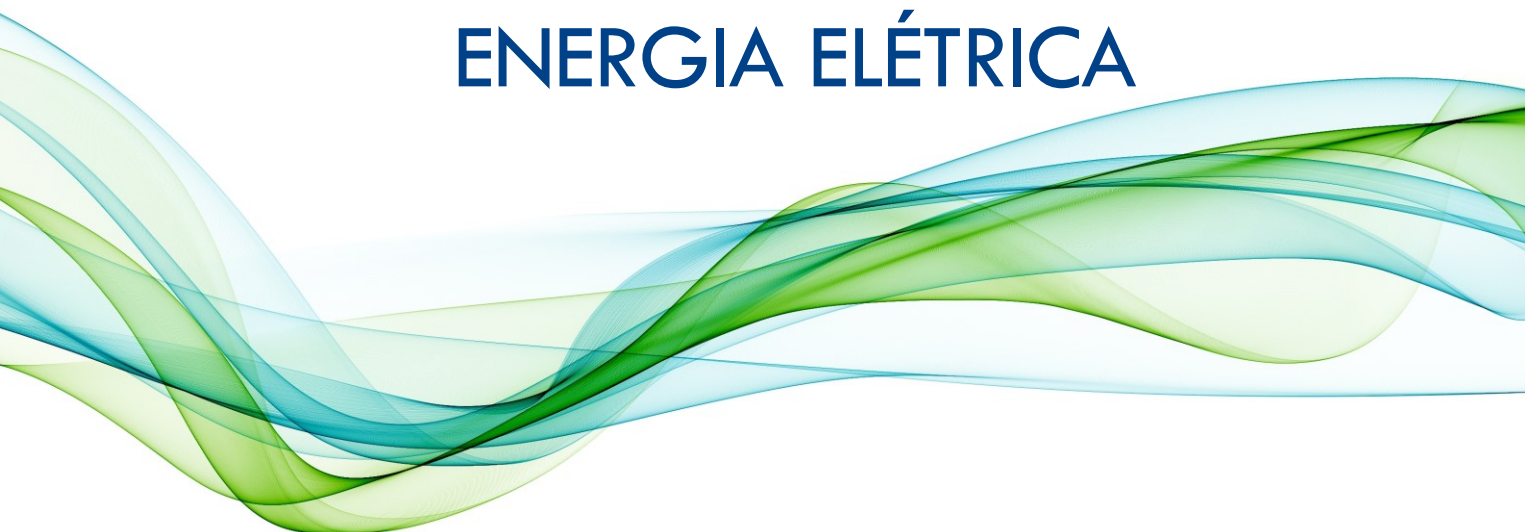




ANÁLISE DE IMPACTOS DO PROCESSO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO COM BAIXA EMISSÃO DE CARBONO NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA



YASMIN DELBANY CURY
UBERLÂNDIA - 2025

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

C982 2025	Cury, Yasmin Delbany, 2001- Análise de impactos do processo de produção de hidrogênio com baixa emissão de carbono na qualidade da energia elétrica [recurso eletrônico] / Yasmin Delbany Cury. - 2025. Orientador: Ivan Nunes Santos. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Disponível em: http://doi.org/10.14393/ufu.di.2025.228 Inclui bibliografia. Inclui ilustrações. 1. Engenharia elétrica. I. Santos, Ivan Nunes, 1979-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III. Título. CDU: 621.3
--------------	--

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**



Análise de impactos do processo de produção de hidrogênio com baixa emissão de carbono na qualidade da energia elétrica.

Trabalho apresentado por Yasmin Delbany Cury à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos para a obtenção do título de mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Ivan Nunes Santos (Orientador) – UFU
Arthur Costa de Souza – UNIFEI
João Areis Ferreira Barbosa Júnior – IF Goiano

Análise de impactos do processo de produção de hidrogênio com baixa emissão de carbono na qualidade da energia elétrica.

Yasmin Delbany Cury

Trabalho apresentado à Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos para a obtenção do título de mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Ivan Nunes Santos, Dr.
(Orientador) – UFU

Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr.
(Coordenador do PPGEE) – UFU

Dedico este trabalho à minha família.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço à minha família, que sempre esteve ao meu lado com amor, paciência e encorajamento incondicional. Aos meus pais, por serem meu alicerce e por me ensinarem o valor do esforço e da dedicação.

Ao meu orientador Prof. Dr. Ivan Nunes Santos, sou grata pela orientação, pelas valiosas contribuições e pelo suporte em cada etapa deste trabalho. Seu comprometimento e conhecimento foram essenciais para o meu crescimento acadêmico e profissional.

Aos colegas do Laboratório de Qualidade de Energia Elétrica, meu sincero agradecimento pela parceria, pelas discussões produtivas e pela amizade construída ao longo desses anos.

Por fim, aos meus amigos, que sempre souberam equilibrar os momentos de estudo com descontração e apoio. A cada palavra de incentivo, a cada conversa, vocês fizeram toda a diferença.

Obrigada a todos que contribuíram para que este trabalho se tornasse realidade.

.

*“Se a vida é apenas uma passagem, pelo
menos podemos semear flores nela”.*

(Valérie Perrin)

RESUMO

A transição energética para uma matriz predominantemente renovável é uma realidade almejada pela maior parte dos países no século XXI. A fim de se alcançar tal objetivo, estão sendo realizados elevados investimentos em formas de energia alternativas que causem pouco ou nenhum impacto ao meio ambiente. Como exemplo, pode-se citar o hidrogênio de baixa emissão de carbono (também conhecido como hidrogênio verde), que se trata de um gás hidrogênio produzido a partir de energia elétrica proveniente de fontes renováveis. Neste contexto, o Brasil é parte importante desta estratégia, devido ao seu grande potencial em gerar energia elétrica por fontes renováveis. Assim, espera-se que, nos próximos anos, sejam inseridas diversas plantas de produção de hidrogênio verde na rede elétrica brasileira, como forma de contribuir para a transição energética e alcançar as metas globais para redução das emissões de gases do efeito estufa. Logo, é preciso analisar quais serão os impactos da inserção destes novos equipamentos na rede, especificamente na qualidade da energia elétrica, visto que o processo de produção de hidrogênio emprega dispositivos não-lineares que podem causar distorções harmônicas nas formas de onda no ponto de acoplamento. Tendo em vista esta problemática, neste estudo será apresentado um modelo computacional desenvolvido para simulação de uma planta de hidrogênio verde, além dos resultados de simulações comparados com medições realizadas em uma planta real. Assim, será possível avaliar os impactos causados pela inserção de uma planta de hidrogênio verde na qualidade da energia elétrica e verificar a eficácia do modelo computacional desenvolvido. Além destas análises, também será apresentado um estudo complementar que avalia o compartilhamento de responsabilidade pelas distorções harmônicas observadas em um ponto de conexão de planta de produção deste gás, determinando as porcentagens de responsabilidade pelas distorções harmônicas por parte do sistema supridor e do agente conectado no ponto de acoplamento. Os resultados deste estudo foram satisfatórios se comparados aos limites estabelecidos em norma, porém, por se tratar de um sistema pouco robusto, é importante repetir as análises para os diferentes tipos de sistema a serem implementados. Para estudos futuros, sugere-se uma representação do circuito de controle com maior nível de detalhes no modelo computacional, a fim de se obter resultados mais próximos dos parâmetros medidos.

Palavras-chave: Qualidade da Energia Elétrica, Hidrogênio Verde, Distorções Harmônicas, Compartilhamento de Responsabilidade.

ABSTRACT

The energy transition to a predominantly renewable matrix is a reality desired by most countries in the 21st century. In order to achieve this objective, high investments are being made in alternative energy sources that cause little or no impact on the environment, especially green hydrogen (hydrogen gas produced from electrical energy from renewable sources). In this context, Brazil is an important part of this strategy, due to its great potential in generating electrical energy from renewable sources. Therefore, it is expected that, in the coming years, several green hydrogen production plants will be inserted into the Brazilian electricity grid, as a way of contributing to the energy transition and achieving global goals for reducing greenhouse gas emissions. So, it is necessary to analyse what will be the impacts of inserting this new equipment into the electrical grid, specifically on the quality of electrical energy, as they are non-linear devices and can cause harmonic distortions in the waveforms at the coupling point. Considering this problem, this study will present a computational model developed to simulate a green hydrogen plant, in addition to the simulation results compared with measurements made in a real plant. Thus, it will be possible to evaluate the impacts caused by the insertion of a green hydrogen plant on the quality of electrical energy and validate the computational model developed. In addition to these analyses, a complementary study will also be presented to evaluate the sharing of responsibility for observed harmonic distortions, determining the percentages of responsibility for harmonic distortions on the part of the supply system and the agent connected at the coupling point. The results of this study were satisfactory when compared to the limits established by the standards. However, since it involves a relatively non-robust system, it is important to repeat the analyses for different types of systems to be implemented. For future studies, it is suggested to represent the control circuit with a higher level of detail in the computational model in order to obtain results closer to the measured parameters.

Keywords: Power Quality, Green Hydrogen, Harmonic Distortions, Harmonic Responsibility Sharing.

SUMÁRIO

RESUMO	1
ABSTRACT	2
FIGURAS E ILUSTRAÇÕES	5
TABELAS	6
SIGLAS	7
1. INTRODUÇÃO	8
1.1 CONTEXTO AMBIENTAL GLOBAL	8
1.2 REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CARBONO NO BRASIL	8
1.3 HIDROGÊNIO COMO ALTERNATIVA PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	9
1.4 PROGRAMA NACIONAL DO HIDROGÊNIO	9
1.5 PROJETO H2BRASIL	12
1.6 PARCERIAS E ACORDOS INTERNACIONAIS	14
1.7 PROJETOS EM ANDAMENTO	15
1.8 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	17
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA RELACIONADA À PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE	18
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	18
2.3 PRINCÍPIOS FÍSICO-QUÍMICOS DA ELETRÓLISE	20
2.4 FUNCIONAMENTO E MODELOS DOS ELETROLISADORES	24
2.5 CIRCUITOS RETIFICADORES APLICADOS A ELETROLISADORES	26
2.5.1 Retificadores não controlados	26
2.5.2 Retificadores controlados	30
2.5.3 Retificadores “chopper”	34
3. ESTUDO DE CASO: MEDIÇÕES EM CAMPO E MODELAGEM COMPUTACIONAL	37
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	37
3.2 MEDIÇÕES EM CAMPO	39
3.3 RESULTADOS DE MEDIÇÕES	50
3.4 MODELAGEM COMPUTACIONAL	52
3.5 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	53
4. ANÁLISE DE RESULTADOS EM TERMOS DOS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	56
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	56
4.2 ESTUDO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	56
4.3 ESTUDO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS TOTAIS DE TENSÃO	57

4.4	ESTUDO DE DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO	59
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DA ANÁLISE DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	60
5.	ANÁLISE COMPLEMENTAR: ESTUDO DE COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE HARMÔNICA DE TENSÃO APLICADO A UMA PLANTA DE HIDROGÊNIO COM BAIXA EMISSÃO DE CARBONO.....	61
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	61
5.2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA A RESPEITO DO COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE HARMÔNICA	61
5.3	ESTUDO DE CASO E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	63
5.4	RESULTADOS PARA O COMPARTILHAMENTO	65
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO ESTUDO DE COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE HARMÔNICA.....	66
6.	CONCLUSÕES.....	67
	REFERÊNCIAS.	69

FIGURAS E ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Esquemático do processo de eletrólise da água. Fonte: Autoria própria.	22
Figura 2.2 - Esquemático genérico de planta de eletrólise. Adaptado de [15].	23
Figura 2.3 - Esquemático de uma ponte trifásica de diodos não controlada de 6 pulsos. Adaptado de [17].	27
Figura 2.4 - Esquemático de uma ponte trifásica de diodos não controlada de 12 pulsos. Adaptado de [17].	28
Figura 2.5 - Esquemático de circuito retificador de diodos com dupla estrela de 6 pulsos. Adaptado de [17].	30
Figura 2.6 - Esquemático de circuito retificador de diodos com dupla estrela de 12 pulsos. Adaptado de [17].	3121
Figura 2.7 - Esquemático de uma ponte trifásica retificadora a tiristores de 6 pulsos. Adaptado de [17].	32
Figura 2.8 - Esquemático de um circuito retificador de ponte de tiristores de 12 pulsos. Adaptado de [17].	33
Figura 2.9 - Esquemático de um circuito retificador dupla estrela de tiristores de 6 pulsos.. Adaptado de [17].	34
Figura 2.10 - Esquemático de um circuito retificador dupla estrela de tiristores de 12 pulsos. Adaptado de [17].	35
Figura 2.11 - Esquemático da ponte retificadora de diodos de 6 pulsos com conversor "buck". Adaptado de [17].	36
Figura 2.12 - Esquemático da ponte retificadora de diodos de 6 pulsos com conversor "buck" trifásico. Adaptado de [17].	37
Figura 3.1 - Sistema fotovoltaico utilizado para alimentação do eletrolisador. Fonte: Autoria própria.	38
Figura 3.2 - Tanque de armazenamento do gás hidrogênio. Fonte: Autoria própria.	39
Figura 3.3 - Eletrolisador alcalino Hydrogenics 60/27 utilizado no sistema em campo. Fonte: Autoria própria.	39
Figura 3.4 - Diagrama unifilar do sistema. Fonte: Furnas, 2019.	40
Figura 3.5 - Analisador de Energia e Qualidade da Energia Fluke 435-II.	41
Figura 3.6 - Osciloscópio Digital Portátil Fluke ScopeMeter 190-204/S.	41
Figura 3.7 - Analisador de Energia e de Qualidade de Energia Fluke 435-II e (b) Osciloscópio Digital Portátil Fluke ScopeMeter 190-204/S durante medição no ponto de acoplamento do eletrolisador. Fonte: Autoria própria.	42
Figura 3.8 - Gráfico da Potência Instantânea Trifásica (kVA) ao longo do tempo de medição. Fonte: Autoria própria.	43
Figura 3.9 - Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 1. Fonte: Autoria própria.	44
Figura 3.10 - Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 1. Fonte: Autoria própria.	44
Figura 3.11 - Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 2. Fonte: Autoria própria.	45
Figura 3.12 - Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 2. Fonte: Autoria própria.	45
Figura 3.13 - Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 3. Fonte: Autoria própria.	46
Figura 3.14 - Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 3. Fonte: Autoria própria.	46
Figura 3.15 - Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 4. Fonte: Autoria própria.	47
Figura 3.16 - Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 4. Fonte: Autoria própria.	47
Figura 3.17 - Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 5. Fonte: Autoria própria.	48
Figura 3.18 - Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 5. Fonte: Autoria própria.	48
Figura 3.19 - Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 6. Fonte: Autoria própria.	49
Figura 3.20 - Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 6. Fonte: Autoria própria.	49
Figura 3.21 - Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 7. Fonte: Autoria própria.	50
Figura 3.22 - Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 7. Fonte: Autoria própria.	50

Figura 3.23 - Esquemático do sistema utilizado para simulação computacional. Fonte: Autoria própria.....	47
Figura 5.1 - Circuito equivalente de Norton para aplicação do Método de Injeção de Correntes Harmônicas (MIC). Fonte: Adaptado de [22].	62
Figura 5.2 - Projeções vetoriais sobre a soma vetorial das correntes calculadas. Adaptado de [22]...	63
Figura 5.3 – Diagrama equivalente do circuito simulado.. Fonte: Autoria própria	64

TABELAS

Tabela 2.1 - Descrição dos componentes presentes na Figura 2.1. Adaptado de [15]	22
Tabela 3.1 - Estágios de Medição e Potência Trifásica em cada estágio. Fonte: Autoria própria	41
Tabela 3.2 - Síntese dos valores de tensão e corrente medidos em campo. Fonte: Autoria própria..	50
Tabela 3.3 - Síntese dos dados obtidos via simulação computacional. Fonte: Autoria própria	53
Tabela 4.1 - Limites para tensão em regime permanente estabelecidos pelo PRODIST. Adaptado de [18].....	57
Tabela 4.2 - Resumo da análise de tensão em regime permanente. Fonte: Autoria própria..	57
Tabela 4.3 - Distorções Harmônicas Totais de Tensão encontradas. Fonte: Autoria própria.	58
Tabela 4.4 - Limites de distorções harmônicas de tensão estabelecidos pelo PRODIST. Adaptado de [18].....	58
Tabela 4.5 - Fatores de desequilíbrio calculados a partir de dados medidos e simulados. Fonte:Autoria própria.....	59
Tabela 4.6 - Limites estabelecidos pelo PRODIST para fator de desequilíbrio. Adaptado de [18].....	60
Tabela 5.1 - Comparação dos dados simulados com dados medidos em campo. Fonte:Autoria própria.....	64
Tabela 5.2 - Dados de simulação para compartilhamento de responsabilidade harmônica. Fonte:Autoria própria..	65
Tabela 5.3 - Resultados calculados para o compartilhamento de responsabilidade harmônica. Fonte: Autoria própria.....	65

SIGLAS E ABREVIações

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEI – Banco Europeu de Investimento

BEN – Balanço Energético Nacional

BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento

BIRD – Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (ou Banco Mundial)

BMZ – Ministério Federal da Cooperação Econômica e Desenvolvimento da Alemanha

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento

CAPEX – Custos de Capital

CCS – Captura e Armazenamento de Carbono

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Finep – Financiadora de Estudos e Projetos

FNDCT – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

GEE – Gases do Efeito Estufa

GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

H2V – Hidrogênio Verde

IBH2 – Iniciativa Brasileira do Hidrogênio

IEA – International Energy Agency

IHTF – International Hydrogen Trade Forum

IPEN – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares

ITA – Instituto Tecnológico de Aeronáutica

LCOH – Levelised Cost of Hydrogen

MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

MME – Ministério de Minas e Energia

NDC – Contribuição Nacionalmente Determinada

ONU – Organização das Nações Unidas

OPEX – Custos Operacionais

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PD&I – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

PHBC – Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono

PLANFERT – Plano Nacional de Fertilizantes

PNE – Plano Nacional de Energia

PNH2 – Programa Nacional do Hidrogênio

Rehidro – Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono

SisH2 – Sistema Brasileiro de Laboratórios em Hidrogênio

UFC – Universidade Federal do Ceará

UFBA – Universidade Federal da Bahia

UFPR – Universidade Federal do Paraná

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte

UFSCar – Universidade Federal de São Carlos

UNFCC – Comissão-Quadro sobre a Mudança de Clima

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO AMBIENTAL GLOBAL

Globalmente, o cenário ambiental existente é motivo para serem criadas diversas iniciativas em prol da preservação da natureza. Tal pauta é necessária e vem sendo discutida desde os primórdios da operação industrial e queima de combustíveis fósseis, atividades que causam uma alta gama de impactos no meio ambiente. A elevada quantidade de gases específicos, principalmente o gás carbônico, liberados na atmosfera como produto de tais queimas causa uma deterioração na camada de ozônio da Terra, a qual a protege dos raios solares ultravioletas. Além disso, tais gases contribuem para o chamado efeito estufa que, embora seja um fenômeno natural que mantém a temperatura adequada para a vida no planeta, com o aumento na concentração dos gases dióxido de carbono e metano na atmosfera, a saída do calor para o espaço é dificultada. Assim, o aumento na temperatura global média é um indicador que merece atenção quando se analisa os efeitos da atividade humana no meio ambiente.

De acordo com o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) [1], a temperatura global média entre 2006 e 2015 está $0,87^{\circ}\text{C}$ mais alta que a temperatura média observada entre os anos de 1850 e 1900. Estima-se que a temperatura média aumenta cerca de $0,2^{\circ}\text{C}$ por década [1]. Isto indica que há um aquecimento global exponencialmente crescente, causado pelas emissões de gases relacionadas à atividade humana (operação de indústrias, transporte, agropecuária, entre outras). Dentre as consequências deste aquecimento, podem-se citar extremo calor na maior parte das regiões habitadas, seca e déficits de chuva em determinadas regiões, intensa precipitação em determinadas regiões, perda de biodiversidade (extinção de espécies da fauna e flora), riscos para a saúde humana, insegurança alimentar, dificuldade no abastecimento de água e suprimentos, entre diversas outras [1].

Baseando-se neste cenário, a Organização das Nações Unidas (ONU) [2] reuniu sua Comissão-Quadro sobre a Mudança de Clima (UNFCCC) em Paris no ano de 2015, com o objetivo de definir um novo acordo para nortear uma mudança na forma como os governos lidam com tais consequências do aquecimento global. O Acordo de Paris, como ficou conhecido, foi aprovado pelos 195 países membros da UNFCCC e visa reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) no contexto do desenvolvimento sustentável. O objetivo central é manter o aumento da temperatura média global bem abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, com esforços adicionais para limitar esse aumento a $1,5^{\circ}\text{C}$ [2].

Após esta reunião, cada um dos países participantes da Comissão se comprometeu a elaborar um planejamento detalhado de quais ações seriam tomadas para atingir a redução desejada nas emissões de GEE. Os níveis de redução desejados foram estipulados proporcionalmente conforme a dependência de cada país para com recursos energéticos não renováveis em sua matriz energética [2].

1.2 REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CARBONO NO BRASIL

O Brasil, país incluído em tais discussões, produziu um documento conhecido como Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) [3], como resposta à solicitação global. Em tal documento, o governo brasileiro se compromete a reduzir as emissões de gases do efeito estufa em 37% em relação aos níveis existentes em 2005 [3]. Até 2030, o objetivo consiste em reduzir as emissões de tais gases em 43% abaixo dos níveis de 2005 [3]. Em termos de emissões brutas de dióxido de carbono, tais compromissos correspondem a uma meta para níveis de emissão de $1,3 \text{ GtCO}_2$ em 2025 e $1,2 \text{ GtCO}_2$ em 2030 [3]. Em 2050, a meta é atingir emissões líquidas nulas [3].

Como meios de se alcançarem as metas citadas, incluem-se aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética para 18% até 2030; restaurar 12 milhões de hectares de áreas florestais até 2030; aumentar para 45% a contribuição estimada de energias renováveis na composição da matriz energética até 2030 [3]. Além disso, o país também se comprometeu a fortalecer o Plano de Agricultura de Baixa Emissão de Carbono, por meio da restauração de 15 milhões de hectares de pastagens degradadas e do aumento de 5 milhões de hectares de sistemas de integração lavoura-pecuária-florestas até 2030 [3].

1.3 HIDROGÊNIO COMO ALTERNATIVA PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Tendo tais objetivos em consideração, o governo brasileiro, por intermédio do Ministério de Minas e Energia (MME) [4], acredita que uma das principais estratégias para se atingirem as metas estabelecidas é adotar a produção e utilização do gás hidrogênio, desde que produzido de forma sustentável [4]. Isto se dá devido ao fato de que este gás pode ser utilizado de diferentes maneiras, atendendo às necessidades de vários setores. Ele pode ser armazenado e transportado como um combustível limpo, além de convertido em eletricidade por meio de células a combustível para gerar energia ou calor. Ele é especialmente útil em setores industriais, como a produção de aço, e pode ser também utilizado em transporte pesado (caminhões, trens, navios e aviões), onde a eletrificação por baterias não é prática devido às limitações de autonomia e peso [4].

Uma das maiores vantagens do hidrogênio é que, quando produzido a partir de fontes renováveis (hidrogênio verde ou H₂V), ele é uma forma de energia livre de emissões. Sua combustão ou utilização em células de combustível gera como produto apenas vapor d'água, sem emissão de gases de efeito estufa. Comparado aos combustíveis fósseis, o hidrogênio oferece uma alternativa sustentável e ajuda a reduzir a poluição atmosférica, contribuindo para o alcance das metas estabelecidas pela NDC [4]. No entanto, a produção de hidrogênio, especialmente por meio de processos como a eletrólise da água, exige uma quantidade significativa de energia elétrica. O consumo específico de energia dos equipamentos envolvidos, como eletrolisadores, é um fator crucial para avaliar a viabilidade econômica e ambiental dessa tecnologia. Eletrolisadores típicos consomem entre 4,5 a 6 kWh de eletricidade para produzir 1 metro cúbico de hidrogênio, com a eficiência variando de 60% a 80%. Além disso, a compressão e o armazenamento de hidrogênio também demandam uma quantidade considerável de energia, com os compressores consumindo entre 2 a 3 kWh/kg de hidrogênio ao comprimi-lo a pressões de 350 bar. Portanto, para que o hidrogênio verde se torne uma alternativa competitiva, é essencial otimizar o consumo de energia desses equipamentos e integrar fontes renováveis, como solar e eólica, ao processo de produção [4].

O hidrogênio também desempenha um papel importante no armazenamento de energia, fator essencial para lidar com a intermitência das energias renováveis, como a solar e a eólica. Ele pode armazenar energia em momentos de pico de produção renovável e ser usado posteriormente quando necessário. Dessa forma, o hidrogênio pode agir como uma bateria, permitindo a estabilidade do fornecimento de energia e facilitando a integração das renováveis na matriz energética [4].

Além disso, o hidrogênio é uma solução fundamental para a descarbonização de setores industriais pesados, como a siderurgia, cimento e produção de produtos químicos, que consomem grandes quantidades de energia e emitem altos níveis de CO₂ [4]. Ele também é crucial para o transporte de longa distância, onde as baterias elétricas enfrentam limitações, especialmente em aplicações como caminhões e aviões [4].

1.4 PROGRAMA NACIONAL DO HIDROGÊNIO

Considerando este cenário e os desafios tecnológicos e financeiros envolvidos na implementação do hidrogênio verde como alternativa para a descarbonização, o MME desenvolveu o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) [4]. Neste Programa, foi criado um Plano Trienal de ações a serem realizadas em prol da criação de um mercado de hidrogênio competitivo, considerando aspectos regulatórios, estratégicos e tecnológicos. O plano se constrói em torno de seis ideias principais, sendo elas: “Definição de uma visão de longo prazo para o hidrogênio no sistema energético nacional; Identificação das oportunidades de curto prazo e apoio à implantação inicial de tecnologias-chave; Apoio a esquemas de financiamento e de redução dos riscos de investimento desde as etapas iniciais dos projetos; Foco no apoio a programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e de qualificação profissional para colher benefícios coletivos para além das reduções de emissões de gases de efeito estufa; Adoção de esquemas de certificação para incentivar a produção de hidrogênio de baixa intensidade de carbono, criando oportunidades de mercado, evitando trancamento ou pré-seleções tecnológicas e unificando liquidez de mercado; Apoio à cooperação nos níveis regional e global, como forma de posicionar a América Latina no panorama global do hidrogênio.” [4].

Por meio do Plano Trienal, o Brasil estabeleceu marcos temporais para a estruturação de sua economia do hidrogênio, com foco na transição energética e na competitividade global. O plano visa criar uma base sólida para o desenvolvimento do hidrogênio de baixa emissão de carbono no país. Até final de 2025, a meta é implementar plantas piloto de hidrogênio em todas as regiões, promovendo a disseminação de tecnologias inovadoras para a produção e uso dessa fonte de energia [4]. Isso será essencial para testar e validar tecnologias, além de atrair investimentos para o setor. Até 2030, o Brasil busca se consolidar como o mais competitivo produtor de hidrogênio no mundo, aproveitando seu vasto potencial de energia renovável, como eólica, solar e hidrelétrica, para produzir hidrogênio verde a baixo custo. A meta é garantir que o país seja líder global no fornecimento desta substância essencial para a descarbonização da economia mundial [4]. Até 2035, o objetivo é consolidar “hubs” de hidrogênio de baixa emissão de carbono, que serão centros regionais de produção e distribuição, integrando a cadeia de valor do hidrogênio no Brasil e no mundo. Segundo estimativas do MME [4], o país tem um potencial técnico para produzir até 1,8 gigatonelada de hidrogênio por ano, com um dos menores custos de produção do mundo, posicionando o Brasil como um dos principais atuadores globais no setor de hidrogênio de baixa emissão de carbono.

As ações consideradas prioritárias no Plano Trienal envolvem definir um marco legal regulatório nacional, o que foi realizado com a Lei nº 14.948, de 2 de Agosto de 2024 [5]. Tal lei foi publicada com o objetivo de instituir a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro) e o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC). Dentre os principais objetivos com a criação de tais políticas, está a democratização do acesso a financiamentos para o setor, como forma de atrair novos empreendimentos e oportunidades.

O Plano Trienal é dividido em 5 iniciativas principais, sendo a primeira delas o fortalecimento das bases científico-tecnológicas [4]. Neste âmbito, é planejado apoiar a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico na temática do hidrogênio de baixa emissão de carbono, por meio da consolidação da Iniciativa Brasileira do Hidrogênio (IBH2) [4], a estruturação do Sistema Brasileiro de Laboratórios em Hidrogênio (SisH2) [4] e a consolidação de um Fórum para discussões nacionais em torno da temática do hidrogênio [4]. Dentre as ações que já estão em andamento para cumprimento dos objetivos citados, têm-se a abertura de chamadas públicas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), como a chamada aberta em apoio ao Programa Combustível do Futuro e à IBH2, resultando na aprovação de 23 propostas, que abrange o

Hidrogênio Sustentável [4]. Essa iniciativa contou com recursos do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), somando R\$ 15,8 milhões. Além disso, foi aberta uma seleção pública pela Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) para o desenvolvimento de tecnologias voltadas ao Combustível do Futuro e ao Hidrogênio. Duas propostas foram aprovadas no campo do desenvolvimento de tecnologias nacionais para a produção, armazenamento e uso de hidrogênio sustentável no setor de transportes, com um total de R\$ 14,9 milhões investidos [4]. Além disso, foi estruturada uma chamada pública para apoio ao SisH2 que resultou na seleção de 13 projetos, com um total de R\$ 33 milhões em investimentos. As instituições selecionadas para desenvolver esses projetos incluem a Universidade Federal do Ceará (UFC), a Universidade Federal de São Carlos (UFSCar), a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), o Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA), o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), a Universidade Federal do Paraná (UFPR), a Universidade Federal da Bahia (UFBA) e a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

A segunda iniciativa mencionada no Plano Trienal é a capacitação de recursos humanos, e possui como principal meta o desenvolvimento de pessoas com as habilidades e competências necessárias para realizar o planejamento, licenciamento, operação e implantação dos projetos de construção da economia do hidrogênio no Brasil [4]. Neste contexto, é planejado elaborar um mapa do conhecimento do hidrogênio, a fim de identificar as habilidades que já são abordadas em cursos técnicos e superiores, bem como aquelas que precisarão ser introduzidas nas grades curriculares, com a instalação de novos laboratórios que abranjam tais conhecimentos. Além disso, planeja-se desenvolver um programa de capacitação voltado para o hidrogênio de baixa emissão de carbono, com foco no setor público [4]. O programa deverá incluir módulos específicos para colaboradores que já atuam ou pretendem atuar em atividades relacionadas à autorização, normatização técnica e licenciamento socioambiental, que exigem habilidades e conhecimentos voltados para a avaliação de projetos de hidrogênio nas diversas esferas do governo. Além disso, será necessário promover a capacitação de agentes públicos responsáveis pela formulação e implementação de políticas que incentivem o desenvolvimento do hidrogênio no Brasil [4]. Dentre as ações que implementadas para cumprimento dos objetivos citados, está a conclusão do curso de pós-graduação em Hidrogênio Verde no primeiro semestre de 2023, além da capacitação de 300 profissionais (professores de Universidades, Institutos Federais e cursos técnicos) para compartilhamento de conhecimentos avançados a respeito da temática do hidrogênio, com um curso de 120 horas [4]. Além disso, por intermédio do projeto H2 Brasil, estão sendo ofertadas diversas aulas teóricas sobre o tema do hidrogênio, com mais de 700 inscritos que têm a oportunidade de absorver o conhecimento [4].

A terceira iniciativa mencionada no Plano Trienal é o planejamento energético [4], por meio da qual espera-se avaliar os potenciais de oferta e demanda do hidrogênio e seus derivados no Brasil, bem como o impacto deste balanço no contexto energético e possíveis impactos socioambientais que podem vir a existir. Isto será realizado por meio de estudos de oferta, logística, consumo e conversão do gás hidrogênio e demais produtos das reações químicas envolvidas [4]. Dentre as ações que já estão em andamento para cumprimento de tais objetivos, destaca-se o estudo de potencial de produção de hidrogênio a partir de fontes como energia eólica, solar, biomassa e gás natural com captura e armazenamento de carbono (CCS), vinculado ao projeto H2Brasil. Além disso, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) está elaborando um informativo chamado de “*Fact Sheet*”, sobre e-fuels e hidrogênio, bem como um estudo associado ao Plano Nacional de Fertilizantes. Também estão em execução cenários de expansão da malha de transmissão elétrica e de transporte de gás natural, como parte do projeto H2Brasil [4], que será abordado posteriormente. Outro importante desenvolvimento em curso é a inclusão do hidrogênio no Balanço Energético Nacional (BEN), trabalho que está

sendo realizado pela EPE. Por fim, a plataforma H2 Brasil, fruto de uma parceria entre o MME e a EPE, está em fase de desenvolvimento [4].

A quarta iniciativa principal considerada no Plano Trienal é o aperfeiçoamento do arcabouço legal e regulatório-normativo com o objetivo de incentivar o desenvolvimento tecnológico da economia do hidrogênio de baixa emissão de carbono no Brasil [4]. Espera-se que seja possível reduzir impedimentos legais que atualmente tornem mais difícil a implementação do setor de hidrogênio no país e que atrapalhem o recebimento de investimentos [4]. Além da publicação da Lei nº 14.948 mencionada anteriormente [5], dentre as ações que já estão em andamento para cumprimento deste objetivo específico, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) está conduzindo estudos sobre esquemas de certificação para o hidrogênio de baixa emissão [4]. O governo brasileiro também tem se engajado ativamente nas discussões da *Clean Energy Ministerial Hydrogen Initiative* e participa da força-tarefa da *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy* [4]. Além disso, o Brasil ingressou no *Hydrogen TCP*, uma discussão técnica liderada pela Agência Internacional de Energia (AIE), onde está sendo criado um grupo de trabalho sobre certificação, com o Brasil formalizando seu interesse em integrar o comitê executivo. O governo brasileiro também enviou contribuições para o Ato Delegado da União Europeia sobre hidrogênio e para o projeto H2 Global [4].

A quinta principal iniciativa mencionada no Plano Trienal é a neoindustrialização, mercado e competitividade, que tem como meta a consolidação do mercado de hidrogênio no país e a relevância internacional do país neste âmbito. É esperado que se faça um mapeamento da cadeia de valor do hidrogênio, a fim de se identificarem diferentes demandas para sua aplicação, além de apoiar a construção da estratégia brasileira no que diz respeito ao hidrogênio, ampliando a competitividade do Brasil neste cenário [4]. Dentre as ações que já estão em andamento para cumprimento destes objetivos, podem-se citar que a EPE e o BNDES estão elaborando um estudo para mapear a cadeia produtiva do hidrogênio no Brasil, em cooperação com o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços e o Banco Mundial, que realizam estudos sobre a cadeia de valor do hidrogênio no país [4]. Além disso, o Ministério de Minas e Energia apresentou ao Ministério da Fazenda uma proposta de ajustes ao Decreto 8.874/2016 [4], o qual abrange normas direcionadas para aprovação de projetos de investimento prioritários na área de infraestrutura ou produção econômica intensiva em pesquisa.

1.5 PROJETO H2 BRASIL

O projeto H2Brasil faz parte da Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável e é executado pela *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) em parceria com o Ministério de Minas e Energia, sendo financiado pelo Ministério Federal da Cooperação Econômica e Desenvolvimento da Alemanha [8]. Seu principal objetivo é apoiar o desenvolvimento do mercado de hidrogênio verde (H2V) no Brasil, como elemento essencial para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e contribuir para a descarbonização da economia nacional. O projeto envolve diversas atividades focadas na produção e disseminação de informações sobre o tema, e o presente estudo é uma das iniciativas de planejamento do H2V no âmbito do H2Brasil [8].

Um dos materiais produzidos pelo projeto H2Brasil é o documento que tem como tema: “Potencial Técnico e Custo de Produção de Hidrogênio Verde no Brasil” [8], no qual são apresentados os resultados de diversos estudos sobre o potencial do hidrogênio no Brasil a partir de fontes renováveis, como energia eólica (*onshore* e *offshore*), solar, biomassa e hidráulica. Cada uma dessas fontes foi analisada de forma independente, e foram realizados dois tipos de simulações. O primeiro exercício calculou o potencial técnico de produção de hidrogênio com base em cada uma das fontes renováveis. Já o segundo exercício estimou o custo nivelado de produção de hidrogênio para cada região, também com base na mesma fonte. Além desses

cálculos, foram conduzidas análises de sensibilidade, onde alguns critérios foram ajustados em ambos os exercícios para observar as variações nos resultados [8]. O estudo conclui que o Brasil é um dos países com menor custo relativo para produção de hidrogênio de baixa emissão, pois possui uma elevada geração de energia por fontes renováveis [8]. Dessa forma, prevê-se que o país receberá diversos investimentos neste âmbito nos próximos anos.

Como forma de se preparar para diferentes cenários que podem se instaurar nas próximas décadas, o projeto H2Brasil também criou o documento que tem como título “Cenários de Produção, Custos e Emissões de Hidrogênio Verde e Azul” [9]. O estudo tem como objetivo desenvolver cenários para o Brasil em 2030, 2040 e 2050, avaliando a produção de hidrogênio, além de analisar os custos e as emissões associadas. A metodologia utilizada baseou-se na criação de cenários para a introdução do hidrogênio em setores da indústria nacional, considerando tanto aplicações energéticas quanto o uso como insumo em processos produtivos até 2050 [9]. Foram elaborados três cenários hipotéticos para a produção de hidrogênio. Os dois primeiros (cenários A e B) consideram crescimento econômico, com o cenário A prevendo uma aceleração mais intensa da economia e, consequentemente, maior demanda por descarbonização em comparação com o cenário B. Em ambos os casos, ocorre uma redução do uso predominante de “hidrogênio cinza” para uma maior participação de hidrogênio de baixo carbono (ou “hidrogênio verde”). Essa transição é influenciada por ações governamentais e pela capacidade de adaptação tecnológica, como mostram experiências internacionais, levando muitos países a desenvolverem suas próprias estratégias e ações nesse campo [9].

No cenário A, devido ao rápido crescimento da demanda e aos incentivos à descarbonização, considera-se a adoção do hidrogênio de baixa emissão de carbono, proveniente de fontes como solar, eólica, hídrica e biomassa. Já no cenário B, a demanda e os incentivos por descarbonização são mais lentos, favorecendo o “hidrogênio azul”, gerado a partir do gás natural com estratégias de captura e armazenamento de carbono (CCS). O terceiro cenário, chamado de base, presume que o cenário atual permanece inalterado, com o consumo continuado de “hidrogênio cinza”, produzido a partir de fontes poluentes sem mitigação [9]. Essas projeções baseiam-se em dados econômicos e de demanda energética, principalmente as informações do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050). As análises consideram o impacto e a viabilidade da introdução de hidrogênio nos setores industriais, com um viés sustentável, avaliando como este gás pode contribuir para atingir essa meta, em alinhamento com o crescimento econômico projetado no PNE 2050. O estudo também leva em conta o aprendizado tecnológico e a maturidade das tecnologias, em linha com os custos projetados entre 2030 e 2050 [9].

Os setores avaliados foram baseados na classificação do Balanço Energético Nacional (BEN) e incluíram transporte (rodoviário, aeroviário, ferroviário e hidroviário) e indústria (cimento, mineração, pelletização, ferro-gusa, ferro-ligas, não ferrosos, cerâmica, têxtil, alimentos e bebidas, papel e celulose, refino e fertilizantes). As projeções até 2050 indicam que a produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis, especialmente a energia eólica e solar, tem uma perspectiva de crescimento significativa, impulsionada não apenas por questões ambientais, mas também por vantagens econômicas [9].

Com base em dados de comercialização de energia e projeções de custos do setor, estima-se que o preço do hidrogênio verde atinja uma maior estabilidade a partir de 2040. O preço deve variar dentro de uma faixa, sendo que o limite inferior considera a ausência de encargos e um fator de desconto contratual de 40%, baseado nas práticas atuais de mercado [9]. Por outro lado, os custos de produção de “hidrogênio azul” e “cinza”, que dependem principalmente do preço do gás natural, deverão ser relativamente mais altos no futuro, revertendo o cenário atual, em que o hidrogênio proveniente de combustíveis fósseis é mais competitivo [9]. Durante o período analisado, a produção de “hidrogênio cinza” será economicamente vantajosa apenas em

comparação ao “hidrogênio verde” produzido a partir da biomassa, considerando a faixa inferior de custos de produção do último. Seguindo as tendências internacionais, o custo de produção do “hidrogênio cinza” poderá chegar a US\$2,46 por kg de H₂ no final desse período. Estima-se que o “hidrogênio azul” poderá atingir um custo de US\$2,76 por kg de H₂ em 2050 [9].

Para atender às futuras demandas de energia elétrica necessárias à produção de hidrogênio verde, foram avaliados os cenários de projeção do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050). Em todas as condições analisadas, a energia eólica desempenhará um papel central, contribuindo com mais de 70% para esse novo mercado do setor elétrico em 2050 [9]. Na análise das emissões de CO₂ evitadas, os setores aeroviário, de ferro-gusa, rodoviário e de fertilizantes se destacam pela capacidade de redução das emissões. O setor aeroviário, em particular, lidera com o maior potencial de redução ao longo do horizonte de estudo, podendo alcançar mais de 6,8 Gtep em 2050 ao substituir combustíveis fósseis, sendo “tep” a grandeza tonelada equivalente de petróleo. De modo geral, o cenário A, que prioriza o uso de “hidrogênio verde”, oferece uma redução média de emissões 90% maior em comparação ao cenário B, que foca no “hidrogênio azul”. Os resultados do estudo indicam que, em 2030, a contribuição do cenário A na redução das emissões pode ser de aproximadamente 0,5% do total projetado pela EPE (2023), em paridade com a contribuição da matriz energética brasileira. Incentivos adequados e a aceleração da curva tecnológica têm o potencial de transformar significativamente os cenários projetados, incluindo uma maior participação de diversos setores e uma penetração mais ampla de soluções sustentáveis [9].

1.6 PARCERIAS E ACORDOS INTERNACIONAIS

As diversas questões associadas ao desenvolvimento da economia do hidrogênio e o caráter inovador desse processo no cenário mundial fazem com que a cooperação internacional seja um elemento essencial na estratégia brasileira. Desde que o Brasil assumiu uma posição de liderança conjunta no Diálogo de Alto Nível das Nações Unidas sobre Energia, ocasião em que o país apresentou um pacto energético com compromissos voluntários relacionados ao hidrogênio, o Brasil tem participado de importantes fóruns internacionais sobre o tema. Exemplos incluem sua adesão à *Hydrogen Initiative*, à *Clean Energy Marine Hubs* e ao *International Hydrogen Trade Forum* (IHTF), todos vinculados à *Clean Energy Ministerial*, fórum global de assuntos relacionados à transição energética, pertencente à *International Energy Agency* (IEA) [4].

Além disso, o Brasil tem firmado parcerias internacionais no campo do hidrogênio com países como Alemanha, Dinamarca, Estados Unidos e Reino Unido, recebendo apoio em projetos de assistência técnica em frentes multilaterais [4]. Essas iniciativas têm contribuído para o fortalecimento da capacidade institucional do país e para a adoção de melhores práticas internacionais na formulação de políticas públicas e regulações relacionadas ao hidrogênio no contexto nacional.

Neste contexto, vale mencionar que, em 2023, o Brasil esteve envolvido na elaboração do Plano de Investimento do Programa de Integração de Energia Renovável (*Renewable Energy Integration – REI Program*) pelo Comitê dos Fundos de Investimento Climáticos (*Climate Investment Funds – CIFs*) [6]. Foi desenvolvido um plano de investimento para o Brasil, o qual prevê um montante de US\$ 9,1 bilhões a serem injetados por parceiros, a ser implementado pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e pelo Grupo Banco Mundial. O plano do Brasil se baseia em três áreas principais de atuação. A proposta envolve investimentos na digitalização e modernização de usinas hidrelétricas, automação e digitalização das redes de transmissão e distribuição de energia, descarbonização dos sistemas isolados e tecnologias de armazenamento, além do desenvolvimento de um “hub” de hidrogênio de baixa emissão de

carbono no Ceará [6]. O financiamento e a assistência técnica do Programa de Integração de Energia Renovável dos *CIFs* incluem, entre outras iniciativas, o auxílio na incorporação da gestão de riscos climáticos nas decisões do setor elétrico, mitigando os efeitos da variabilidade climática e mudanças ambientais [6]. Além disso, o programa visa capacitar os consumidores a terem um papel mais ativo na indústria elétrica, incentivando a implementação de programas de resposta à demanda e uma operação mais adaptável do sistema elétrico, facilitando a integração das energias renováveis.

Outra parceria relevante a ser mencionada são os acordos assinados entre o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) e diferentes instituições financeiras internacionais, como o Banco Mundial (BIRD) e o Banco Europeu de Investimento (BEI), na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP 28), em Dubai. Os acordos podem resultar em até R\$ 6,5 bilhões em investimentos em novas iniciativas de hidrogênio de baixa emissão de carbono no Brasil [7]. Seus principais objetivos incluem a criação de mecanismos de financiamento que abrangem toda a cadeia de valor do hidrogênio de baixo carbono. Os documentos também focam em projetos voltados para a captura de carbono, eletrolisadores e equipamentos relacionados, além de logística e infraestruturas compartilhadas em “hubs” focados nessa tecnologia, combustíveis sintéticos e a descarbonização do setor industrial [7].

1.7 PROJETOS EM ANDAMENTO

O Brasil está se tornando um dos principais polos globais de desenvolvimento de hidrogênio verde, com diversos projetos de grande escala em várias regiões do país. No Rio de Janeiro e Espírito Santo, o “Hub de Hidrogênio Porto do Açu” se destaca como um dos projetos mais ambiciosos. Liderado pela *Fortescue Future Industries Pty Ltd* e *Porto do Açu Operations SA*, o “hub” tem como meta atingir 350 MW de capacidade de produção de hidrogênio verde até 2030 [10]. Esse projeto envolve grandes empresas, como *White Martins*, *Shell*, *Casa dos Ventos*, *Neoenergia* e *EDF Renewables*, que contribuem para consolidar a região como um importante centro energético para a transição verde no Brasil [14].

Em Pernambuco, o “Hub de H2 Verde” também projeta grande impacto, com uma capacidade planejada de 2 GW até 2030. Esse projeto será impulsionado por parcerias com a *Qair*, que planeja instalar 560 MW, e a *Neoenergia*, com 2,24 GW. A sinergia entre essas empresas fortalecerá a posição do estado como um grande produtor de hidrogênio verde, especialmente considerando os recursos naturais presentes no Nordeste brasileiro para a geração de energia eólica e solar [14].

O Rio Grande do Norte também está no centro dos esforços para o desenvolvimento de hidrogênio verde, com um “hub” que visa alcançar uma capacidade de 2 GW até 2030. Entre as empresas envolvidas estão a *Neoenergia/Iberdrola*, *Enterprise Energy*, *Nordex Acciona/Vieira*, *Enerfin*, *Voltalia*, *Creation/UFRN*, *PAX Augusto Severo*, *Senai – ISI/FIERN* e *Green Port-Industry*. A região, conhecida pelo seu forte potencial de geração de energia renovável, em especial eólica, se beneficiará da complementaridade com a produção de hidrogênio verde [14].

O estado da Bahia também é destaque com vários empreendimentos. A “Amônia Verde UNIGEL Camaçari” é um projeto significativo, com uma capacidade de 60 MW. A planta será capaz de produzir 10.000 toneladas de hidrogênio de baixa emissão e 60.000 toneladas de amônia por ano. A parceria entre a UNIGEL e a ThyssenKrupp reforça o potencial do projeto, que está localizado no polo petroquímico de Camaçari, um dos mais importantes do país. Ainda na Bahia, o projeto de Amônia Verde da *Acker/Statkraft/Sowitec*, com previsão para 2027, reforça a posição do estado como um polo de transição energética. Além disso, a *Casa dos Ventos* e a *Comerc* estão desenvolvendo projetos de exportação de hidrogênio verde em

parceria com Bahia, Piauí e Pernambuco, com investimentos que podem alcançar 4 bilhões de dólares até 2030 [14].

No Ceará, o “Hub de Hidrogênio Verde do Pecém” tem uma capacidade projetada de 9,6 GW. Diversas empresas participam desse empreendimento, incluindo a EDP Energias de Portugal, a Qair, a Fortescue, LINDE/White Martins, a TransHydrogen Alliance, a AES Brasil e outras, como Casa dos Ventos, ENGIE, Total Eren, Voltalia e FRV. O hub do Pecém é um dos maiores projetos do país e tem grande potencial de exportação de hidrogênio verde, dada a proximidade com mercados internacionais [14].

São Paulo também tem sido um polo de inovação, especialmente com o “*Research Center for Gas Innovation*”. Esse centro está à frente de projetos como a operação de ônibus movidos a hidrogênio da EMTU/SP e a construção de uma estação de abastecimento com reformador de etanol. Além disso, a competição estudantil “*SAE Brasil & Ballard Student H2 Challenge*” tem incentivado o desenvolvimento de veículos movidos a célula de combustível por estudantes de engenharia, reforçando o fomento à pesquisa aplicada [14].

Em Minas Gerais, a empresa Atlas Agro está investindo 850 milhões de dólares em um projeto que visa a produção de 500.000 toneladas de fertilizante por ano, utilizando hidrogênio verde. O estado também conta com o Programa Minas do Hidrogênio, que visa integrar a economia local à produção e consumo de hidrogênio. Além disso, a Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) está investindo 30 milhões de reais na construção do Centro de Pesquisa de Hidrogênio Verde, fortalecendo a pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias para o setor [14].

No Paraná, o Parque Tecnológico Itaipu, em parceria com a UFPR, está desenvolvendo projetos voltados para o hidrogênio verde, contribuindo para a diversificação da matriz energética do estado. O Coppe/UFRJ, no Rio de Janeiro, também está envolvido em pesquisas relacionadas ao hidrogênio verde, com um foco especial em Maricá. Outros projetos de destaque incluem a construção de uma usina de hidrogênio verde pela UFSC em Santa Catarina, com previsão de operação em breve, e o desenvolvimento do “Hub de Hidrogênio Verde” no “Piauí”, em parceria com empresas croatas e espanholas, que pretende atingir 20 GW de capacidade até 2035, com um investimento estimado de 200 bilhões de reais [14].

Com um total de 62 projetos anunciados e mais de 70 bilhões de dólares em investimentos, o Brasil se posiciona como um líder no cenário de hidrogênio verde. A capacidade anunciada já ultrapassa os 43 GW, evidenciando o papel fundamental que o país terá na transição energética global e o impacto que tais projetos podem ocasionar na rede elétrica brasileira [14].

1.8 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Tomando como base os estudos e cenários apresentados nos itens anteriores, nota-se que o Brasil é um país extremamente estratégico para o mercado de hidrogênio que está começando a se estabelecer mundialmente. Este fato causará impactos diversos em toda a economia nacional, incluindo, principalmente, o setor elétrico, visto que é por meio da energia elétrica proveniente de fontes renováveis que será possível a produção do hidrogênio de baixa emissão de carbono. Assim, é importante avaliar quais serão os impactos causados pela inserção em massa de sistemas produtores de hidrogênio na rede elétrica brasileira e, consequentemente, na qualidade da energia elétrica, visto que esta pode ser prejudicada pela operação de dispositivos não-lineares, os quais estão presentes em eletrolisadores que é o principal equipamento produtor de hidrogênio a partir da eletrólise.

Logo, o objetivo deste trabalho é avaliar a operação de um sistema produtor de hidrogênio de baixa emissão de carbono, a fim de estimar os impactos causados na qualidade da energia

elétrica no ponto em que ele se encontra conectado. Para isso, foram feitas medições em campo e foi desenvolvido um modelo computacional do sistema no software Simulink. Espera-se que este estudo contribua para a consolidação da economia do hidrogênio no Brasil, como forma de simular impactos de diferentes sistemas de eletrolisadores nos pontos em que serão conectados.

1.9 ESTRUTURA DO TRABALHO

Em harmonia com o que foi supra exposto, além deste capítulo introdutório, esse documento encontra-se estruturado da seguinte forma:

- **CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA RELACIONADA À PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE**

Este capítulo tem como objetivo apresentar os princípios físico-químicos da eletrólise, principal processo utilizado para obtenção de hidrogênio. Além disso, são detalhados diversos tipos de circuitos retificadores atualmente aplicados em diferentes modelos de plantas geradoras de hidrogênio.

- **CAPÍTULO 3 – ESTUDO DE CASO: MEDIÇÕES EM CAMPO E MODELAGEM COMPUTACIONAL**

Nesta etapa serão apresentados dados do sistema selecionado para análise, bem como os parâmetros medidos em campo. Também, será introduzido o modelo computacional desenvolvido para a etapa de simulações.

- **CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DE RESULTADOS EM TERMOS DOS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA**

Neste capítulo serão realizadas as análises dos resultados de simulação computacional e, correspondente, comparação destes resultados com os valores medidos em campo.

- **CAPÍTULO 5 – ANÁLISE COMPLEMENTAR: ESTUDO DO COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE HARMÔNICA EM UM PONTO DE ACOPLAMENTO DE PLANTA DE H2V**

Esta seção se destina à análise complementar realizada, a respeito do compartilhamento de responsabilidade harmônica de tensão avaliado no ponto de acoplamento de uma planta de hidrogênio verde.

- **CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES**

O capítulo conclusivo tem por objetivo elencar as considerações finais da dissertação, destacando os principais resultados obtidos, evidenciando, ainda, possíveis linhas de pesquisa futura no assunto.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA RELACIONADA À PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE

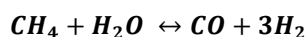
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O hidrogênio é o elemento químico com maior presença no universo, tornando-se um dos principais alvos de pesquisas como forma de promover a transição energética. Porém, apesar deste fato, é preciso realizar processos físico-químicos para sua obtenção, visto que as moléculas de hidrogênio são encontradas na natureza em diferentes compostos, como a água e hidrocarbonetos, raramente é encontrado na forma pura (gás de hidrogênio – H₂). Neste tocante, existem diferentes métodos para se realizar a separação do hidrogênio de outras moléculas e, com base em qual processo é utilizado, se define a categoria do hidrogênio produzido, podendo ter origens renováveis ou fósseis. Na próxima subseção serão analisadas as diferentes metodologias para obtenção do hidrogênio.

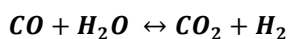
2.2 MÉTODOS PARA OBTENÇÃO DO HIDROGÊNIO – REFORMA A VAPOR

O hidrogênio pode ser obtido da natureza por diferentes maneiras, utilizando fontes de energia renováveis ou não-renováveis [31]. Embora a utilização de cores para a classificação do hidrogênio seja desencorajada pela *International Energy Agency* (IEA), nesta seção do estudo serão utilizados estes termos como forma didática para melhor detalhar os métodos de produção deste gás.

O “hidrogênio cinza” é produzido principalmente a partir de combustíveis fósseis, como o gás natural, por meio do processo de reforma a vapor (*steam reforming*) [32]. Nesse processo, o gás natural é misturado com vapor d'água e aquecido a altas temperaturas, resultando na produção de hidrogênio e dióxido de carbono (CO₂) como subproduto. A produção de H₂ a partir do gás natural (CH₄) é predominantemente realizada por meio do processo de reforma a vapor, que é também a técnica, na atualidade, mais amplamente utilizada para a produção de hidrogênio no mundo. A reforma a vapor é uma tecnologia bem estabelecida e é considerada uma das principais rotas para a produção de hidrogênio em curto prazo. A reforma a vapor é um processo contínuo de reação catalítica entre o gás natural e o vapor d'água, resultando na formação de H₂, além de CO, CO₂ e, indesejavelmente, carbono na forma de fuligem. Este processo pode ser descrito, de maneira geral, pelas reações químicas apresentadas nas Equações (2.1) e (2.2).



Equação 2.1



Equação 2.2

Na reforma a vapor do gás natural, esse combustível é utilizado tanto como insumo para a produção de H₂ quanto como fonte de energia para manter as altas temperaturas necessárias ao processo de reforma [32]. Assim, aproximadamente 30% a 40% do gás natural consumido é queimado como combustível, enquanto o restante é empregado como matéria-prima. Quando considerada a queima, a reforma a vapor do gás natural gera entre 0,35 e 0,42 m³ de CO₂ para cada m³ de H₂ produzido [10]. Essa informação é significativa, pois sugere que a produção de

H₂ por meio da reforma a vapor do gás natural, sem a implementação de tecnologias de captura, necessita de armazenamento e/ou utilização de CO₂. Assim, provavelmente este processo não terá um papel relevante no longo prazo em um futuro de baixo carbono. No entanto, a combinação da reforma a vapor do gás natural com a captura, armazenamento e utilização de CO₂ pode permitir que essa tecnologia permaneça em uso por mais tempo.

Estima-se que cerca de 70% do CO₂ gerado na reforma do gás natural poderia ser capturado [10]. Contudo, essa abordagem requer um fornecimento adicional de energia para os sistemas de compressão e transporte do CO₂, entre outras atividades, o que resulta em uma redução da eficiência da planta em cerca de 5%. Isso quando calculada com base no conteúdo energético em kWh do gás natural utilizado em relação ao conteúdo energético em kWh do H₂ produzido, considerando o poder calorífico superior dessas substâncias [10].

Assim, surge uma nova categoria de classificação de hidrogênio, que consiste no “hidrogênio azul”, o qual é obtido da mesma maneira que o “hidrogênio cinza”, porém atrelado a tecnologias de captura de carbono [11]. A etapa de captura envolve a separação seletiva do CO₂, antecedendo as fases de transporte e armazenamento (ou utilização). Existem diferentes abordagens para se realizar a captura, podendo ser: pré-combustão, pós-combustão e processos industriais [11].

Na captura pré-combustão, o CO₂ é obtido diretamente do combustível sem que ocorra combustão, em um procedimento que envolve três etapas: primeiro, é gerado o gás de síntese (H₂ e CO); em seguida, o CO é transformado para aumentar a produção de H₂ enquanto se forma CO₂ por meio da “reação de *shift*”; por último, o CO₂ é isolado da mistura resultante [11]. Na corrente gerada pela “reação de *shift*”, o CO₂ apresenta altas pressões e concentrações, facilitando sua remoção e reduzindo o consumo de energia necessário para seu condicionamento para transporte e armazenamento [11].

Na captura pós-combustão, o CO₂ é separado após a combustão na presença de ar, resultando na remoção de uma mistura gasosa de baixa pressão, onde o CO₂ está diluído, normalmente com concentrações abaixo de 15%. Existem diversas tecnologias que podem realizar essa separação, mas, de um modo geral, elas apresentam altos custos e elevado consumo energético [11].

A captura de CO₂ também pode ocorrer a partir de processos industriais, que podem necessitar da remoção do CO₂ de uma corrente gasosa ou envolver processos mais simples, como a captura de CO₂ puro durante a fermentação para a produção de etanol [11].

Após a captura, existem diversas formas de se tratar o CO₂ capturado, incluindo sua utilização para fins produtivos, conversão química e armazenamento geológico [11]. Uma maneira de classificar as rotas de utilização do CO₂ é dividi-las em duas categorias: aquelas que envolvem o uso direto do CO₂ e aquelas que o convertem em outros produtos, ou seja, o uso indireto [11]. As tecnologias para conversão de CO₂ se dividem em rotas biológicas e químicas. Os processos biológicos podem se basear na fotossíntese para cultivar plantas e algas, que podem ser posteriormente transformadas em bioprodutos ou biocombustíveis, ou na fixação não fotossintética de CO₂, onde microrganismos convertem esse gás [11].

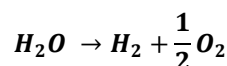
Por outro lado, a conversão química abrange uma variedade de alternativas. O principal obstáculo neste processo é que a molécula de CO₂ é termodinamicamente estável e apresenta uma natureza inerte. Para convertê-la, são necessários catalisadores, condições de reação otimizadas e altos níveis de energia [11]. Assim, a fonte de energia utilizada deve ser de baixo carbono para minimizar emissões. Nesse contexto, a disponibilidade e a maturidade atual das fontes de energia renováveis podem sinalizar um novo paradigma para a utilização de CO₂ [11]. Assim, o “hidrogênio azul” também é considerado uma alternativa importante nas

estratégias de descarbonização globais, visto que foca na diminuição das emissões de carbono na atmosfera, porém cerca de 10% de suas emissões ainda permanecem na atmosfera [11].

Por outro lado, a principal alternativa considerada na transição energética é a obtenção do “hidrogênio verde”, que não envolve queima de combustíveis fósseis em seu processo, utilizando apenas fontes de energia renováveis para realizar a obtenção do mesmo por meio de eletrólise, que consiste em um conjunto de reações físico-químicas para separação das moléculas de água, conforme será mais bem detalhado a seguir.

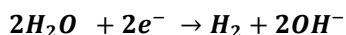
2.3 PRINCÍPIOS FÍSICO-QUÍMICOS DA ELETRÓLISE

A eletrólise da água é um método direto de produção de hidrogênio e oxigênio em estado gasoso, com alta pureza [13]. Dentre esses dois elementos, o hidrogênio tem maior aplicação prática, sendo usado em diversos setores, como na hidrogenação de moléculas orgânicas, na fabricação de semicondutores, e na produção e purificação de metais de alta pureza, além de sua utilização, conforme será explorado, como armazenador de energia. O processo de eletrólise da água envolve a quebra das ligações da molécula de água por meio de uma corrente elétrica que passa entre dois eletrodos inertes em uma solução eletrolítica apropriada [13]. A reação total na célula eletrolítica é descrita conforme Equação (2.3).

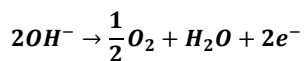


Equação 2.3

Termodinamicamente, essa reação requer uma diferença de potencial de 1,23 V em temperatura ambiente, independentemente do pH [13]. Isso ocorre porque os potenciais das semi-reações variam em 60 mV por unidade de pH, movendo-se na direção negativa à medida que o pH aumenta [13]. Hidrogênio e oxigênio são gerados quando uma diferença de potencial maior que 1,23 V é aplicada, variando conforme a quantidade desejada e os materiais eletrolíticos usados, com base na sua capacidade eletrocatalítica nas respectivas semi-reações, sendo a Equação (2.4) referente ao cátodo e a Equação (2.5) referente ao ânodo:



Equação 2.4



Equação 2.5

Um dos principais objetivos da eletroquímica é investigar sistemas que passam por reações de oxirredução ao receberem um trabalho elétrico útil, como no processo de eletrólise. Tanto em células galvânicas quanto em células eletrolíticas, as células eletroquímicas possuem, no mínimo, dois componentes essenciais: eletrodos (condutores de eletricidade) e um eletrólito (condutor de íons) [12]. Além disso, é necessário que os eletrodos sejam conectados a um circuito externo. No caso das células eletrolíticas, esse circuito é ligado a uma fonte de energia

que aplica uma diferença de potencial, fazendo com que uma corrente elétrica percorra o sistema e promova os processos de oxirredução.

Nas células eletrolíticas, a corrente elétrica é responsável por provocar reações não espontâneas, e a fonte de energia externa pode fornecer corrente contínua, pulsada ou alternada, dependendo do tipo de processo a ser aplicado [12]. Além disso, o efluente a ser tratado atua como o eletrólito, pois é o meio que facilitará a condução dos íons no sistema. As soluções iônicas conduzem eletricidade por meio do movimento de íons, ao mesmo tempo que há o transporte de matéria resultante das reações de oxirredução que ocorrem na interface entre o eletrodo e o eletrólito. Para estudar o movimento desses íons em solução, a principal medida utilizada é a resistência elétrica ou a condutância, que é o inverso da resistência de um condutor eletrolítico [12]. A resistência elétrica de uma solução é uma característica que não depende das reações que ocorrem diretamente nos eletrodos, como é o caso dos potenciais de eletrodo, e segue os princípios da Lei de Ohm [12].

Na Figura 2.1 é possível observar um esquemático do funcionamento do processo eletrolítico com a formação dos gases hidrogênio e oxigênio.

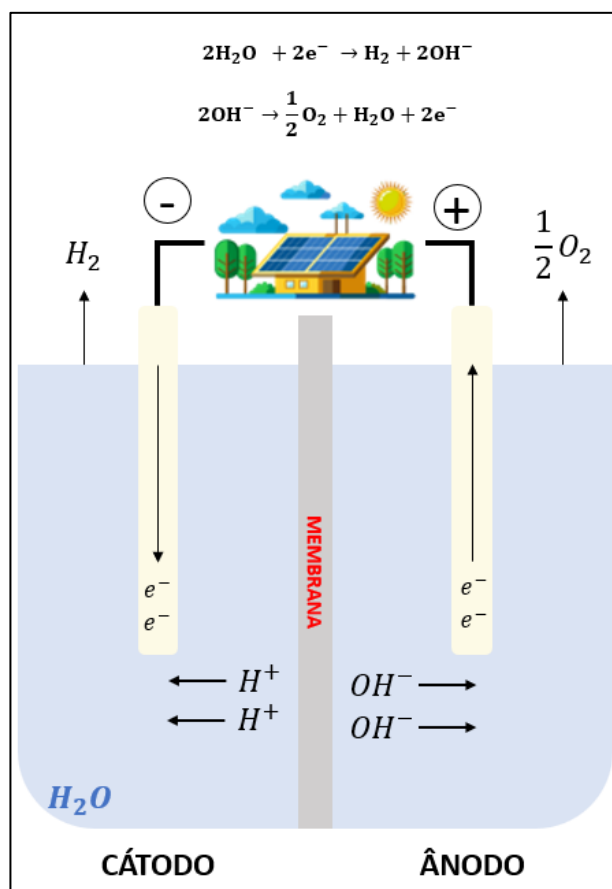


Figura 2.1 – Esquemático do processo de eletrólise da água. Fonte: Autoria própria.

Para realização do processo de eletrólise em uma planta, é necessário haver diversos componentes desempenhando diferentes funções. Na Figura 2.2, é possível analisar um esquemático genérico de uma planta de eletrólise com seus equipamentos essenciais.

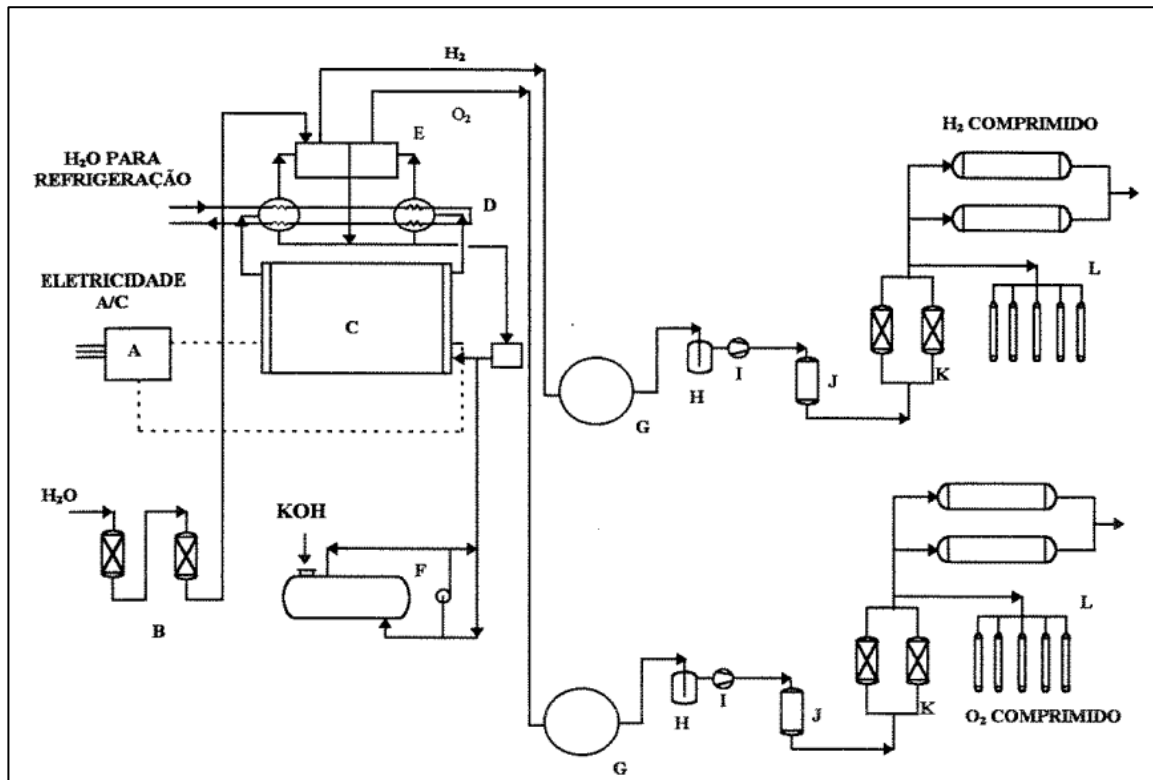


Figura 2.2 – Esquemático genérico de planta de eletrólise. Fonte: [15].

Na Tabela 2.1, estão apresentados os nomes dos componentes presentes na Figura 2, nomeados com as letras de A a L.

Tabela 2.1: Descrição dos componentes presentes na Figura 2.1. Fonte: [15].

Componente	Descrição
A	Circuito retificador
B	Desmineralizador
C	Eletrolisador
D	Separador de gás e resfriador
E	Gás “scrubber”
F	Tanque de eletrólito e bomba
G	Gasômetro
H	Filtro
I	Compressor
J	Purificador de gás
K	Secador
L	Tanque de armazenamento

O circuito retificador desempenha um papel crítico em uma planta de eletrólise, ao realizar a conversão da corrente alternada (CA) trifásica da rede elétrica em corrente contínua (CC) estável, necessária para alimentar as células eletrolíticas. A eletrólise da água, que envolve a decomposição de moléculas de H_2O em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2) por meio de um potencial elétrico, exige um fornecimento constante e preciso de CC para evitar flutuações de tensão e corrente, que poderiam comprometer a eficiência e a durabilidade dos eletrodos. O retificador, composto por diodos ou tiristores, ajusta a forma de onda da CA, garantindo uma tensão e corrente contínuas adequadas para maximizar a eficiência energética do sistema. Esta parte do sistema será mais bem detalhada no tópico 2.4.

O desmineralizador é um componente importante em uma planta de eletrólise, pois sua função é purificar a água de alimentação, removendo íons dissolvidos e minerais que poderiam comprometer o desempenho das células eletrolíticas [15]. A presença de impurezas, como sais, metais e outros contaminantes, pode causar danos aos eletrodos, aumentar a condutividade indesejada da água e reduzir a eficiência do processo eletroquímico. O desmineralizador, composto por filtros de resinas de troca iônica ou sistemas de osmose reversa, garante que a água usada na eletrólise seja de alta pureza, com baixa condutividade elétrica, minimizando o risco de incrustações e corrosão, além de prolongar a vida útil do sistema [15].

O separador de gases e o resfriador são componentes essenciais em uma planta de eletrólise, responsáveis pela separação eficiente e pelo controle térmico dos produtos gerados. O separador de gases tem a função de isolar o hidrogênio e o oxigênio, evitando a mistura desses gases, o que poderia gerar riscos de explosão e comprometer a pureza do hidrogênio produzido [15]. Ele utiliza técnicas como a diferença de densidade ou membranas permeáveis seletivas para garantir a separação eficaz dos gases. Já o resfriador é utilizado para dissipar o calor gerado durante o processo eletrolítico, mantendo a temperatura do sistema dentro de limites operacionais seguros. O controle térmico adequado é essencial para evitar superaquecimento, que pode diminuir a eficiência do processo e acelerar o desgaste dos componentes, além de garantir que os gases sejam liberados em condições de temperatura adequadas para seu armazenamento ou uso posterior [15].

O purificador de gases tipo *scrubber* é um dispositivo que realiza purificação dos gases produzidos, como o hidrogênio e o oxigênio. Sua função principal é remover impurezas gasosas, como partículas, vapores ácidos e contaminantes solúveis, que podem estar presentes nos gases após o processo eletrolítico. O *scrubber* opera por meio de um processo de lavagem, no qual os gases passam por uma solução líquida (geralmente água ou uma solução química), que captura e neutraliza os contaminantes [15]. Isso garante que os gases saiam do sistema com maior pureza, aumentando a qualidade do hidrogênio para aplicações sensíveis, como células a combustível, e prevenindo danos ou corrosão em equipamentos de armazenamento e transporte [15]. Além disso, o *scrubber* ajuda a reduzir emissões indesejadas ao ambiente, contribuindo para um processo mais sustentável.

O tanque de eletrólito e a bomba são componentes vitais em uma planta de eletrólise, responsáveis pelo armazenamento e circulação do eletrólito dentro do sistema [15]. O tanque de eletrólito contém a solução condutora, que geralmente é composta de água e um eletrólito (como KOH ou $NaOH$), necessário para facilitar o transporte de íons durante o processo eletrolítico. A bomba, por sua vez, garante a circulação contínua dessa solução entre as células eletrolíticas, mantendo a homogeneidade do eletrólito e a eficiência do processo. O fluxo adequado de eletrólito é fundamental para dissipar o calor gerado nas células e evitar a formação de bolhas de gás que possam causar obstruções ou reduzir a eficiência do contato eletrodo-eletrólito [15].

O gasômetro é utilizado para armazenar e regular o volume dos gases produzidos, como hidrogênio e oxigênio, após o processo de separação. Ele funciona como um reservatório que

coleta os gases gerados nas células eletrolíticas, permitindo seu armazenamento temporário e a medição precisa do volume produzido [15]. O gasômetro é projetado para manter os gases em condições controladas de pressão, evitando a compressão excessiva ou vazamentos.

O filtro em uma planta de eletrólise desempenha a função de remover partículas sólidas, impurezas e possíveis contaminantes presentes nos gases ou no eletrólito, assegurando a pureza e o bom funcionamento do sistema. No caso dos gases, o filtro é utilizado para garantir que o hidrogênio e o oxigênio sejam livres de partículas que possam interferir em processos posteriores, como compressão, armazenamento ou uso em células a combustível [15].

O compressor é um componente fundamental em uma planta de eletrólise, utilizado para aumentar a pressão dos gases gerados, principalmente do hidrogênio, após o processo eletrolítico [15]. Sua principal função é comprimir o hidrogênio produzido para que ele possa ser armazenado de forma eficiente em tanques pressurizados, transportado ou utilizado em aplicações industriais e energéticas. O compressor atua reduzindo o volume do gás, o que permite aumentar sua densidade, facilitando o armazenamento em espaços menores e melhorando a segurança [15].

O purificador de gás é um componente essencial em uma planta de eletrólise, projetado para remover impurezas e contaminantes dos gases gerados, especialmente o hidrogênio, antes de seu armazenamento ou uso em aplicações finais [15]. Este equipamento atua após o gasômetro, garantindo que o gás esteja em condições de alta pureza, o que é crítico para aplicações que exigem qualidade superior, como em células a combustível ou processos industriais sensíveis [15].

O secador é responsável por remover a umidade dos gases gerados, especialmente do hidrogênio, antes de seu armazenamento ou uso em aplicações posteriores. A presença de vapor d'água no hidrogênio pode causar corrosão em equipamentos, comprometer a eficiência das reações químicas em células a combustível e interferir em processos industriais que exigem alta pureza do gás [15].

2.4 FUNCIONAMENTO E MODELOS DOS ELETROLISADORES

O eletrolisador é o equipamento no qual é realizado o processo de eletrólise. Existem vários tipos de eletrolisadores, diferenciados principalmente pelo tipo de eletrólito utilizado. Dentre eles, existem o Eletrolisador de Membrana de Troca de Prótons (conhecido pela sigla PEM, que representa o termo *Proton Exchange Membrane*), o Eletrolisador de Óxido Sólido (conhecido pela sigla SOE, que representa o termo *Solid Oxide Electrolyser*) e o Eletrolisador Alcalino, o qual será o foco deste estudo pelo fato de ser o modelo empregado no sistema analisado.

Os eletrolisadores PEM destacam-se pela presença de um eletrólito sólido. Esse eletrólito consiste em uma membrana polimérica fina, com espessura inferior a 0,2 mm, que é à prova de gás e possui propriedades ácidas acentuadas devido à presença de grupos de ácido sulfônico (HSO_3^-). Esses grupos desempenham um papel fundamental na condução de íons H^+ por meio de um mecanismo de troca iônica [23]. A membrana mais comumente utilizada é o Nafion, um polímero sulfonado semelhante ao politetrafluoretileno (Teflon), enquanto os eletrodos costumam ser confeccionados em metais nobres como platina e irídio. Em comparação com os eletrolisadores alcalinos, os eletrolisadores de membrana polimérica oferecem vantagens significativas, como maior eficiência energética e taxas de produção elevadas, além de apresentarem um design mais compacto. No entanto, eles demandam um investimento inicial elevado, especialmente em relação aos tipos de membrana e eletrodos utilizados, e tendem a ter uma vida útil mais curta [23].

Nos eletrolisadores SOE, a eletrólise do vapor de água ocorre em temperaturas elevadas, variando de 600 a 900 °C, resultando em uma eficiência superior em comparação aos eletrolisadores alcalinos e PEM. Essa operação pode ser vista como o inverso do funcionamento de uma célula a combustível de óxido sólido [17]. O vapor é introduzido no cátodo, onde é gerado o gás hidrogênio. Os íons de óxido formados migram pelo eletrólito sólido até o ânodo, onde se convertem em gás oxigênio, liberando elétrons e completando o circuito. As altas temperaturas de operação diminuem as tensões na célula e aceleram as reações eletroquímicas. No entanto, os eletrolisadores SOE enfrentam desafios relacionados à estabilidade a longo prazo, como o envelhecimento do eletrólito e a desativação dos eletrodos [17]. Os eletrolisadores alcalinos apresentam eficiências que variam entre 59% e 70%, enquanto os eletrolisadores PEM têm eficiências entre 65% e 82%, ambas calculadas com base no poder calorífico superior do hidrogênio. As eficiências dos eletrolisadores SOE ficam entre 40% e 60%, considerando nesse cálculo as perdas térmicas durante o processo [17].

Os eletrolisadores alcalinos, modelo a ser analisado no estudo de caso, empregam uma solução alcalina como eletrólito, comumente o hidróxido de potássio (KOH) em concentrações entre 25% e 30%. As temperaturas de operação ficam na faixa de 65 a 100 °C, enquanto a pressão geralmente gira em torno de 25 a 30 bar, embora existam modelos que operam à pressão atmosférica e outros que podem atingir até 448 bar. A densidade de corrente nos eletrolisadores alcalinos industriais varia entre 1000 e 3000 A/m². À medida que a densidade de corrente aumenta, os sobrepotenciais e as perdas ôhmicas também aumentam, o que reduz a eficiência da eletrólise devido à conversão de energia elétrica em calor [17].

Na eletrólise da água, é essencial que o meio iônico conduza eletricidade de forma eficiente, minimizando as perdas ôhmicas. Soluções contendo íons sulfato, por exemplo, apresentam baixa condutividade, enquanto eletrólitos ácidos podem causar corrosão nas células eletrolíticas [17]. Tanto eletrólitos ácidos quanto básicos podem levar a problemas de corrosão nos eletrodos e nos componentes dos eletrolisadores quando utilizadas em concentrações elevadas. O hidróxido de potássio (KOH), com concentrações entre 25% e 30%, é o eletrólito mais comumente utilizado em eletrolisadores convencionais [17]. Outra opção de eletrólito bastante utilizada para a eletrólise da água é o cloreto de sódio (NaCl). No entanto, em um sistema que utiliza NaCl, os íons cloro são oxidados no ânodo, formando gás cloro (Cl₂) em vez de íons OH⁻. A eletrólise com hidróxido de sódio (NaOH) também é uma alternativa [17].

Vários materiais podem ser utilizados como eletrodos na eletrólise alcalina, cada um apresentando diferentes níveis de atividade, resistência elétrica, resistência à corrosão e durabilidade. Embora platina e ouro sejam materiais altamente eficazes, seu alto custo limita seu uso em aplicações industriais. Os eletrodos mais comuns são feitos de níquel, níquel de Raney e cobalto, pois oferecem custos mais baixos, boa resistência à corrosão e estabilidade química [16].

2.5 CIRCUITOS RETIFICADORES APLICADOS A ELETROLISADORES

Conforme já mencionado, os eletrolisadores alcalinos, de membrana de troca de prótons, e de óxido sólido requerem a alimentação elétrica em tensões contínuas (CC), podendo variar de algumas a centenas de Volts e correntes contínuas (CC), podendo variar de dezenas a milhares de Amperes, de acordo com as especificações de cada equipamento [24]. Por essa razão, é imprescindível o uso de conversores de corrente alternada para corrente contínua (CA-CC) a partir de uma fonte de energia CA, como a rede elétrica ou turbinas eólicas. Atualmente, para aplicações de potência elevada, são necessários retificadores de grande capacidade, que se baseiam principalmente em duas categorias: retificadores com tiristores e filtros híbridos e retificadores de diodo com chopper de corrente contínua [17]. O avanço desses circuitos tem sido impulsionado principalmente pela disponibilidade de dispositivos de comutação para

conversores de potência, adequados para altas tensões e correntes, começando pelos tiristores e, posteriormente, pelos transistores de porta isolada (IGBT) [18].

Os principais desafios enfrentados pelos conversores CA-CC são variados. Primeiramente, é essencial fornecer uma corrente contínua controlada para regular a taxa de fluxo de hidrogênio e a eficiência energética do eletrolisador. Além disso, estes circuitos podem causar perdas na qualidade da energia elétrica, devido à sua característica não linear [24].

Neste ínterim, outro aspecto importante é que os harmônicos da corrente de entrada injetados no ponto de acoplamento do equipamento precisam estar em conformidade com as normas e requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no caso do Brasil. A eficiência do conversor também deve ser alta, assim como a sua confiabilidade, a fim de garantir a continuidade do serviço em caso de falhas elétricas. É igualmente desejável que haja um pequeno ripple de corrente, tanto de baixa quanto de alta frequência, para aumentar a vida útil do eletrolisador e otimizar o consumo específico de energia. Por fim, a redução de custos é crucial para diminuir o custo total do sistema [25].

Antes de selecionar a topologia de conversor CA-CC mais adequada para uma aplicação específica de eletrolisador, é fundamental considerar diferentes requisitos e especificações. Nesta seção, serão apresentados diferentes modelos existentes aplicados em sistemas de eletrolisadores.

2.5.1 Retificadores não controlados

Esta subseção tem o objetivo de introduzir os retificadores de diodo não controlados (ou seja, de 6 e 12 pulsos). Embora essas topologias CA-CC não atendam ao requisito de controle de corrente, elas são utilizadas em diferentes aplicações e é importante analisar suas vantagens e desvantagens [26].

2.5.1.1 Ponte trifásica de diodos de 6 pulsos

A primeira topologia avaliada neste trabalho é a ponte trifásica a base de diodos, particularmente indicado para aplicações de alta potência (maiores que 15 kW) [17]. A arquitetura dessa topologia, composta por seis diodos, é apresentada na Figura 2.3. Os ânodos dos diodos (D_1 , D_3 e D_5) são conectados a uma fase da rede em corrente alternada (CA) com base em um transformador trifásico em delta. Em uma fase específica, o diodo pode conduzir corrente caso a tensão AC dessa fase for maior do que nas outras duas fases. Cada diodo conduz durante um ângulo de $2\pi/3$, sendo este ângulo de condução calculado considerando 2π como o período de onda completa da tensão da rede [18].

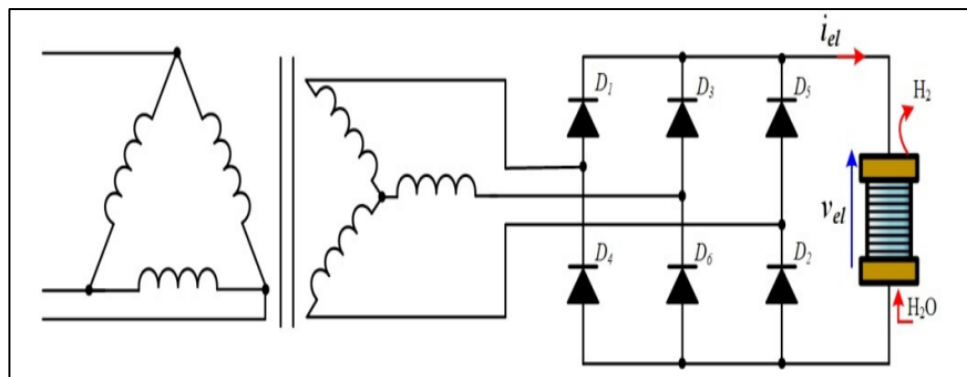


Figura 2.3 – Esquemático de uma ponte trifásica de diodos não controlada de 6 pulsos. Fonte: [17].

A tensão de saída V_{el} (V) que é entregue nos terminais da carga pode ser calculada conforme Equação (2.6).

$$V_{el} = \frac{3 * V_{max} * \sqrt{3}}{\pi} V$$

Equação 2.6

O parâmetro V_{max} é a tensão de fase máxima no sistema.

As principais vantagens desta topologia são seu baixo custo, alto fator de retificação, baixo fator de ondulação (“*ripple*” - cerca de 4,2%) e alta eficiência energética devido à comutação na frequência da rede. Como a ondulação da tensão de saída é relativamente baixa, na maior parte das aplicações não há necessidade de um filtro adicional em larga escala [27]. Além disso, a qualidade da energia fornecida pela rede CA pode ser garantida com um bom fator de potência e relativamente baixo conteúdo harmônico de corrente [17].

No entanto, essa topologia só pode fornecer intensidades constantes de tensão e corrente elétrica para alimentar o eletrolisador, cujo valor depende das características elétricas tanto da fonte de alimentação CA quanto do próprio eletrolisador [17]. Caso a fonte CA fosse baseada em um sistema de conversão de turbina eólica, por exemplo, a tensão de saída do retificador variaria de acordo com a velocidade do vento, o que não é desejado. Por esse motivo, retificadores baseados em diodos não controlados acoplados diretamente a um eletrolisador não são considerados ideais para essa aplicação [28].

2.5.1.2 Ponte trifásica de diodos de 12 pulsos

Na Figura 2.4, é possível observar um esquemático de uma ponte de diodos trifásica de 12 pulsos. composto por dois retificadores de ponte de diodo de 6 pulsos. Em vez de usar um único secundário do transformador, são usados dois secundários: um conectado em delta (parte superior) e o outro em estrela (parte inferior). Esses dois secundários criam um deslocamento natural de $\pi/6$ entre as tensões geradas, que alimentam os dois retificadores de 6 pulsos conectados em paralelo [18].

A configuração em paralelo permite aumentar a corrente de saída, enquanto a configuração em série possibilita elevar a tensão de saída. A escolha da configuração é feita com base nas especificações elétricas do eletrolisador. Na configuração em paralelo, é necessário o uso de um transformador entre fases. Como destacado em estudos, esse transformador entre fases visa fazer com que a tensão de saída seja a média dos valores retificados V_1 e V_2 [17].

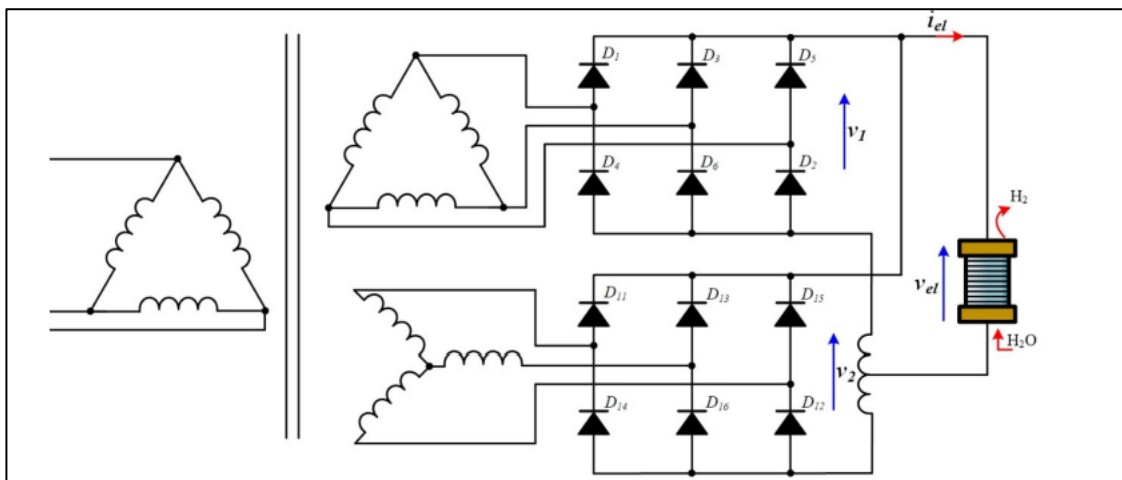


Figura 2.4: Esquemático de uma ponte trifásica de diodos não controlada de 12 pulsos. Fonte: [17].

$$V_{el} = V_{max} * \frac{12}{\pi} * \frac{\sqrt{3} - 1}{2\sqrt{2}}$$

Equação 2.7

Comparada a um retificador de ponte de diodo clássico de seis pulsos, essa topologia oferece um bom fator de retificação, um menor fator de ondulação (“*ripple*” - cerca de 1%) e menores perdas [18]. Além disso, do ponto de vista da qualidade da energia, ela apresenta um bom fator de potência e baixo conteúdo harmônico de corrente. No entanto, a maior complexidade dessa topologia resulta em um aumento tanto em seu custo quanto no volume do sistema [26]. Apresenta as mesmas desvantagens da ponte de diodos de seis pulsos quanto à não existência de controle da tensão de saída, apresentadas na subseção 2.5.1.1.

2.5.1.3 Retificador Dupla Estrela de diodos de 6 pulsos

Para aplicações de baixa tensão (até 1kV), pode-se utilizar um retificador de estrela dupla de seis pulsos, conforme mostrado na Figura 2.5. Esta configuração é baseada em dois retificadores trifásicos em estrela, nos quais os nós neutros são interconectados a um transformador de entre fases. Esse transformador tem a mesma função que o apresentado para o retificador de ponte de diodo de 12 pulsos [17].

A principal vantagem desta configuração em comparação com a configuração clássica da Figura 2.4 é a redução da corrente média e eficaz nos diodos, sendo esta cerca de 50% menor [17]. Como resultado, obtém-se menores perdas e, conseqüentemente, maior eficiência. Além disso, essa configuração oferece as mesmas vantagens e desvantagens da configuração clássica.

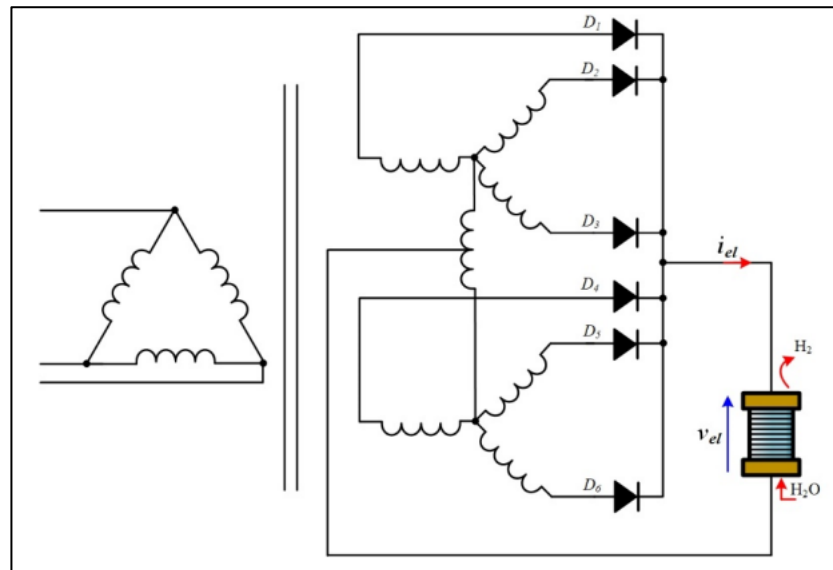


Figura 2.5: Esquemático de circuito retificador de diodos com dupla estrela de 6 pulsos. Fonte: [17]

2.5.1.4 Retificador Dupla Estrela de diodos de 12 pulsos com transformador entre fases

Tomando como base o retificador de estrela dupla de seis pulsos, dois deles podem ser acoplados em paralelo para formar um retificador de estrela dupla de 12 pulsos, como mostrado na Figura 2.6. Assim como na Figura 2.5, os nós neutros dos dois retificadores de estrela dupla são conectados utilizando dois transformadores entre fases. Um transformador entre fases adicional é utilizado para ligar esses dois transformadores e o polo negativo da carga (eletrolisador) [17].

Em comparação com o retificador de estrela dupla de seis pulsos, essa configuração oferece uma corrente média e RMS dos diodos mais baixa (cerca de 50% menor). Assim, a eficiência energética é aprimorada. No entanto, a complexidade do conversor torna essa opção menos atrativa para a aplicação em questão [17].

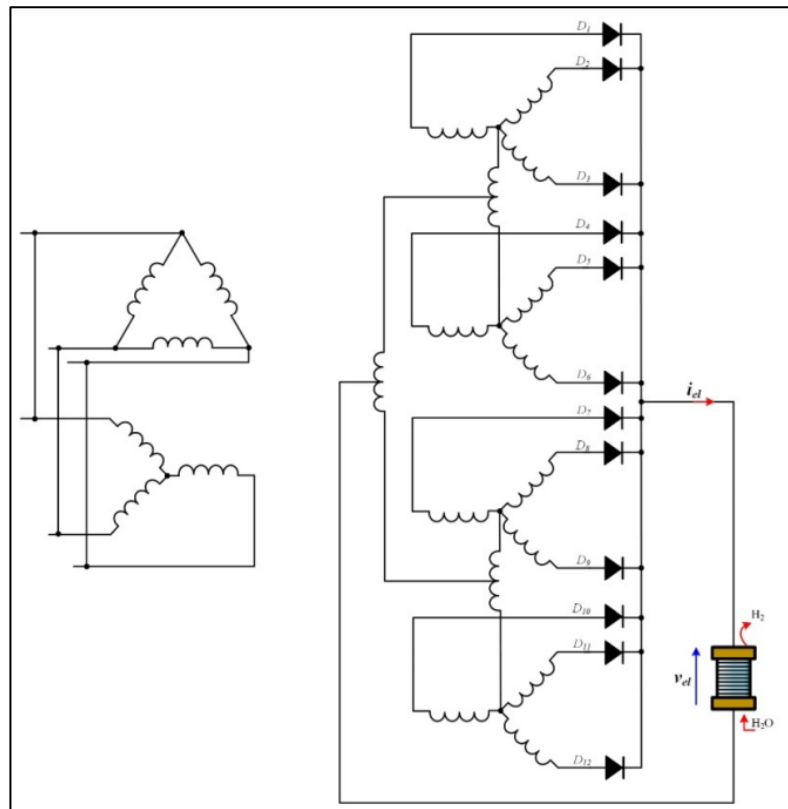


Figura 2.6: Esquemático de circuito retificador de diodos com dupla estrela de 12 pulsos. Fonte: [17].

2.5.2 Retificadores controlados

Atualmente, os retificadores baseados em tiristores dominam o mercado para aplicações industriais onde são necessárias altas tensões e correntes para alimentar eletrólisisadores [17]. Em comparação com os retificadores baseados em diodos, o uso de tiristores permite fornecer uma corrente controlada, essencial para gerenciar a taxa de produção de hidrogênio e a eficiência energética do eletrolisador, especialmente quando acoplados a fontes de energia renovável (como é o caso deste estudo).

O controle dos retificadores baseados em tiristores é feito por meio do ângulo de disparo. No entanto, controlar o retificador por meio desses ângulos de disparo pode aumentar o conteúdo harmônico e reduzir o fator de potência devido à geração de potência reativa. Melhorar a qualidade da energia nos retificadores de tiristor é um grande desafio. Por essa razão, a compensação da potência reativa gerada é fundamental para aumentar o fator de potência [17]. Nesta subseção, diferentes tipos de retificadores baseados em tiristores são apresentados e discutidos sob o ponto de vista da qualidade de energia.

2.5.2.1 Ponte retificadora trifásica de tiristores de 6 pulsos

Na Figura 2.7, é possível observar um esquemático de um circuito retificador em ponte trifásica de tiristores de 6 pulsos.

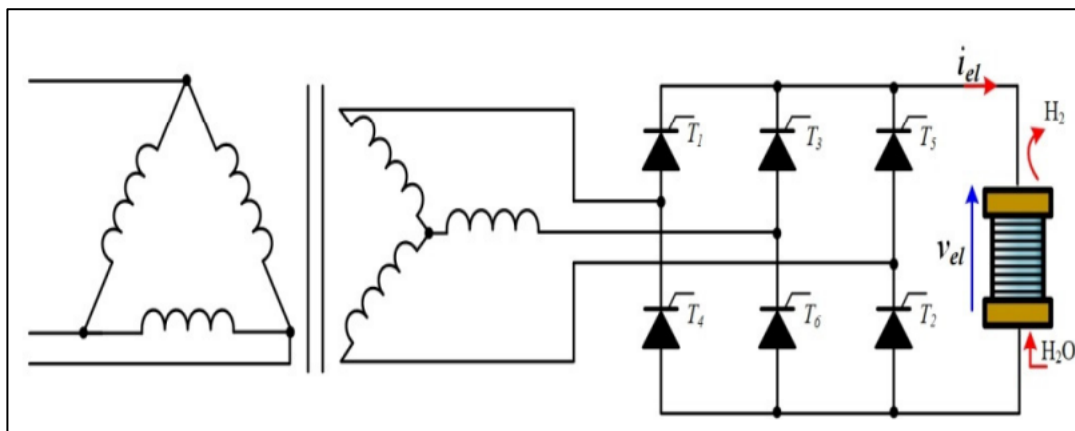


Figura 2.7: Esquemático de uma ponte trifásica retificadora a tiristores de 6 pulsos. Fonte: [17].

Ao desconsiderar os elementos parasitas dos tiristores e considerar uma corrente contínua constante, o valor médio da tensão de saída, V_{el} , é dado pela expressão contida na Equação (2.8) em função do ângulo de disparo α :

$$V_{el} = \frac{3 * V_{max} * \sqrt{3}}{\pi} \cos(\alpha)$$

Equação 2.8

Tomando como base a Equação (2.8), A tensão máxima de saída em corrente contínua é alcançada com $\alpha=0^\circ$, proporcionando a mesma tensão de saída que um retificador em ponte de seis pulsos. À medida que o ângulo de disparo aumenta, a tensão de saída contínua diminui.

Embora esse retificador em ponte de tiristores de seis pulsos ofereça alta eficiência energética e corrente controlada, ele apresenta algumas desvantagens em relação à qualidade da energia e ao “ripple” da corrente. De fato, a geração de potência reativa está diretamente relacionada ao ângulo de disparo. Além disso, esta topologia possui um fator de *ripple* elevado, variando entre 14% e 71%, dependendo significativamente da faixa de carga [17]. Quanto maior a carga, menor o *ripple* da corrente. Por esse motivo, deve-se evitar a operação em baixa carga.

O “ripple” da corrente também influencia a qualidade do gás hidrogênio gerado pelos eletrolisadores, visto que causaria uma variação na corrente que flui para a carga, podendo prejudicar a operação do equipamento [17]. Este “ripple” pode ser reduzido pela utilização de filtros passivos (como indutores e capacitores) posicionados entre o retificador e o eletrolisador, e/ou pelo uso de outros conversores CA-CC (por exemplo, retificadores de 12 pulsos baseados em tiristores ou retificadores combinados com *chopper* CC).

Este retificador gera harmônicas de ordem ímpar (como 5, 7, 11, 13, 17, etc.). A solução mais comum é a utilização de filtros passivos (do lado da fonte de energia CA), que são projetados e ajustados para filtrar uma frequência harmônica específica [17]. Outra alternativa é empregar *STATCOMs* (compensadores estáticos) ou *DSTATCOMs* (compensadores estáticos de distribuição) [17]. Contudo, o uso desses dispositivos implica em um aumento nos custos e nas perdas.

2.5.2.2 Ponte retificadora trifásica de tiristores de 12 pulsos

Para enfrentar os problemas de qualidade de energia e ripple de corrente, pode-se utilizar um retificador de ponte de tiristores de 12 pulsos, conforme mostrado na Figura 2.8. Este retificador é representado em uma configuração paralela com um transformador interfase para aumentar a corrente de saída, mas também pode ser configurado em série para elevar a tensão de saída [18]. Os dois enrolamentos secundários podem ser acoplados em delta (parte superior) ou em estrela (parte inferior). Esta configuração proporciona um deslocamento natural de $\pi/6$ entre as tensões geradas. Em uma configuração paralela, essa topologia é particularmente adequada para eletrolisadores que demandam alta corrente [17].

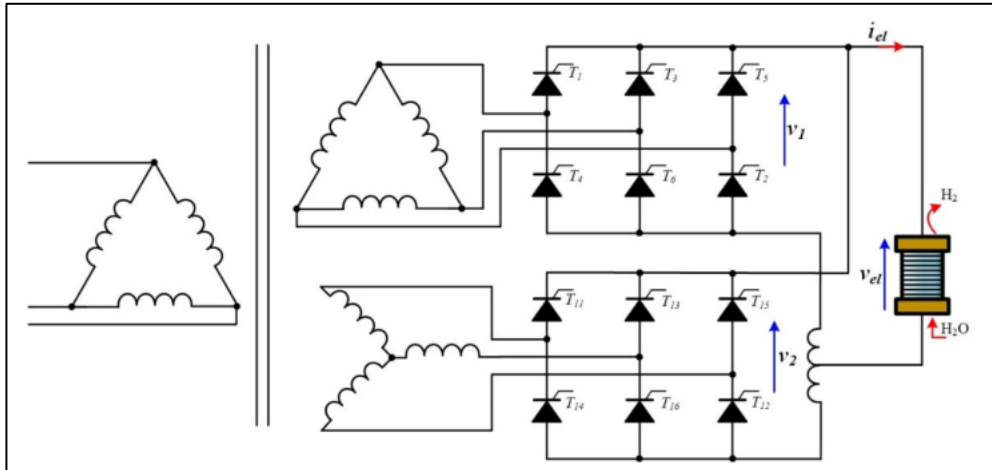


Figura 2.8: Esquemático de um circuito retificador de ponte de tiristores de 12 pulsos. Fonte: [17].

Tal topologia apresenta diversas vantagens em relação ao retificador de ponte de tiristores de seis pulsos, especialmente em termos de qualidade de energia e *ripple* de corrente. De fato, o fator de *ripple* é menor, variando entre 3,2% e 4,8%, dependendo da faixa de carga [18]. Dessa forma, o consumo específico de energia é reduzido, resultando em uma melhor qualidade do hidrogênio produzido. Por outro lado, apesar da diminuição do consumo específico de energia, ele ainda é superior ao valor de referência de consumo específico em corrente contínua pura [18].

2.5.2.3 Retificador dupla estrela de tiristores de 6 pulsos

Para aplicações de alta corrente e mitigação de harmônicas, pode-se empregar um retificador de tiristores em configuração de dupla estrela de seis pulsos, como mostrado na Figura 9. Os dois retificadores à base de tiristores estão defasados em 180° , e seus nós neutros secundários estão interconectados através de um transformador interfase [18]. Este transformador é conectado entre os dois nós neutros secundários e o terminal negativo do eletrolisador.

A principal vantagem de utilizar esse retificador de dupla estrela em comparação com a configuração básica da Figura 2.8 é a redução da corrente média e da corrente RMS dos tiristores, que é cerca de 50% menor [18], além de uma diminuição no ripple da corrente de saída. Isso resulta em um aumento da eficiência no consumo de energia e na otimização da qualidade do hidrogênio produzido. Do ponto de vista da qualidade da energia, a diminuição do conteúdo harmônico total contribui para um melhor funcionamento do sistema como um todo [18].

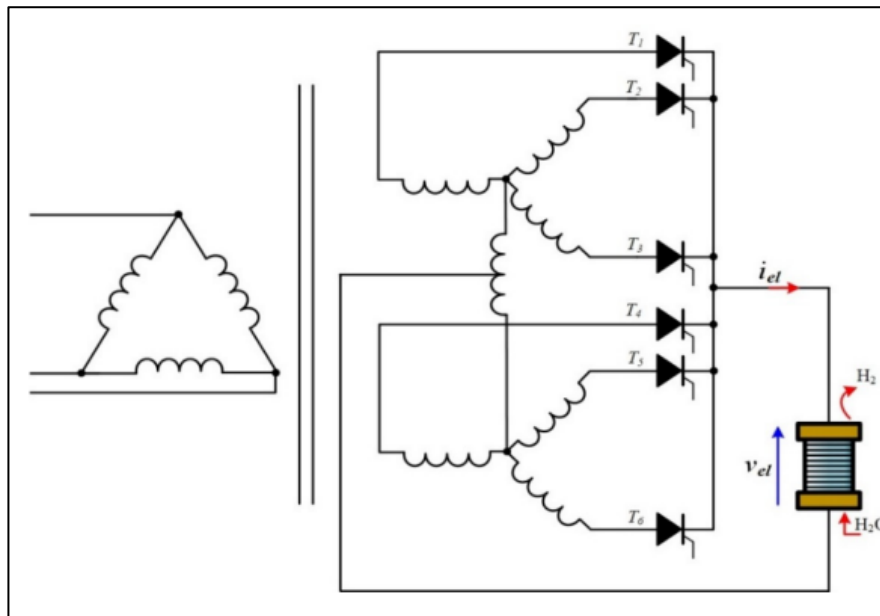


Figura 2.9: Esquemático de um circuito retificador dupla estrela de tiristores de 6 pulsos. Fonte: [17].

2.5.2.4 Retificador dupla estrela de tiristores de 12 pulsos com transformador interfase

A partir da configuração do retificador de seis pulsos com tiristores em dupla estrela, dois deles podem ser conectados em paralelo para formar um retificador de doze pulsos com diodos em dupla estrela, conforme mostrado na Figura 2.10. Os quatro retificadores baseados em tiristores são defasados em 90° , e seus nós neutros secundários são conectados através de dois transformadores de fase intermediária. Um transformador de fase adicional permite interligar esses dois transformadores de fase e o polo negativo do eletrolisador [18].

Esta configuração apresenta uma corrente média e RMS dos tiristores 50% menor [18] em comparação com o retificador de seis pulsos em dupla estrela. Devido à defasagem de 90° entre os quatro retificadores baseados em tiristores, a ondulação da corrente de saída é muito reduzida, o que permite otimizar o consumo específico de energia e a qualidade dos gases gerados. Além disso, a potência reativa pode ser compensada, melhorando a qualidade da energia fornecida [18].

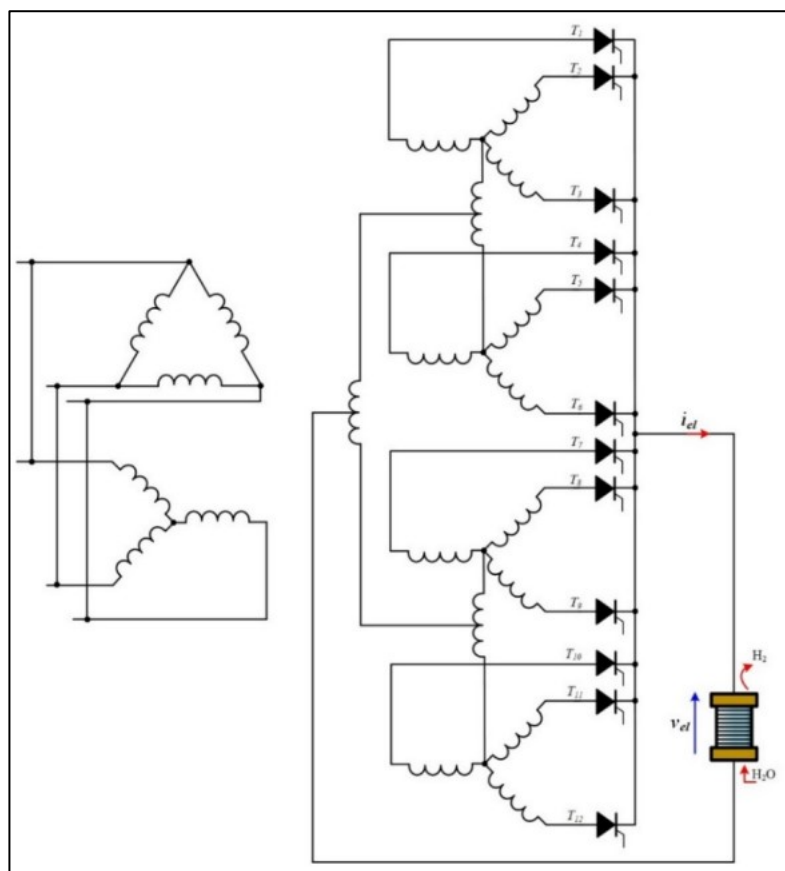


Figura 2.10: Esquemático de um circuito retificador dupla estrela de tiristores de 12 pulsos. Fonte: [17].

2.5.3 Retificadores “Chopper”

Após a introdução de diferentes tipos de retificadores baseados em tiristores e soluções para melhorar a qualidade da energia e reduzir a ondulação da corrente de saída, os conversores CA-CC que combinam retificadores com diodos e “choppers” CC apresentam grandes vantagens [18]. Esta combinação permite melhorar o fator de potência sem a necessidade de volumosos filtros passivos ou outras soluções para reduzir distorções harmônicas, tornando o sistema mais econômico. Normalmente, inclui uma ponte retificadora de seis pulsos com diodos (Figura 2.4), que fornece uma tensão CC para alimentar um conversor clássico CC-CC abaixador (“buck”). O controle de corrente é realizado através do conversor “buck” para gerenciar a taxa de produção de hidrogênio e a eficiência energética da eletrólise [18].

Na sequência, duas diferentes combinações de retificadores e *choppers* são apresentadas e discutidas em termos de qualidade de energia, custo, eficiência energética, confiabilidade e ondulação de corrente.

2.5.3.1 Ponte retificadora de diodos de 6 pulsos com conversor “buck”

Os conversores a seguir operam com base em um barramento CC de tensão fixa e um estágio de conversão comutado em alta frequência. O transformador de entrada pode ser adotado conforme a potência e a distribuição da rede (baixa ou média tensão). A ondulação residual do barramento CC na tensão de saída pode ser eliminada com uma escolha adequada do sistema de controle do estágio de conversão comutado. Na Figura 2.11, é mostrada a combinação clássica de um retificador de ponte de diodos de seis pulsos conectado a um conversor *buck* CC-CC. Para converter a tensão CA em tensão CC, é utilizado um retificador de ponte de diodos

de seis pulsos, que fornece uma tensão CC média conforme as especificações da tensão da fonte CA (como rede elétrica ou turbina eólica). Essa tensão CC média é dada pela Equação (2.9).

$$V_{el} = D * V_{DC} V$$

Equação 2.9

Onde D é o “*duty cycle*” da chave S1 (não possui unidade de medida). O conceito de “*duty cycle*” consiste na razão entre o período em que a chave está conduzindo e o período total do chaveamento [18].

Como o retificador de ponte de diodos trifásico não pode ser controlado devido ao fato de estar utilizando diodos, é necessário utilizar um conversor “*buck*” CC-CC para controlar a corrente através de um único IGBT, visando a taxa de produção de hidrogênio e a eficiência energética. Devido ao fato de que o conversor *buck* CC-CC utiliza poucos componentes, seu custo é reduzido [18].

Devido à presença do capacitor, a ondulação de tensão (“*ripple*”) na saída é reduzida. O “*ripple*” de corrente pode ser calculado conforme Equação (2.10).

$$\Delta i_{el} = D * V_{DC} * \frac{1 - D}{L_1 * f_s} A$$

Equação 2.10

Onde: L1 é o indutor em Henrys (H) e fs é a frequência de comutação do conversor em hertz (Hz). Pela Equação (2.10), pode-se observar que, quanto maior o indutor e a frequência de comutação, menor será a ondulação da corrente. A baixa ondulação de corrente é uma das características mais importantes para eletrólises, pois otimiza o consumo específico de energia e a confiabilidade do sistema [19].

Por um lado, ao aumentar a indutância L1, há um aumento de custo e volume. Observa-se que toda a corrente i_{el} passa pelo indutor, o que representa uma limitação de design para eletrólises de alta corrente. Um valor baixo de L pode ser adotado para aumentar a frequência de comutação. Por outro lado, quanto maior a frequência de comutação, maiores são as perdas por comutação [19]. Por isso, é necessário encontrar uma solução ótima para cada sistema, considerando suas especificidades, a fim de melhorar a eficiência energética, ao mesmo tempo em que se reduz a ondulação da corrente.

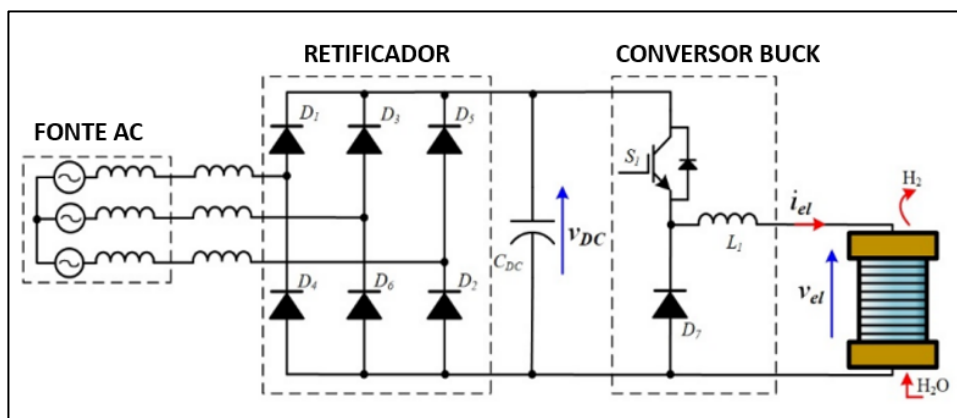


Figura 2.11: Esquemático da ponte retificadora de diodos de 6 pulsos com conversor “buck”. Fonte: [17].

2.5.3.2 Ponte retificadora de diodos de 6 pulsos com conversor “buck”

Uma alternativa para reduzir o “ripple” da corrente de saída é utilizar um retificador em ponte de diodos de 6 pulsos, conectado a um conversor “buck” trifásico intercalado, conforme Figura 2.12. A melhoria da eficiência ocorre principalmente devido à distribuição da corrente i_{el} entre vários indutores, já que as perdas por aquecimento dependem do quadrado da corrente [19].

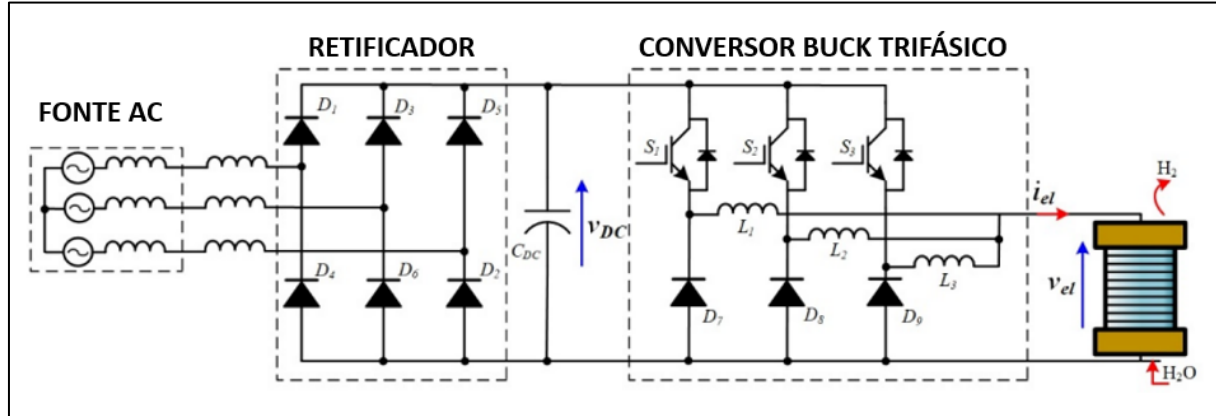


Figura 2.12: Esquemático da ponte retificadora de diodos de 6 pulsos com conversor “buck” trifásico. Fonte: [17].

Como essa topologia requer elementos adicionais, o custo geralmente é mais alto do que o de um conversor buck clássico, embora, em alguns casos, a disponibilidade e o custo de um único indutor possam levar o projetista a optar pela topologia intercalada. Por fim, um conversor buck intercalado de três fases oferece os mesmos benefícios do ponto de vista da qualidade de potência. Para aplicações de alta corrente, o retificador de seis pulsos pode ser substituído por um retificador de ponte de diodo de 12 pulsos, mas isso acarreta custos e volume adicionais.

3. ESTUDO DE CASO: MEDIÇÕES EM CAMPO E MODELAGEM COMPUTACIONAL

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O sistema utilizado como base para realizar as análises, neste estudo de caso, é o projeto piloto de Hidrogênio Verde na Usina Hidrelétrica (UHE) de Furnas na cidade de Araporã/MG. No sistema elétrico em campo, existe uma planta fotovoltaica que alimenta uma rede que contém, por sua vez, um eletrolisador de hidrogênio. A planta fotovoltaica possui um total de 2052 módulos, resultando numa potência total instalada de 806kWp. A fabricante dos módulos fotovoltaicos é a empresa Trina Solar e o modelo utilizado é TSM-DE15H [20]. O sistema de alimentação possui 6 inversores de frequência que convertem a energia elétrica de Corrente Contínua para Corrente Alternada. O modelo SHP75-10, do fabricante SMA Solar Technology Ag [21], é o modelo de inversor utilizado, com a potência de 76,5kW para cada inversor, responsável também pela maximização da potência dos painéis solares.

O eletrolisador existente nesta planta é o modelo HySTAT 60/27, fabricado pela empresa Hydrogenics. Sua capacidade nominal para geração de hidrogênio é de 60 Nm³/h, operando a uma pressão que pode chegar a 27 bar. Nas Figuras 3.1, 3.2 e 3.3 é possível observar, respectivamente, imagens capturadas em campo do sistema analisado e do eletrolisador.



Figura 3.1: Sistema fotovoltaico utilizado para alimentação do eletrolisador. Fonte: Autoria própria.



Figura 3.2: Tanque de armazenamento do gás hidrogênio. Fonte: Autoria própria.



Figura 3.3: Eletrolisador alcalino Hydrogenics 60/27 utilizado no sistema em campo. Fonte: Autoria própria.

A retificação do eletrolisador é do tipo controlado, porém não foram disponibilizadas, por parte do fabricante do equipamento, detalhes sobre suas configurações. Assim, durante a etapa de simulação, será adotado um circuito genérico com uma ponte de 6 pulsos a tiristores, conforme Figura 2.7. A utilização deste circuito genérico não diminui a importância do estudo ora desenvolvido, mesmo porque trata-se de um arranjo comumente aplicado em sistemas reais de eletrolisadores [17].

O diagrama unifilar da rede elétrica em que o sistema produtor de hidrogênio está conectado pode ser observado na Figura 3.4. O eletrolisador encontra-se conectado ao barramento de 380V.

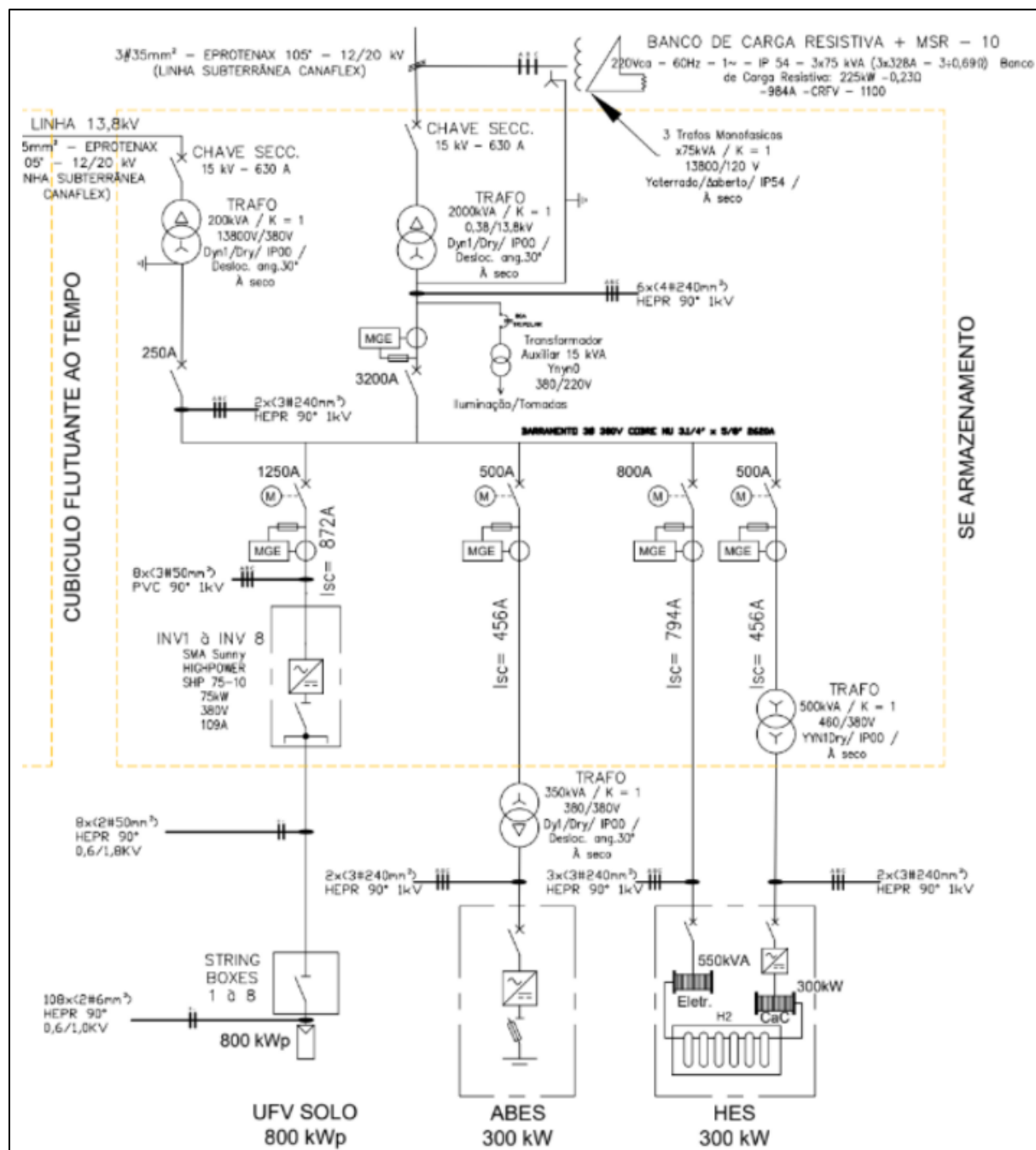


Figura 3.4: Diagrama unifilar do sistema. Fonte: Material recebido pela usina.

3.2 MEDIÇÕES EM CAMPO

Os equipamentos utilizados para medição dos dados em campo foram o Analisador de Energia e de Qualidade de Energia Fluke 435-II e o Osciloscópio Digital Portátil Fluke ScopeMeter 190-204/S, conforme Figuras 3.5 e 3.6. Nas Figuras 3.7 (a) e (b), pode-se observar um registro fotográfico dos medidores durante o período da medição em campo.



Figura 3.5: Analisador de Energia e Qualidade da Energia Fluke 435-II.

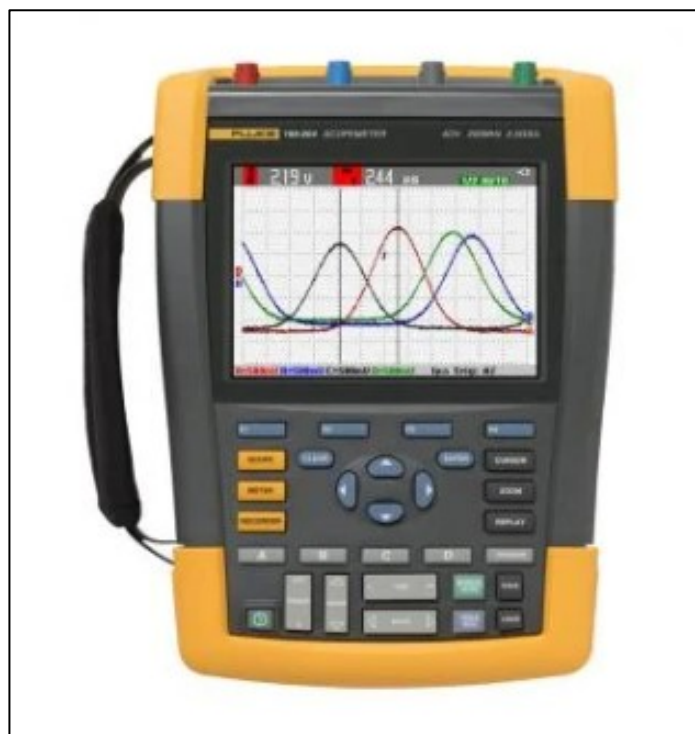
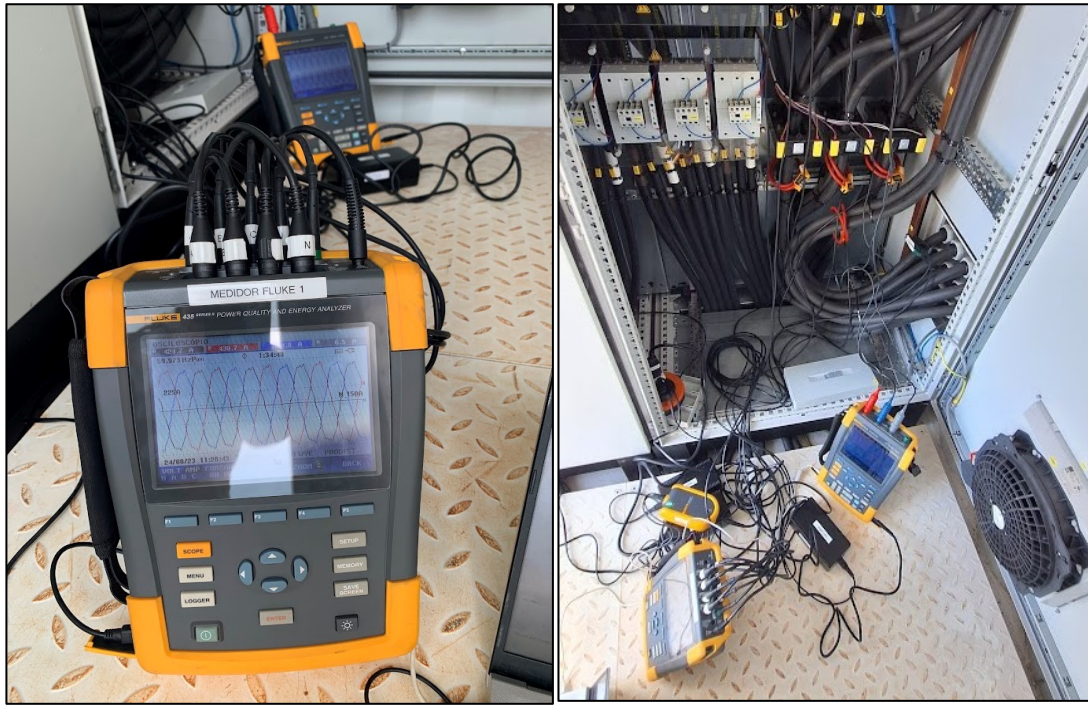


Figura 3.6: Osciloscópio Digital Portátil Fluke ScopeMeter 190-204/S.



(a)

(b)

Figura 3.7(a): Analisador de Energia e de Qualidade de Energia Fluke 435-II e (b) Osciloscópio Digital Portátil Fluke ScopeMeter 190-204/S durante medição no ponto de acoplamento do eletrolisador.

A medição no ponto de acoplamento do eletrolisador foi realizada em Agosto de 2023, num período correspondendo ao início às 09h54min até finalização às 13h38min. Durante esse período, foram identificados 07 momentos distintos de carga que serão classificados como os 07 diferentes estágios de medição, que estão especificados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Estágios de Medição e Potência Trifásica em cada estágio. Fonte: Autoria própria.

ESTÁGIO	POTÊNCIA TRIFÁSICA [kVA]
1	79,89kVA
2	86,7kVA
3	113,37kVA
4	146,87kVA
5	178,61kVA
6	251,34kVA
7	291,82kVA

A potência instantânea trifásica ao longo do tempo pode ser encontrada somando as potências instantâneas de cada fase. Isto pode ser feito conforme Equação (3.1).

$$S_{3\phi}(kVA) = V_A * I_A + V_B * I_B + V_C * I_C$$

Equação 3.1

Na Figura 3.8, é possível observar como a potência trifásica foi alterada ao longo da medição. Os 07 estágios de operação mostrados na Tabela 3.1 foram determinados a partir da observação e análise deste gráfico.

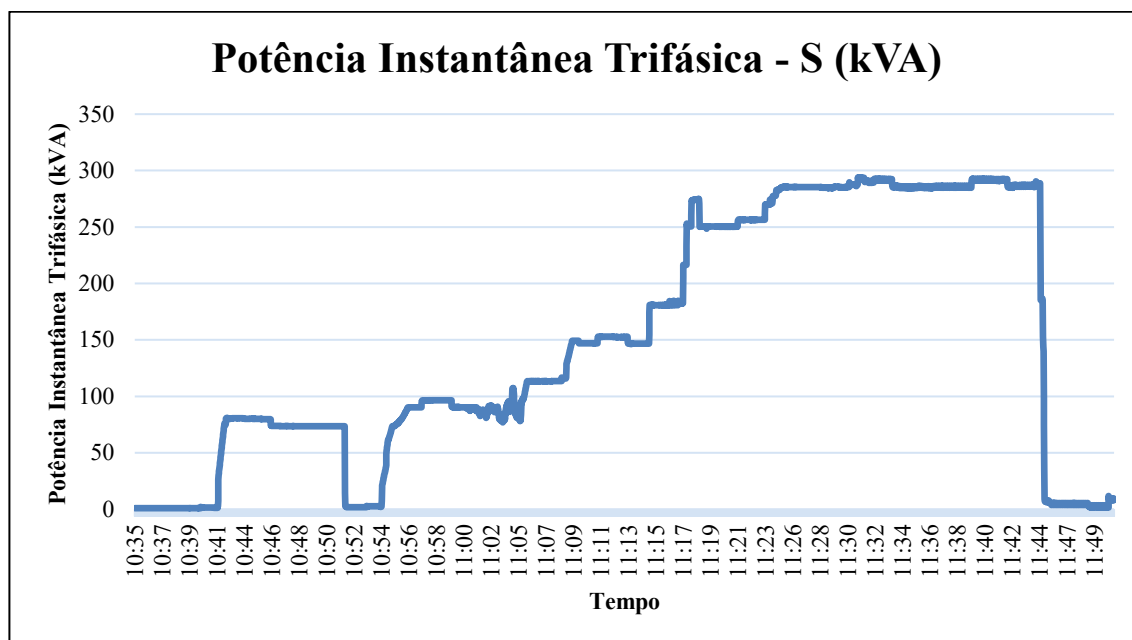


Figura 3.8: Gráfico da Potência Instantânea Trifásica (kVA) ao longo do tempo de medição.
Fonte: Autoria própria.

Os períodos iniciais de medição (antes da energização, das 09h54min às 10h35min) e finais (depois da desenergização, das 11h50min às 13h38min) foram retirados para melhor visualização do resultado no gráfico.

A cada minuto de medição, foram registradas 60 medidas, visto que o equipamento medidor utilizado gera uma análise discretizada a cada segundo. Para cada estágio de carga analisado, foi determinado um minuto de operação em cada condição e foi feita uma média dos 60 valores medidos para este minuto.

Os espectros de tensão serão apresentados em termos de porcentagem da fundamental (%), enquanto os de corrente serão apresentados em termos de intensidade de corrente (A). Isto foi feito pois a corrente é uma grandeza que dependerá da carga, então seu valor nominal pode variar. Assim, representá-la em termos de porcentagem poderia gerar interpretações incorretas sobre seu real efeito, visto que o valor nominal depende da potência transferida para a carga.

A seguir, serão apresentados os resultados de medições em termos de espectros harmônicos de tensão e de corrente no ponto de acoplamento comum, para cada um dos estágios estabelecidos na Tabela 3.1.

3.2.1 Estágio 1 – Potência de 79,89kVA

O primeiro estágio analisado se encontra após a primeira energização do equipamento. O minuto analisado foi às 10:45. Nas Figuras 3.9 e 3.10 é possível observar os espectros harmônicos de tensão e de corrente para este momento de medição.

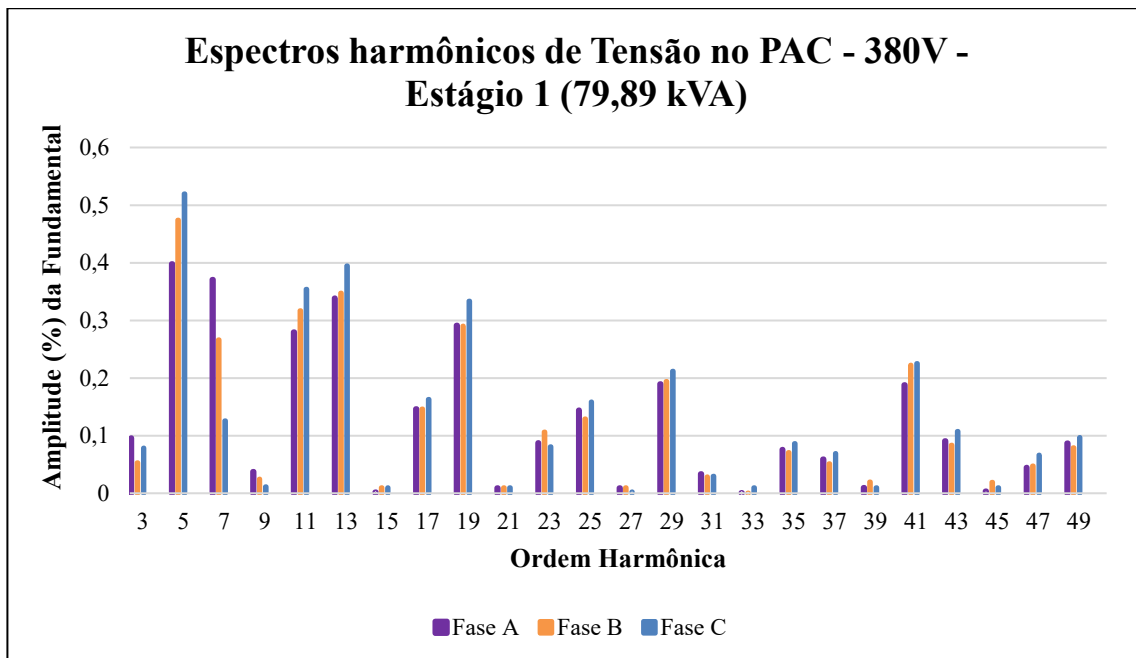


Figura 3.9: Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 1. Fonte: Autoria própria.

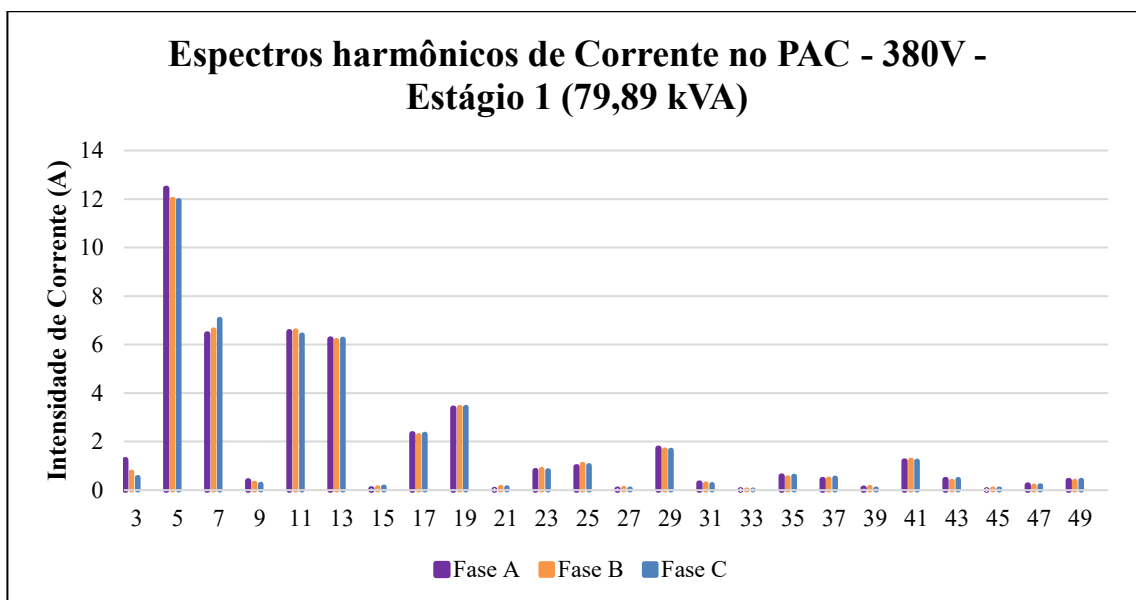


Figura 3.10: Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 1. Fonte: Autoria própria.

Embora estivesse energizado, neste estágio o equipamento eletrolisador ainda não estava em seu funcionamento nominal. Assim, devido ao fato de se estar em um período de aumento gradual e controle de carga, foram observados maiores distorções harmônicas de ordens como 07^a, 11^a e 13^a.

3.2.2 Estágio 2 – Potência de 86,7kVA

O segundo estágio analisado é referente ao momento de energização após a primeira interrupção de energia do equipamento. O minuto analisado foi às 10:56. Nas Figuras 3.11 e 3.12 é possível observar, respectivamente, o espectro harmônico de tensão e de corrente para este momento de medição.

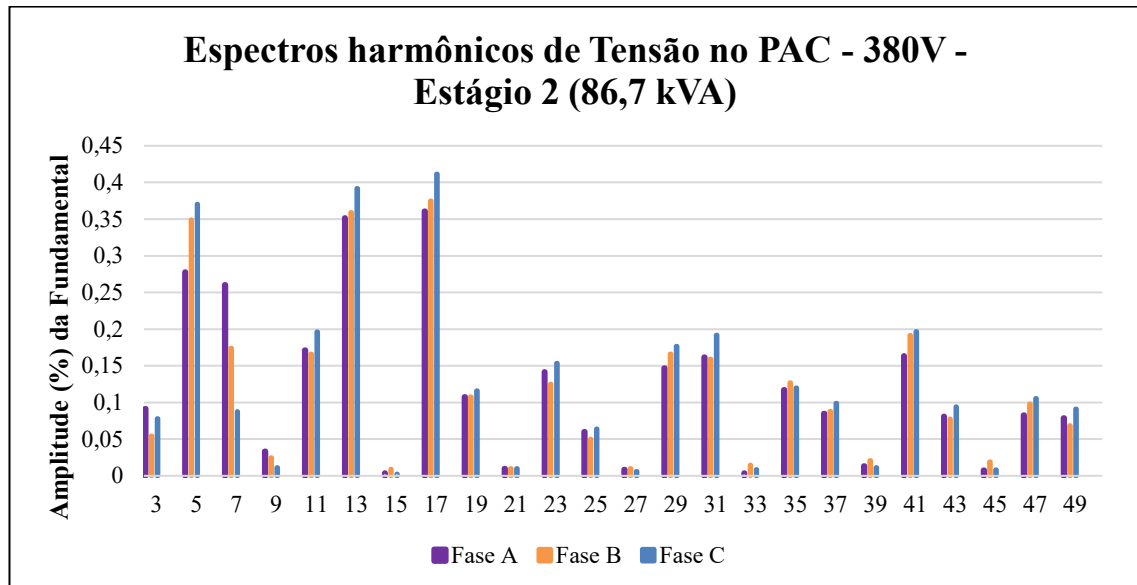


Figura 3.11: Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 2. Fonte: Autoria própria.

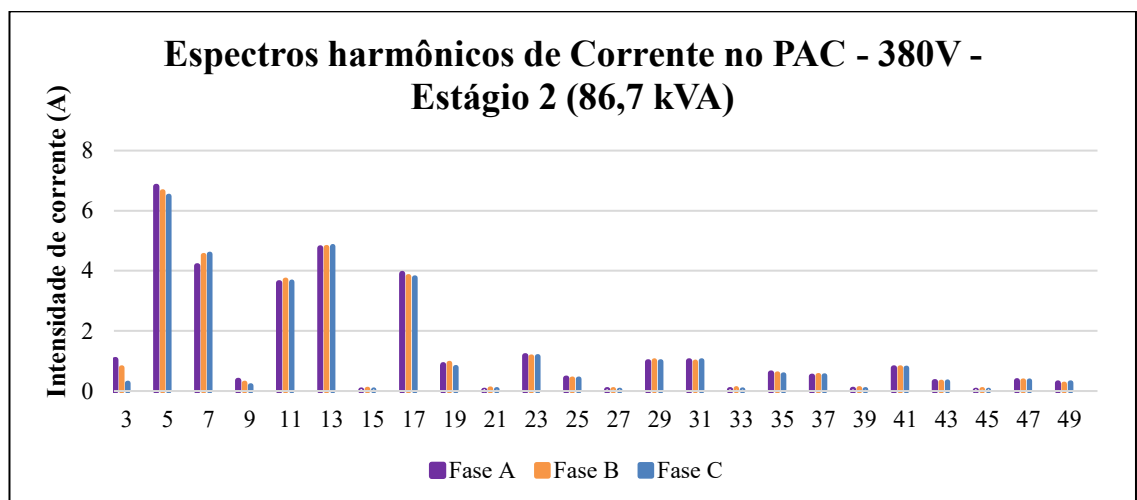


Figura 3.12: Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 2. Fonte: Autoria própria.

Embora estivesse energizado, neste estágio o equipamento eletrolisador ainda não estava em seu funcionamento nominal. Assim, devido ao fato de se estar em um período de aumento gradual e controle de carga, foram observados maiores distorções harmônicas de ordens como 07^a, 13^a e 17^a.

3.2.3 Estágio 3 – Potência de 113,37kVA

O terceiro estágio analisado corresponde ao primeiro momento de aumento de carga, no qual foi medida a potência instantânea de 113,37kVA (cerca de 37% da nominal). O minuto analisado foi às 11:06. Nas Figuras 3.13 e 3.14 é possível observar o espectro harmônico de tensão e de corrente para este momento de medição.

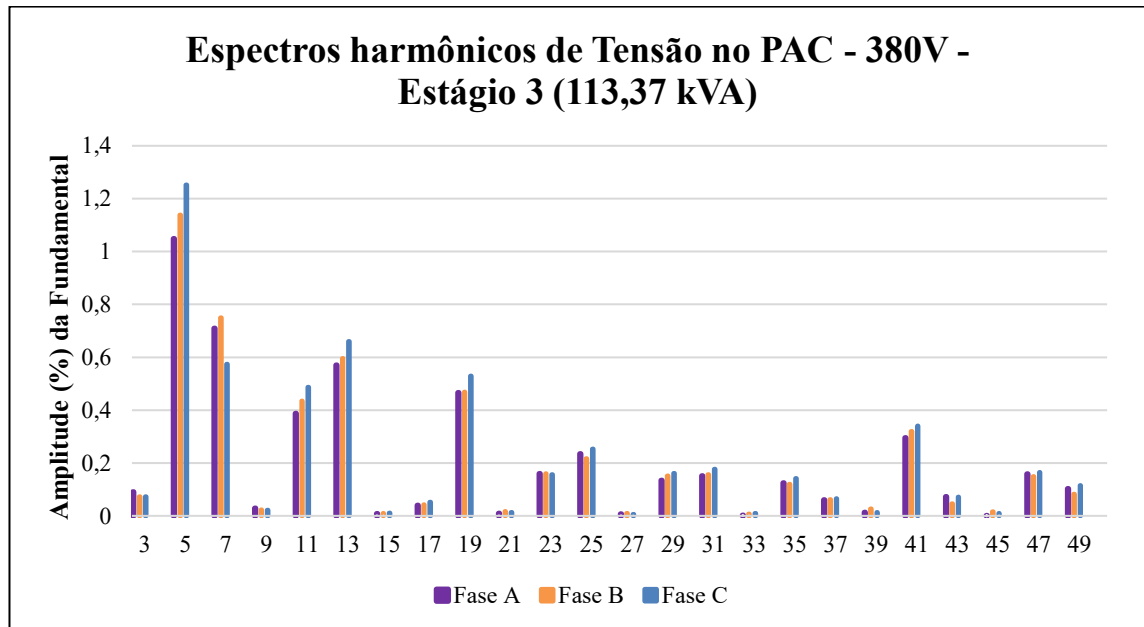


Figura 3.13: Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 3. Fonte: Autoria própria.

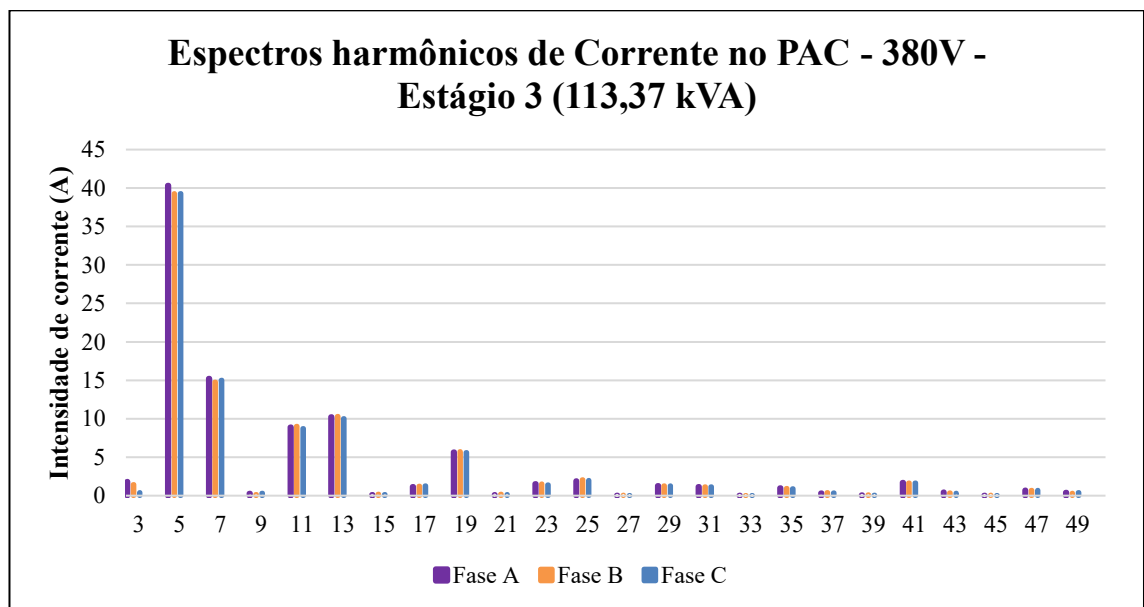


Figura 3.14: Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 3. Fonte: Autoria própria.

Embora estivesse energizado, neste estágio o equipamento eletrolisador ainda não estava em seu funcionamento nominal.

3.2.4 Estágio 4 – Potência de 146,87kVA

O quarto estágio analisado corresponde ao segundo momento de aumento de carga, no qual foi medida a potência instantânea de 146,87kVA (cerca de 49% da nominal). O minuto analisado foi às 11:10. Nas Figuras 3.15 e 3.16, é possível observar o espectro harmônico de tensão e de corrente para este momento de medição.

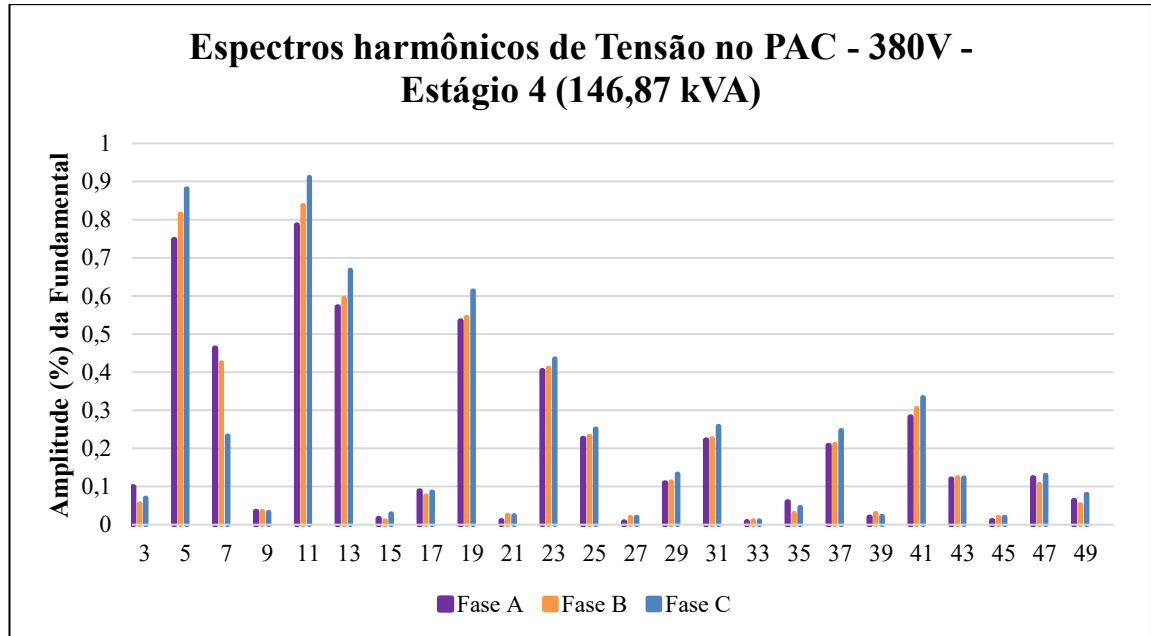


Figura 3.15: Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 4. Fonte: Autoria própria.

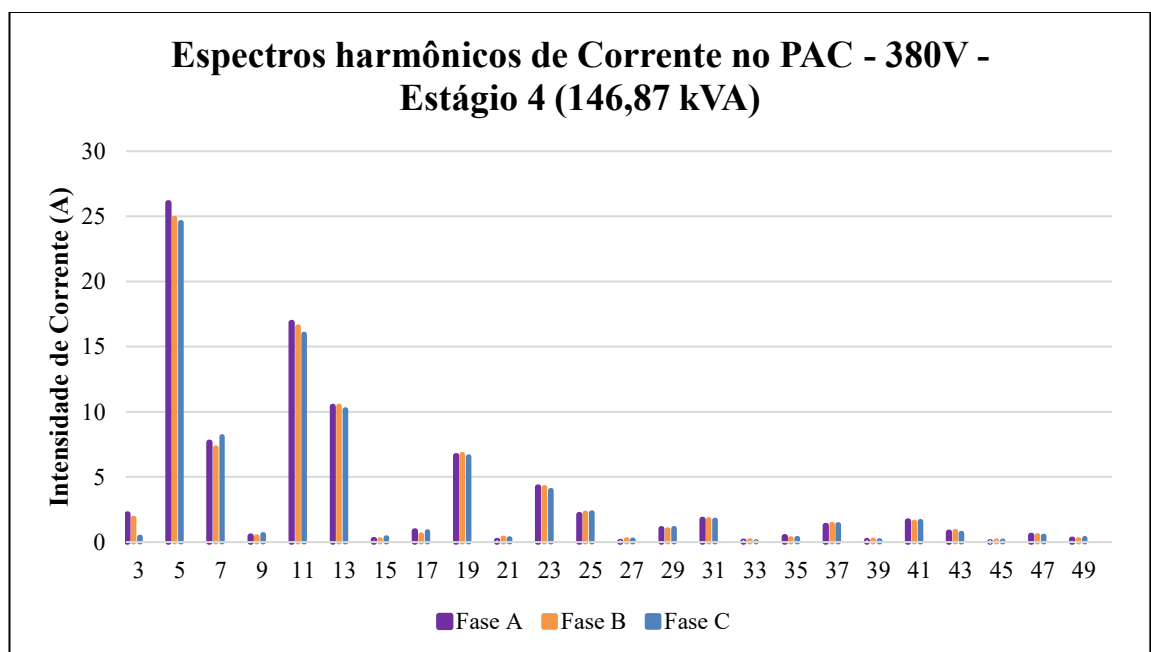


Figura 3.16: Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 4. Fonte: Autoria própria.

Embora estivesse energizado, neste estágio o equipamento eletrolisador ainda não estava em seu funcionamento nominal.

3.2.5 Estágio 5 – Potência de 178,61kVA

O quinto estágio analisado corresponde ao terceiro momento de aumento de carga, no qual foi medida a potência instantânea de 178,61kVA (cerca de 59% da nominal). O minuto analisado foi às 11:15. Nas Figuras 3.17 e 3.18, é possível observar o espectro harmônico de tensão e de corrente para este momento de medição.

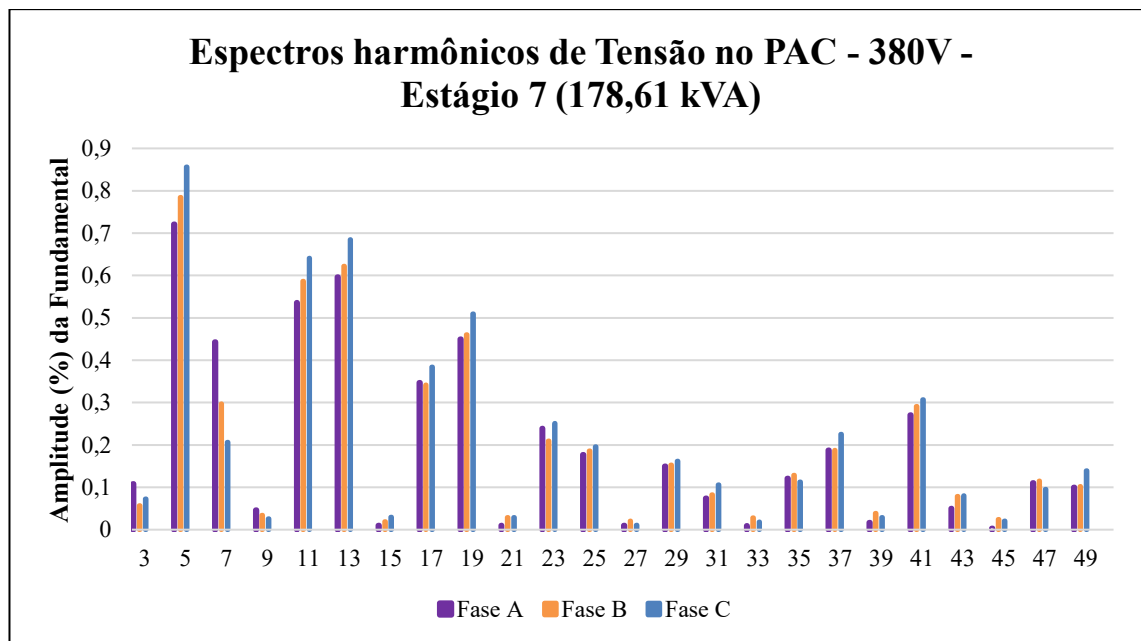


Figura 3.17: Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 5. Fonte: Autoria própria.

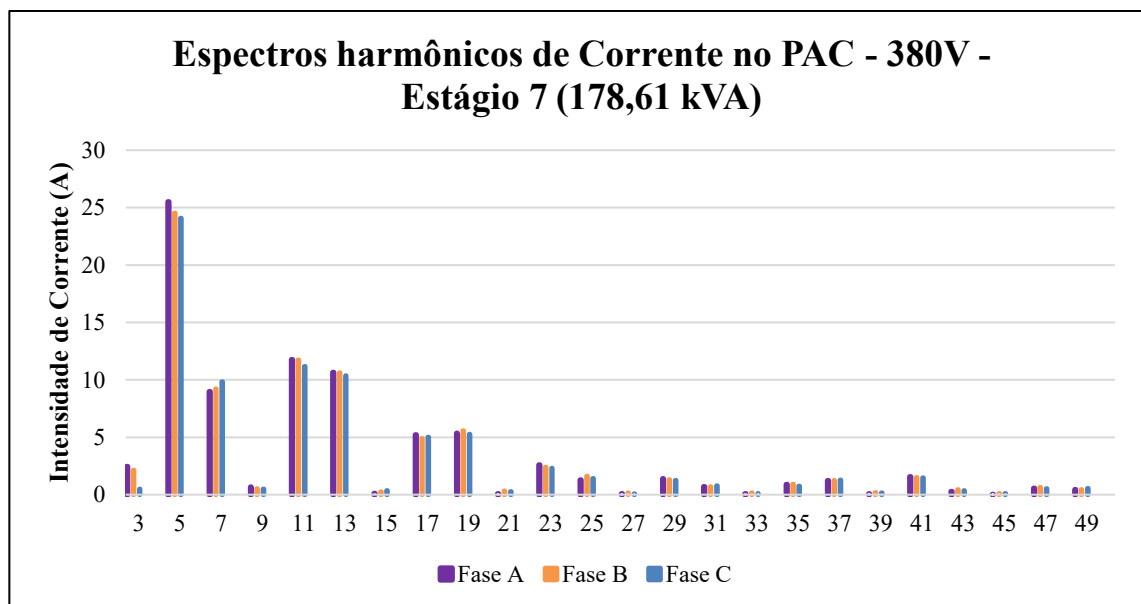


Figura 3.18: Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 5. Fonte: Autoria própria.

Embora estivesse energizado, neste estágio o equipamento eletrolisador ainda não estava em seu funcionamento nominal.

3.2.6 Estágio 6 – Potência de 251,34kVA

O sexto estágio analisado corresponde ao quarto momento de aumento de carga, no qual foi medida a potência instantânea de 251,34kVA (cerca de 84% da nominal). O minuto analisado foi às 11:21. Nas Figuras 3.19 e 3.20, é possível observar o espectro harmônico de tensão e de corrente para este momento de medição.

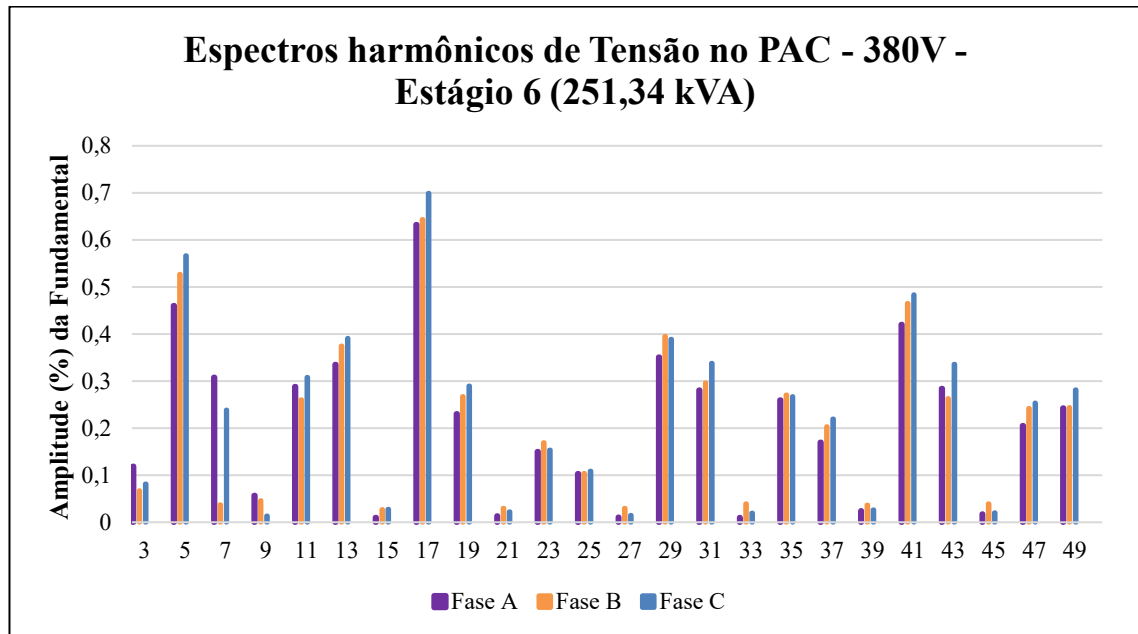


Figura 3.19: Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 6. Fonte: Autoria própria.

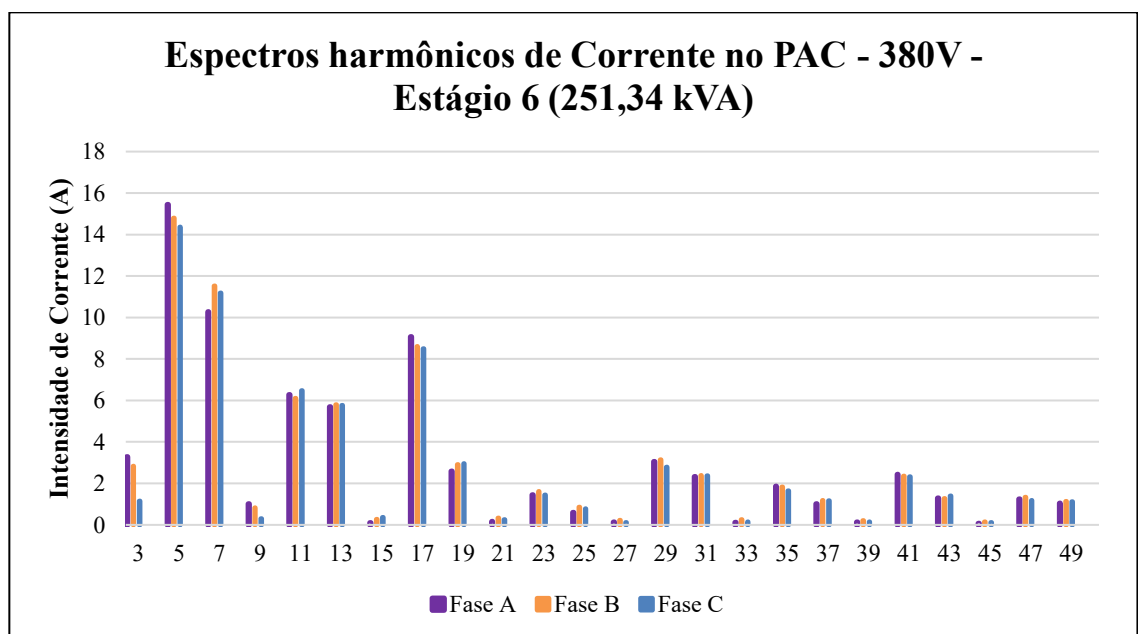


Figura 3.20: Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 6. Fonte: Autoria própria.

Embora estivesse energizado, neste estágio o equipamento eletrolisador ainda não estava em seu funcionamento nominal.

3.2.7 Estágio 7 – Potência de 291,82kVA

O sétimo estágio analisado corresponde ao quinto momento de aumento de carga, no qual foi medida a potência instantânea de 291,82kVA (cerca de 97% da nominal). O minuto analisado foi às 11:31. Nas Figuras 3.21 e 3.22 é possível observar o espectro harmônico de tensão e de corrente para este momento de medição.

Neste estágio, pode-se notar que o equipamento operava com potência plena (nominal do equipamento).

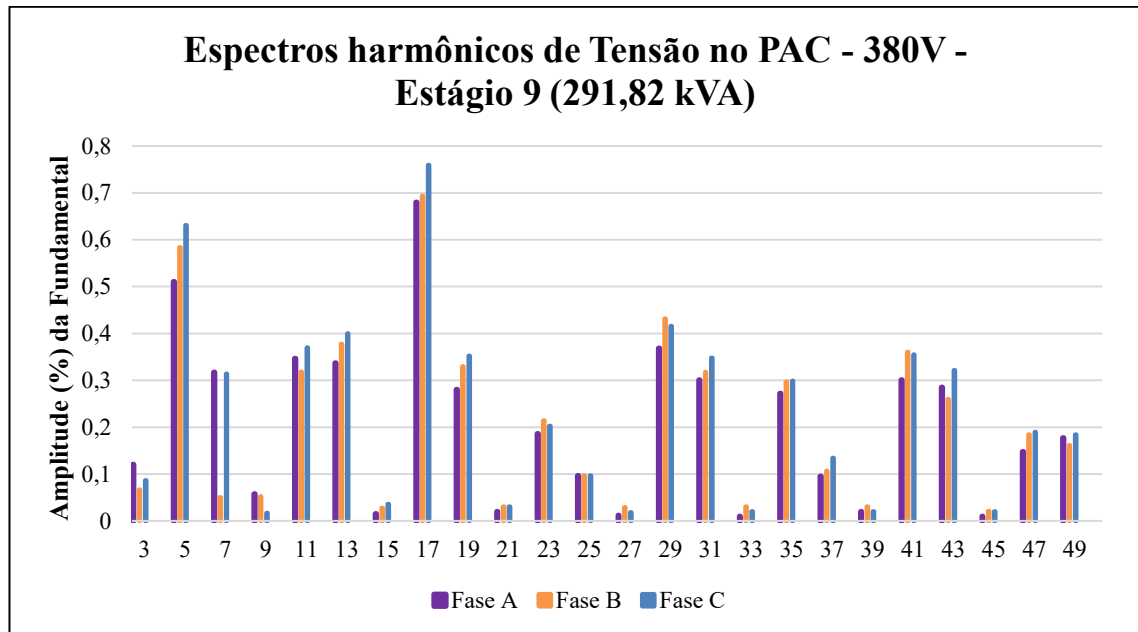


Figura 3.21: Espectros harmônicos de tensão no PAC – Estágio 7. Fonte: Autoria própria.

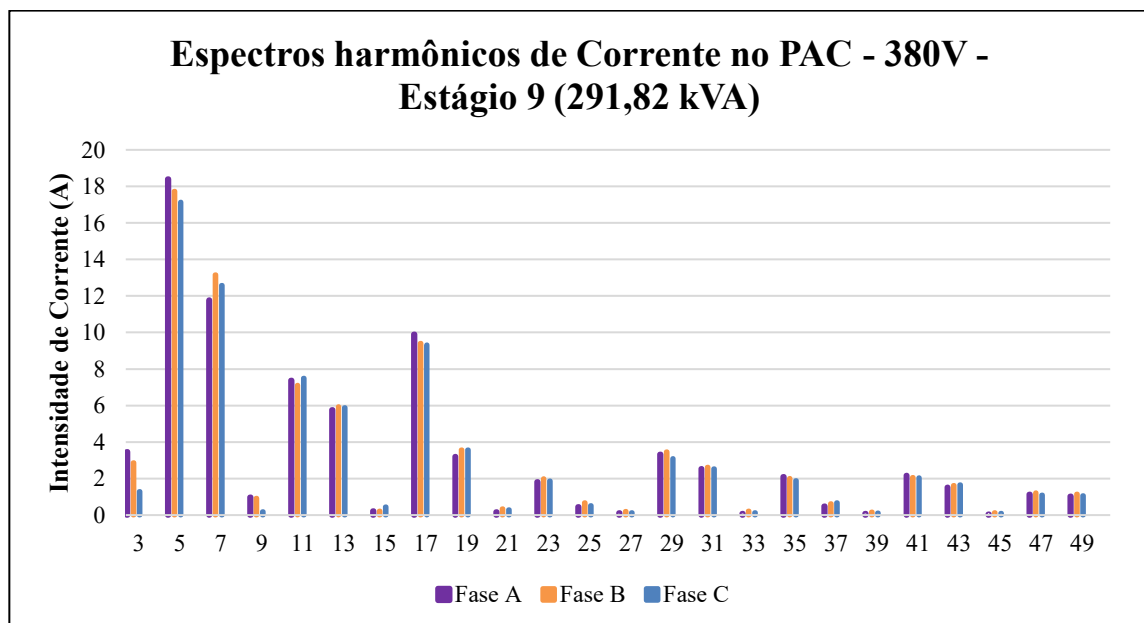


Figura 3.22: Espectros harmônicos de corrente no PAC – Estágio 7. Fonte: Autoria própria.

3.3 RESULTADOS DE MEDIÇÕES

Na Tabela 3.2, é possível observar uma síntese dos dados medidos para cada um dos estágios. Nela são apresentados valores de tensão e corrente (em módulo e ângulo) para as frequências 60Hz (fundamental), 300Hz (5ª harmônica) e 420Hz (7ª harmônica). Estas ordens foram assim selecionadas por se tratar das principais componentes evidenciadas nas medições feitas.

Tabela 3.2: Síntese dos valores de tensão e corrente medidos em campo. Fonte: Autoria própria.

Estágio	Frequência	Fase	Tensão (V)	Corrente (A)
1	60Hz	A	223,88 $\pm$ 0°	118,55 $\pm$ -21,24°
		B	224,45 $\pm$ -119,95°	119,68 $\pm$ -141,83°
		C	224,45 $\pm$ -240,02°	118,02 $\pm$ -262,05°
	300Hz	A	0,89 $\pm$ -38,62°	12,44 $\pm$ 95,27°
		B	1,06 $\pm$ -291,94°	11,99 $\pm$ -142,62°
		C	1,17 $\pm$ -160,18°	11,95 $\pm$ -25,29°
	420Hz	A	0,83 $\pm$ 148,41°	6,44 $\pm$ -75,93°
		B	0,59 $\pm$ -8,18°	6,61 $\pm$ -191,46°
		C	0,28 $\pm$ -67,72°	7,04 $\pm$ -315,33°
2	60Hz	A	223,52 $\pm$ 0°	128,79 $\pm$ -17,52°
		B	224,13 $\pm$ -119,95°	129,69 $\pm$ -137,79°
		C	224,11 $\pm$ -240,02°	128,69 $\pm$ -257,99°
	300Hz	A	0,62 $\pm$ -42,32°	8,79 $\pm$ 112,87°
		B	0,78 $\pm$ -293,19°	8,56 $\pm$ -124,81°
		C	0,83 $\pm$ -159,21°	8,38 $\pm$ -6,94°
	420Hz	A	0,58 $\pm$ 160,09°	5,38 $\pm$ -36,79°
		B	0,39 $\pm$ -31,2°	5,83 $\pm$ -153,99°
		C	0,19 $\pm$ -248,53°	5,87 $\pm$ -279,72°
3	60Hz	A	223,13 $\pm$ 0°	168,87 $\pm$ -22,61°
		B	223,84 $\pm$ -119,96°	169,86 $\pm$ -142,93°
		C	223,79 $\pm$ -240,05°	168,33 $\pm$ -263,18°
	300Hz	A	2,35 $\pm$ -36,77°	40,35 $\pm$ 65,54°
		B	2,54 $\pm$ -290,2°	39,29 $\pm$ -173,39°
		C	2,8 $\pm$ -164,29°	39,29 $\pm$ -55,29

	420Hz	A	$1,58 \pm 115,7^\circ$	$15,22 \pm -143,08^\circ$
		B	$1,68 \pm -12,77^\circ$	$14,77 \pm -263,16^\circ$
		C	$1,28 \pm -129,96^\circ$	$15,03 \pm -21,70^\circ$
4	60Hz	A	$222,69 \pm 0^\circ$	$218,5 \pm -22,95^\circ$
		B	$223,55 \pm -119,98^\circ$	$220,5 \pm -143,1^\circ$
		C	$223,4 \pm -240,08^\circ$	$218,99 \pm -263,55^\circ$
	300Hz	A	$1,67 \pm -44,45^\circ$	$26,03 \pm 64,5^\circ$
		B	$1,82 \pm -296,04^\circ$	$24,86 \pm -173,29^\circ$
		C	$1,97 \pm -170,04^\circ$	$24,55 \pm -56,38^\circ$
	420Hz	A	$1,03 \pm 134,76^\circ$	$7,67 \pm -106,81^\circ$
		B	$0,95 \pm -9,66^\circ$	$7,25 \pm -221,14^\circ$
		C	$0,52 \pm -111,02^\circ$	$8,09 \pm -341,92^\circ$
5	60Hz	A	$222,29 \pm 0^\circ$	$266,04 \pm -21,21^\circ$
		B	$223,27 \pm -119,99^\circ$	$268,62 \pm -141,3^\circ$
		C	$223,1 \pm -240,12^\circ$	$266,69 \pm -261,77^\circ$
	300Hz	A	$1,61 \pm -35,48^\circ$	$25,52 \pm 75,26^\circ$
		B	$1,75 \pm -287,32^\circ$	$24,52 \pm -162,25^\circ$
		C	$1,91 \pm -161,38^\circ$	$24,09 \pm -45,25^\circ$
	420Hz	A	$0,99 \pm 156,73^\circ$	$8,97 \pm -70,36^\circ$
		B	$0,66 \pm 9,63^\circ$	$9,22 \pm -184,95^\circ$
		C	$0,46 \pm -58,32^\circ$	$9,85 \pm -309,44^\circ$
6	60Hz	A	$221,60 \pm 0^\circ$	$375,09 \pm -16,28^\circ$
		B	$222,93 \pm -120,01^\circ$	$380,64 \pm -136,94^\circ$
		C	$222,68 \pm -240,18^\circ$	$374,35 \pm -257,34^\circ$
	300Hz	A	$1,02 \pm -32,33^\circ$	$15,45 \pm 98,12^\circ$
		B	$1,17 \pm -282,66^\circ$	$14,79 \pm -138,17^\circ$
		C	$1,26 \pm -154,64^\circ$	$14,36 \pm -21,64^\circ$
	420Hz	A	$0,68 \pm -165,53^\circ$	$10,28 \pm -12,72^\circ$
		B	$0,08 \pm 1,94^\circ$	$11,53 \pm -132,05^\circ$
		C	$0,53 \pm -332,49^\circ$	$11,18 \pm -258,80^\circ$
7	60Hz	A	$221,49 \pm 0^\circ$	$435,92 \pm -17,15^\circ$
		B	$222,98 \pm -120,02^\circ$	$442,01 \pm -137,79^\circ$

	300Hz	C	$222,41 \pm -240,14^\circ$	$434,80 \pm -258,17^\circ$
		A	$1,13 \pm -32,77^\circ$	$18,4 \pm 98,27^\circ$
		B	$1,29 \pm -283,07^\circ$	$17,74 \pm -137,88^\circ$
		C	$1,4 \pm -155,85^\circ$	$17,13 \pm -21,16^\circ$
	420Hz	A	$0,71 \pm -158,94^\circ$	$11,77 \pm -13,99^\circ$
		B	$0,11 \pm -210,02^\circ$	$13,16 \pm -134,39^\circ$
		C	$0,69 \pm -335,48^\circ$	$12,58 \pm -260,46^\circ$

3.4 MODELAGEM COMPUTACIONAL

Para a simulação computacional do sistema analisado, foram utilizados os *softwares* Matlab e ferramenta Simulink deste programa [30]. Conforme já mencionado na seção anterior, foi utilizado um circuito retificador controlado com configuração de ponte de tiristores de 6 pulsos, em vista do não recebimento de detalhes sobre o sistema existente em campo.

Para representar a usina fotovoltaica conectada ao eletrolisador, foi utilizada uma fonte trifásica de 13800V com as componentes harmônicas de tensão existentes previamente ao início da operação do eletrolisador, como forma de representar o chamado “*background distortion*” do barramento (distorções harmônicas presentes na rede antes da energização do sistema).

Na Figura 3.23, é possível observar a configuração do sistema simulado computacionalmente.

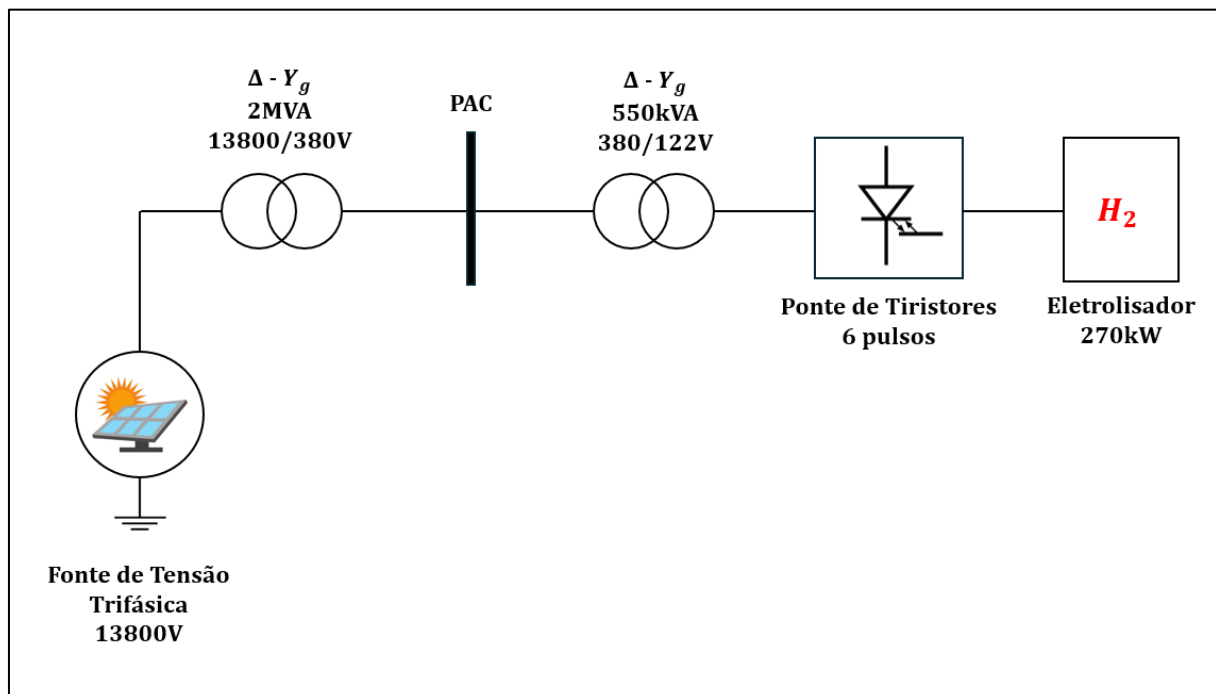


Figura 3.23: Esquemático do sistema utilizado para simulação computacional. Fonte: Autoria própria.

3.5 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

A fim de se simular os diferentes instantes de operação e de patamares de carga, foram utilizados diferentes ângulos de disparo para o circuito retificador controlado, de forma a encontrar as mesmas magnitudes (patamares de carga) encontrados na etapa de medição em campo.

Na Tabela 3.3, é possível observar os resultados obtidos com a simulação para cada um dos estágios. Nela são apresentados valores de tensão e corrente (em módulo e ângulo) para as frequências 60Hz (fundamental), 300Hz (5ª harmônica) e 420Hz (7ª harmônica).

Tabela 3.3: Síntese dos dados obtidos via simulação computacional. Fonte: Autoria própria.

Estágio	Ângulo de disparo	Frequência	Fase	Tensão (V)	Corrente (A)
1	76,5°	60Hz	A	217,9 $\underline{\pm}$ -0,73°	119,4 $\underline{\pm}$ -66,54°
			B	217,9 $\underline{\pm}$ -120,7°	119,1 $\underline{\pm}$ 173,2°
			C	217,9 $\underline{\pm}$ 119,3°	118,8 $\underline{\pm}$ 53,49°
		300Hz	A	5,66 $\underline{\pm}$ -57,1°	78,27 $\underline{\pm}$ 27,76°
			B	4,51 $\underline{\pm}$ 57,2°	77,8 $\underline{\pm}$ 148,4°
			C	5,60 $\underline{\pm}$ 170,1°	77,24 $\underline{\pm}$ -92,21°
		420Hz	A	5,12 $\underline{\pm}$ -8,86°	49,64 $\underline{\pm}$ 82,03°
			B	5,16 $\underline{\pm}$ -129°	50,07 $\underline{\pm}$ -38,17°
			C	5,13 $\underline{\pm}$ 110,7°	49,7 $\underline{\pm}$ -158,5°
2	74,5°	60Hz	A	217,7 $\underline{\pm}$ -0,75°	131 $\underline{\pm}$ -65,65°
			B	217,7 $\underline{\pm}$ -120,7°	129 $\underline{\pm}$ 174,3°
			C	217,7 $\underline{\pm}$ 119,2°	129,9 $\underline{\pm}$ 55,12°
		300Hz	A	5,95 $\underline{\pm}$ -50,53°	81,6 $\underline{\pm}$ 35,16°
			B	4,76 $\underline{\pm}$ 64,35°	81,48 $\underline{\pm}$ 154,7°
			C	5,85 $\underline{\pm}$ 177,1°	82,15 $\underline{\pm}$ -85,16°
		420Hz	A	5,21 $\underline{\pm}$ 1,82	50,68 $\underline{\pm}$ 93,71°
			B	5,18 $\underline{\pm}$ -119,8	50,35 $\underline{\pm}$ -28,02°
			C	5,07 $\underline{\pm}$ 121,3°	49,19 $\underline{\pm}$ -146,8°
3	67,5°	60Hz	A	217,3 $\underline{\pm}$ -0,85°	169,5 $\underline{\pm}$ -61,22°
			B	217,3 $\underline{\pm}$ -120,8°	169,3 $\underline{\pm}$ 178,6°
			C	217,3 $\underline{\pm}$ 119,2°	168,9 $\underline{\pm}$ 58,74°

		300Hz	A	$6,83 \pm 29,89^\circ$	$92,47 \pm 58,36^\circ$
			B	$5,59 \pm 91,45^\circ$	$92,54 \pm 178,9^\circ$
			C	$6,18 \pm 159,3^\circ$	$91,68 \pm 61,31^\circ$
		420Hz	A	$4,79 \pm 39,01^\circ$	$48 \pm 134,2^\circ$
			B	$4,84 \pm 81,11^\circ$	$48,47 \pm 14,03^\circ$
			C	$4,81 \pm 158,5^\circ$	$48,08 \pm 106,3^\circ$
4	60°	60Hz	A	$216,8 \pm 0,97^\circ$	$218,4 \pm 56,79^\circ$
			B	$216,9 \pm 121^\circ$	$216,1 \pm 176,8^\circ$
			C	$216,9 \pm 119^\circ$	$96,73 \pm 86,72^\circ$
		300Hz	A	$7,2 \pm 4,33^\circ$	$98,38 \pm 154^\circ$
			B	$6,23 \pm 120,5^\circ$	$98,56 \pm 32,79^\circ$
			C	$6,28 \pm 129,8^\circ$	$98,56 \pm 32,79^\circ$
		420Hz	A	$4,14 \pm 92,59^\circ$	$45,1 \pm 170,6^\circ$
			B	$4,10 \pm 29,96^\circ$	$44,52 \pm 66,94^\circ$
			C	$3,96 \pm 148,3^\circ$	$43,14 \pm 51,16^\circ$
5	52°	60Hz	A	$216,3 \pm 1,21^\circ$	$264,5 \pm 51,32^\circ$
			B	$216,3 \pm 121,2^\circ$	$264,3 \pm 171,3^\circ$
			C	$216,2 \pm 118,8^\circ$	$264,4 \pm 68,7^\circ$
		300Hz	A	$7,60 \pm 19,35^\circ$	$100,8 \pm 115,3^\circ$
			B	$7,00 \pm 147,2^\circ$	$102,2 \pm 124,5^\circ$
			C	$6,44 \pm 101,5^\circ$	$101,3 \pm 3,91^\circ$
		420Hz	A	$3,4 \pm 160,1^\circ$	$41,22 \pm 113^\circ$
			B	$3,4 \pm 40,69^\circ$	$41,15 \pm 126,6^\circ$
			C	$3,43 \pm 79,6^\circ$	$40,96 \pm 6,89^\circ$
6	30°	60Hz	A	$216,3 \pm 1,71^\circ$	$374 \pm 35,02^\circ$
			B	$216,3 \pm 121,7^\circ$	$373,8 \pm 155^\circ$
			C	$216,3 \pm 118,3^\circ$	$374,3 \pm 85,03^\circ$
		300Hz	A	$7,09 \pm 97,7^\circ$	$105,8 \pm 163,4^\circ$
			B	$8,02 \pm 135,9^\circ$	$106,6 \pm 44^\circ$
			C	$6,87 \pm 12,18^\circ$	$107,2 \pm 76,67^\circ$
		420Hz	A	$4,23 \pm 30,2^\circ$	$37,96 \pm 52,77^\circ$
			B	$4,19 \pm 149,9^\circ$	$37,64 \pm 67,02^\circ$

			C	$4,23 \pm 90,31^\circ$	$37,92 \pm 173,3^\circ$
7	0°	60Hz	A	$217,7 \pm -2,12^\circ$	$445,6 \pm -15,38^\circ$
			B	$217,7 \pm -122,1^\circ$	$446,2 \pm -135,4^\circ$
			C	$217,7 \pm 117,9^\circ$	$446 \pm 104,6^\circ$
		300Hz	A	$6,05 \pm -163,9^\circ$	$99,17 \pm -73,65^\circ$
			B	$6,81 \pm -52,04^\circ$	$97,38 \pm 46,22^\circ$
			C	$7,23 \pm 77,05^\circ$	$98,49 \pm 165,4^\circ$
		420Hz	A	$3,29 \pm 146,9^\circ$	$37,39 \pm -118,2^\circ$
			B	$3,33 \pm 26,98^\circ$	$37,85 \pm 121,8^\circ$
			C	$3,31 \pm -93,72^\circ$	$37,63 \pm 1,18^\circ$

4. ANÁLISE DE RESULTADOS EM TERMOS DOS INDICADORES DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A partir dos dados apresentados nas Tabelas 3.2 e 3.3, serão feitas análises em distintas temáticas de qualidade da energia elétrica, a fim de se estudar os impactos que a operação do eletrolisador poderá causar na qualidade da energia elétrica, a saber:

- Tensão em regime permanente;
- Distorções harmônicas totais de tensão;
- Desequilíbrios de tensão.

Os estudos serão realizados tanto para os dados medidos como para os dados simulados.

4.2 ESTUDO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

A respeito da magnitude da tensão em regime permanente no PAC, a tensão nominal trifásica do barramento é de 380V, sendo 220V em cada fase. Os valores de tensão medidos para cada estágio podem ser observados na Tabela 3.3.

A menor magnitude medida foi durante o estágio 9, momento de maior carga do sistema, onde foi registrada uma tensão de 221,49V na fase A. A maior magnitude medida foi no estágio 1, momento que o sistema estava sem carga, onde foi registrada uma tensão de 226,06V na fase C. Segundo o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) publicado pela ANEEL, conforme Tabela 4.1, é possível concluir que tais magnitudes de tensão permanecem dentro da faixa considerada “adequada”, não sendo registrados eventos que se enquadram nas faixas “precária” ou “crítica”.

A menor magnitude registrada de tensão corresponde a 1,007pu, o que significa que este valor supera em 0,7% a tensão nominal. Já a maior magnitude registrada corresponde a 1,028pu, o que significa que este valor supera em 2,8% a tensão nominal.

A respeito dos dados simulados, o menor valor de magnitude de tensão obtido foi 216,3V, o momento de segunda maior carga do sistema. O maior valor de magnitude de tensão obtido foi de 219,3V, no estágio 1.

A menor magnitude obtida via simulação computacional corresponde a uma tensão de 0,983 pu, o que significa que este valor ficou 1,7% abaixo da tensão nominal. Já a maior magnitude registrada corresponde a 0,997 pu, ficando 0,3% abaixo da tensão nominal. Segundo a Tabela 4.1, para um evento ser considerado um afundamento temporário de tensão, a amplitude precisa possuir o seu valor entre 0,1pu e 0,9pu. Logo, não foram simulados eventos que se enquadrem nesta classificação.

Além disso, também não foram simulados eventos em que a magnitude de tensão superou a tensão nominal.

Na Tabela 4.2, é possível observar um resumo da análise de tensão em regime permanente que foi realizada.

Tabela 4.1: Limites para tensão em regime permanente estabelecidos pelo PRODIST. Fonte: [18].

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202) \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Tabela 4.2: Resumo da análise de tensão em regime permanente. Fonte: Autoria própria.

Fonte dos dados	Valor máximo de tensão	Valor mínimo de tensão	Conclusão
Medições	1,028 pu 226,06 V	1,007 pu 221,49 V	Todos os valores medidos estiveram dentro da faixa “adequada” de tensão
Simulações	0,997 pu 219,3 V	0,983 pu 219,3V	Todos os valores medidos estiveram dentro da faixa “adequada” de tensão

4.3 ESTUDO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS TOTAIS DE TENSÃO

O índice *Total Harmonic Distortion* (THDv – Distorção Harmônica Total de Tensão) é utilizado como indicador das distorções harmônicas totais de tensão em um determinado ponto do sistema [24]. Este índice pode ser calculado conforme Equação (4.1).

$$THDv_{\%} = \frac{\sqrt{\sum_2^{h_{m\acute{a}x}} V_{h_{RMS}}^2}}{V_1} * 100\%$$

Equação 4.1

Este índice foi medido para cada um dos estágios analisados, tanto para os valores medidos quanto para os simulados. Os resultados encontrados são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Distorções Harmônicas Totais de Tensão encontradas. Fonte: Autoria própria.

Estágio	Fonte dos dados	THD%
01	Medições	0,89%
	Simulações	4,93%
02	Medições	0,81%
	Simulações	5,37%
03	Medições	1,7%
	Simulações	5,98%
04	Medições	1,65%
	Simulações	6,41%
05	Medições	1,47%
	Simulações	6,83%
06	Medições	1,36%
	Simulações	6,80%
07	Medições	1,4%
	Simulações	4,23%

Nota-se que o estágio com o maior nível de distorções harmônicas totais de tensão para os dados medidos em campo foi o estágio 3, com um valor de 1,7%, enquanto para os dados simulados foi o estágio 5, com um valor de 6,83%.

Os limites de distorções harmônicas estabelecidos pelo PRODIST estão na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Limites de distorções harmônicas de tensão estabelecidos pelo PRODIST. Fonte: [18].

Indicador	Tensão Nominal - $V_n \leq 1kV$
$DTT_{95}\%$	10,0%
$DTT_{P_{95}}\%$	2,5%
$DTT_{I_{95}}\%$	7,5%
$DTT_{3_{95}}\%$	6,5%

Percebe-se que, analisando as Tabelas 4.3 e 4.4, nenhum dos valores encontrados para distorções harmônicas de tensão totais ultrapassou o limite estabelecido, que é de 10%, mesmo sem a aplicação de percentil 95 que é preconizado na norma. É importante notar, porém, as significativas discrepâncias entre os valores medidos e simulados, o que provavelmente se deve ao fato da utilização de um circuito retificador que provavelmente não possui a mesma configuração daquele utilizado no sistema (por não haver recebido informações a respeito desta configuração por parte dos proprietários do projeto).

4.4 ESTUDO DE DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

A fim de calcular os efeitos de desequilíbrio de tensão no sistema, foi aplicado o método das componentes simétricas, que consiste em decompor a tensão trifásica desequilibrada em conjuntos de tensões equilibradas de sequência positiva, negativa e zero [24]. As tensões das fases A, B e C podem ser reescritas conforme Equações 4.2, 4.3 e 4.4:

$$V_A = V_{a_1} + V_{a_2} + V_{a_0}$$

Equação 4.2

$$V_B = V_{b_1} + V_{b_2} + V_{b_0}$$

Equação 4.3

$$V_C = V_{c_1} + V_{c_2} + V_{c_0}$$

Equação 4.4

Os termos V_{a_1} , V_{b_1} , V_{c_1} correspondem às componentes de sequência positiva. Os termos V_{a_2} , V_{b_2} , V_{c_2} correspondem às componentes de sequência negativa. Os termos V_{a_0} , V_{b_0} , V_{c_0} correspondem às componentes de sequência zero. Para encontrar tais componentes, utiliza-se as Equações 4.5, 4.6 e 4.7. Considera-se o vetor a com magnitude 1 e ângulo 120° ($a = 1 \angle 120^\circ$).

$$V_{a_1} = \frac{1}{3} * (V_a + aV_b + a^2V_c)$$

Equação 4.5

$$V_{a_2} = \frac{1}{3} * (V_a + a^2V_b + aV_c)$$

Equação 4.6

$$V_{a_0} = \frac{1}{3} * (V_a + V_b + V_c)$$

Equação 4.7

O Fator de Desequilíbrio (FD) será calculado conforme Equação 4.8.

$$FD[\%] = \frac{V_{a_2}}{V_{a_1}} * 100\%$$

Equação 4.8

Aplicando as Equações 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8 aos parâmetros de tensão medidos e simulados, nos diferentes estágios analisados, foram obtidos os fatores de desequilíbrio apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Fatores de desequilíbrio calculados a partir de dados medidos e simulados.
Fonte: Autoria própria.

Estágio	Fonte dos dados	FD%
01	Medições	0,1200%
	Simulações	0,0175%

02	Medições	0,1272%
	Simulações	0,0504%
03	Medições	0,1501%
	Simulações	0,0291%
04	Medições	0,1718%
	Simulações	0,0233%
05	Medições	0,1990%
	Simulações	0,0108%
06	Medições	0,2773%
	Simulações	0,0058%
07	Medições	0,2685%
	Simulações	0,0116%

Os limites para o fator de desequilíbrio estabelecidos pelo PRODIST podem ser encontrados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Limites estabelecidos pelo PRODIST para fator de desequilíbrio. Fonte: PRODIST, 2020.

Indicador	Tensão nominal - $V_n \leq 1kV$
$FD_{95}\%$	3%

Percebe-se que, analisando as Tabelas 4.5 e 4.6, nenhum dos valores encontrados para fator de desequilíbrio ultrapassou o limite estabelecido pelo PRODIST, que é de 3%, mesmo sem fazer o tratamento do percentil 95.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DA ANÁLISE DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Apesar do estudo ter mostrado um bom desempenho em termos dos fenômenos de qualidade da energia elétrica selecionados e correlatos ao equipamento em questão (eletrolisador), ressalta-se que o mesmo trata tão somente de uma abordagem prática de estudos de QEE, os quais deverão ser considerados em avaliações futuras de inserção de eletrolisadores com potências de maior relevância e conexões em pontos da rede básica do sistema elétrico brasileiro.

Observou-se que houve diferenças significativas entre os resultados medidos e simulados, o que provavelmente se deve ao fato de ter sido utilizado um circuito retificador genérico, ou seja, que não possui a mesma configuração daquele utilizado no sistema. Foi determinada a utilização de um circuito em ponte de tiristores de 6 pulsos, por não haver recebido informações a respeito desta configuração por parte dos proprietários do projeto.

5. ANÁLISE COMPLEMENTAR: ESTUDO DE COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE HARMÔNICA DE TENSÃO APLICADO A UMA PLANTA DE HIDROGÊNIO COM BAIXA EMISSÃO DE CARBONO

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme já mencionado, o hidrogênio verde (H2V) surge como elemento-chave na transição energética global devido à sua produção não poluente e potencial meio de armazenamento de energia. O Brasil, com seu vasto potencial em energias renováveis, atrai investimentos estrangeiros importantes nessa tecnologia. Contudo, a inserção de eletrolisadores para produção de H2V na rede elétrica nacional provoca preocupações sobre a qualidade da energia elétrica, especialmente em relação às distorções harmônicas, causadas por cargas não lineares presentes nos circuitos de controle da potência e retificadores. Assim, com a conexão de geradores de hidrogênio no sistema elétrico, surge um questionamento com relação à análise da responsabilidade por eventuais perdas de qualidade da energia no ponto comum de acoplamento (PAC), visto que podem existir outras instalações que também estejam contribuindo com tal problemática [29].

Surge, então, a temática do compartilhamento de responsabilidade pelas distorções harmônicas ali presentes, de modo que a correção de eventuais inconformidades possa ter seu custo dividido entre as partes responsáveis pela poluição. A fim de se avaliar o compartilhamento, o Método da Injeção de Corrente Harmônica (MIC) é utilizado neste estudo. O eletrolisador analisado é um modelo HySTAT 60-27 do fabricante Hydrogenics. Foi desenvolvido um modelo computacional a fim de simular o comportamento do sistema, tal que as simulações realizadas são comparadas com as medições realizadas em campo. Os resultados obtidos indicam que o sistema supridor é o principal responsável pelas distorções harmônicas de tensão no ponto comum de acoplamento.

5.2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA A RESPEITO DO COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE HARMÔNICA

O princípio do Método da Injeção de Corrente Harmônica (MIC) demonstra que estabelecer duas condições diferentes para a injeção de correntes harmônicas em um ponto específico de interesse compartilhado possibilita a determinação confiável das responsabilidades dos agentes envolvidos [22]. Essas condições podem incluir, por exemplo, um cenário sem injeção de corrente e outro com a inserção de uma corrente harmônica específica, ou até mesmo dois casos com injeções de correntes distintas entre si.

É importante salientar que o procedimento visa diretamente compartilhar responsabilidades entre duas partes de um sistema, sem a intenção de definir ou estimar valores de impedâncias harmônicas em redes elétricas ou unidades consumidoras. Embora possa ser considerada invasiva, a metodologia busca minimizar as dificuldades inerentes a isso ao envolver a injeção de pequenas correntes harmônicas [29]. Isso pode ser alcançado, por exemplo, por meio de um dispositivo de controle eletrônico projetado para esse fim ou um filtro harmônico ativo. O uso desses equipamentos permite a coleta contínua de informações e a obtenção de um perfil de atribuição de responsabilidades ao longo do tempo, em vez de apenas pontualmente. Porém,

neste estudo isto não foi realizado, visto que o método de compartilhamento foi aplicado em simulações computacionais.

O circuito equivalente genérico utilizado para tal aplicação está mostrado na Figura 5.1.

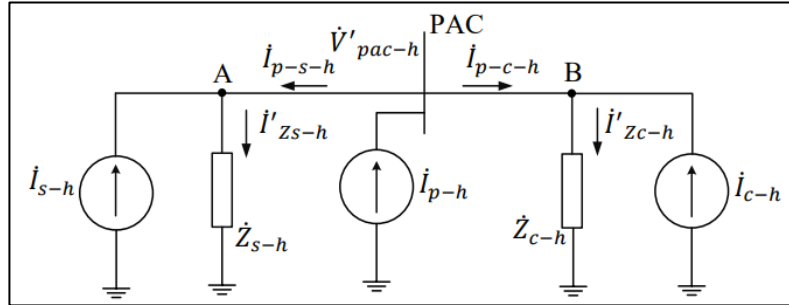


Figura 5.1: Circuito equivalente de Norton para aplicação do Método de Injeção de Correntes Harmônicas (MIC). Fonte: [22].

A corrente indicada como I_{s_h} representa as distorções harmônicas provenientes do lado supridor do sistema. A corrente I_{c_h} representa as distorções harmônicas provenientes do lado consumidor do sistema (no caso deste estudo, será o equipamento eletrolisador). A corrente I_{p_h} é a corrente inserida de forma invasiva no sistema e as parcelas de corrente que fluem para o supridor e consumidor são, respectivamente, I_{p-s_h} e I_{p-c_h} . A partir da medição das grandezas antes e depois da inserção da corrente I_{p-h} , é possível calcular os percentuais de contribuição para cada uma das partes [22]. Calculando I_{s_h} e I_{c_h} conforme Equações 5.1 e 5.2, é possível obter os percentuais de compartilhamento por meio das projeções vetoriais que serão mostradas na Figura 5.2.

$$I_{s_h} = \frac{V_{pac-h} * I_{ps_h} + V'_{pac-h} * I_{p-h}}{V'_{pac-h} - V_{pac-h}}$$

Equação 5.1

$$I_{c_h} = \frac{V_{pac-h} * I_{pc_h} - V'_{pac-h} * I_{p-h}}{V'_{pac-h} - V_{pac-h}}$$

Equação 5.2

As tensões indicadas V_{pac_h} e V'_{pac_h} representam, respectivamente, as tensões medidas no PAC antes e depois da inserção das correntes harmônicas. Após a determinação das correntes nas Equações 5.1 e 5.2, é feita a soma vetorial das duas correntes e a projeção dos vetores individuais sobre o vetor soma [22]. O percentual de compartilhamento é determinado pelo módulo de cada um dos vetores projetados comparado com o módulo do vetor soma, conforme Equações 5.3 e 5.4.

$$\%Consumidor = \frac{|I_{c_{proj_h}}|}{|I_{s_h}| + |I_{c_h}|} * 100\%$$

Equação 5.3

$$\%Supridor = \frac{|I_{sprojh}|}{|I_{sh}| + |I_{ch}|} * 100\%$$

Equação 5.4

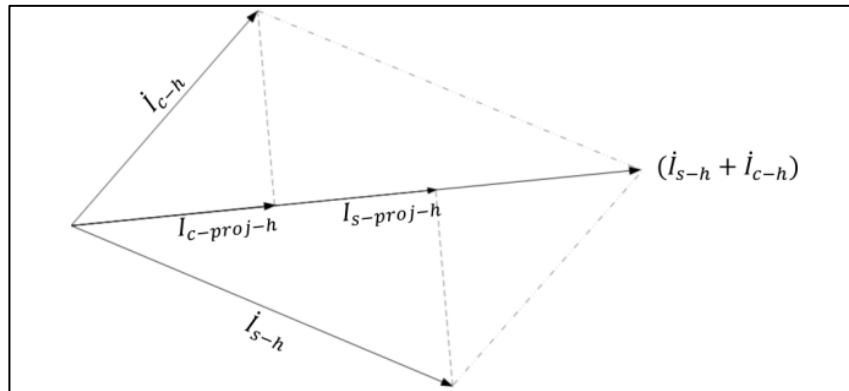


Figura 5.2: Projeções vetoriais sobre a soma vetorial das correntes calculadas. Fonte: [22].

5.3 ESTUDO DE CASO E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

O sistema analisado é o mesmo utilizado para os estudos apresentados nas seções anteriores, descrito no capítulo 3.

Para a simulação do sistema descrito no capítulo 3, foram utilizados os softwares computacionais Matlab e Simulink. Na simulação realizada, foram simulados diferentes casos para 7 distintos ângulos de disparo do circuito de controle. Começando em 0° , o ângulo de disparo foi variado até 180° , a um passo de 30° .

Para representar o sistema supridor (fonte fotovoltaica), foi utilizada uma fonte trifásica com certo nível de “background distortion” (distorções harmônicas de tensão pré-existent na fonte) e um nível de curto-circuito representado por um ramo RL. Esta distorção adicionada à simulação foi dimensionada com base nos valores de tensão harmônica medidos em campo. Foram adicionadas distorções nas ordens harmônicas de 300 Hz (5ª ordem) e de 420 Hz (7ª ordem), pois estas tiveram dimensões mais significativas quando observadas em campo.

Para o circuito de controle, foi modelada uma ponte de tiristores de 6 pulsos, conforme Figura 2.7. A carga do eletrolisador foi representada por uma resistência calculada que consome a mesma potência do equipamento em campo, de aproximadamente 270 kW.

As correntes harmônicas injetadas tiveram magnitude limitada a 2% (0,02pu) do valor da corrente fundamental para cada ângulo de disparo simulado.

O diagrama equivalente do circuito simulado pode ser observado na Figura 5.3.

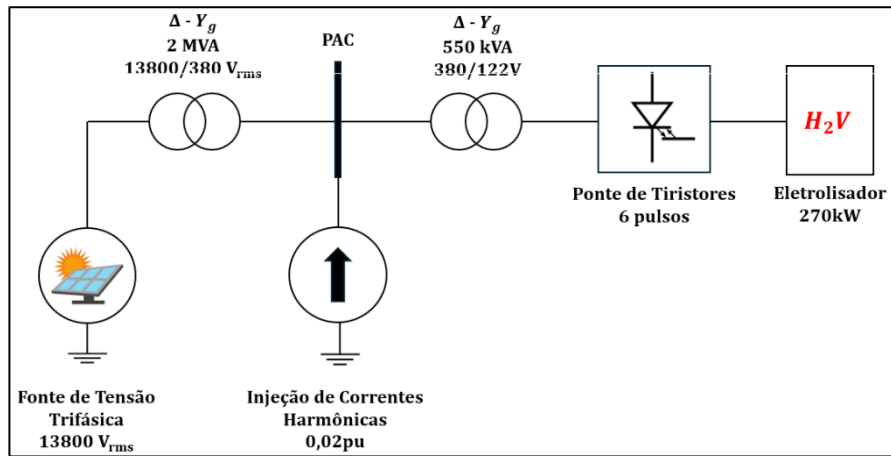


Figura 5.3: Diagrama equivalente do circuito simulado. Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 5.1, são apresentados os resultados de simulação obtidos para ângulo de disparo 0° , com o objetivo de comparar com as medições realizadas em campo. Os parâmetros apresentados são referentes à tensão e à corrente no PAC, tensão e corrente na carga (eletrolisador), potência vista pela fonte e potência na carga. Para a fonte, os dados são apresentados na frequência de 60Hz, já para a carga, são apresentados em corrente contínua (CC). Além disso, são apresentados os valores medidos para comparação. Os valores apresentados são referentes às simulações da fase A do sistema.

Tabela 5.1: Comparação dos dados simulados com dados medidos em campo. Fonte: Autoria própria.

Ângulo de disparo	Parâmetro	Valor Simulado	Valor Medido	Erro Percentual
0°	$V_{PAC} [V]$	$217,1 < 27,89^\circ$	$221,62 < 0^\circ$	2,035%
	$I_{PAC} [A]$	$445,3 < 14,43^\circ$	$429 < -16,8^\circ$	3,799%
	$P_{fonte\ 3\phi} [kW]$	282	273	3,296%
	$S_{fonte\ 3\phi} [kVA]$	299	291	2,749%
	$V_{carga} [V_{DC}]$	151,6	157,4	3,684%
	$I_{carga} [I_{DC}]$	1775	1599,2	10,99%
	$P_{carga} [kW]$	270	251	7,57%

Da Tabela 5.1, nota-se que os maiores erros percentuais na comparação de valores simulados e medidos aconteceram na corrente da carga I_{DC} e na potência da carga P_{carga} . Tal distinção possivelmente ocorreu devido ao fato de a carga e o circuito de controle terem sido representados de forma genérica, pois não foram fornecidos aos pesquisadores dados específicos das configurações elétricas do equipamento. Os demais itens permaneceram com menor disparidade, sendo a corrente do PAC o parâmetro com maior erro percentual observado dentre eles, o que também pode ter sido causado pela representação da carga de forma genérica.

Na Tabela 5.2, são apresentados os dados obtidos durante o estudo de compartilhamento de responsabilidade. Os parâmetros V_{PAC} e I_{PAC} representam, respectivamente, a tensão e corrente no PAC antes da inserção de correntes harmônicas. V'_{PAC} , I'_{PAC-S} e I'_{PAC-C} representam a tensão no PAC, corrente que flui para o supridor (fonte) e corrente que flui para a carga (eletrolisador) após a injeção de correntes harmônicas, respectivamente. São apresentados os

dados para as frequências de 300Hz (5ª ordem) e 420Hz (7ª ordem), para o ângulo de disparo de 0°. Os resultados de simulação com os demais ângulos serão apresentados diretamente com o cálculo dos percentuais de compartilhamento, na Tabela 5.32.

Tabela 5.2: Dados de simulação para compartilhamento de responsabilidade harmônica.
Fonte: Autoria própria.

Ângulo de disparo	Parâmetro	300Hz	420Hz
0°	V_{PAC}	$7,26 < 13,13^\circ V$	$4,138 < 0,415^\circ$
	I_{PAC}	$99,07 < 75,19^\circ$	$37,15 < 88,14^\circ$
	V'_{PAC}	$7,215 < -10,3^\circ$	$4,234 < 6,929^\circ$
	I'_{PAC-S}	$98,2 < -101,7^\circ$	$38,01 < -84,2^\circ$
	I'_{PAC-C}	$99,25 < 75,07^\circ$	$37,48 < 87,25^\circ$

5.4 RESULTADOS PARA O COMPARTILHAMENTO

A partir dos dados presentes na Tabela 5.2, foram calculados os percentuais de compartilhamento de responsabilidade harmônica para o sistema supridor (fonte fotovoltaica) e para o sistema consumidor (eletrolisador), conforme Equações 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 e Figura 5.2. Os resultados destes cálculos são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Resultados calculados para o compartilhamento de responsabilidade harmônica. Fonte: Autoria própria.

Freq.	Ângulo	I_{S_h}	I_{C_h}	Supridor	Consumidor
300Hz	0°	$9,6 < -83,64^\circ$	$103,8 < -103,2^\circ$	8,09%	91,91%
	30°	$6,97 < -45,9^\circ$	$108,1 < 166,87^\circ$	5,03%	94,97%
	60°	$10,8 < -60,5^\circ$	$104,7 < 56,37^\circ$	3,64%	96,36%
	90°	$10,8 < -52,5^\circ$	$45,56 < -47,22^\circ$	19,07%	80,93%
	120°	$11,3 < -36,7^\circ$	$0,009 < -178,2^\circ$	99,93%	0,07%
	150°	$10,1 < -54,3^\circ$	$0,0018 < -162^\circ$	99,99%	0,01%
	180°	$12,02 < -41^\circ$	$0,0016 < -34,2^\circ$	99,99%	0,01%
420Hz	0°	$6,5 < -76,49^\circ$	$41,8 < -87,12^\circ$	13,37%	86,63%
	30°	$2,9 < -107,7^\circ$	$39,29 < 91,03^\circ$	6,61%	93,39%
	60°	$5,9 < -49,57^\circ$	$45,89 < -138^\circ$	1,97%	98,03%
	90°	$4,7 < -95,32^\circ$	$37,95 < 46,47^\circ$	8,39%	91,61%
	120°	$6,9 < -40,79^\circ$	$0,006 < -51,11^\circ$	99,90%	0,10%
	150°	$5,9 < -48,48^\circ$	$0,0012 < -42,9^\circ$	99,98%	0,02%
	180°	$6,9 < -58,5^\circ$	$0,003 < -7,51^\circ$	99,98%	0,02%

A partir dos dados da Tabela 5.3, é possível inferir que os percentuais de responsabilidade para o agente da planta de produção de hidrogênio mostraram-se superiores na maior parte dos casos simulados, enquanto a responsabilidade do agente supridor foi predominante para os ângulos de disparo de 120°, 150° e 180°. Isto naturalmente ocorreria, pois, quanto maior o ângulo de disparo, menor é a potência transferida para a carga, devido ao corte da forma de onda pelo circuito de controle. Desse modo, a contribuição da carga para o sistema foi diminuindo, assim

como a sua responsabilidade na inserção de harmônicos na rede. Assim, os resultados obtidos mantiveram coerência com o que era esperado.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO ESTUDO DE COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE HARMÔNICA

Neste estudo adicional, inserido na presente dissertação, procurou-se avançar as análises da inserção de geração de hidrogênio com o foco em uma eventual violação dos limites estabelecidos para as distorções harmônicas da rede. Este é um assunto que tem ganhado importância no cenário nacional para cargas e geração com características não lineares e, certamente, também as cargas de eletrolisadores serão, com o tempo, incluídas nesta seara.

6. CONCLUSÕES

Com a realização deste estudo, evidenciou-se a relevância da geração de hidrogênio no contexto da qualidade da energia elétrica, especialmente diante da crescente necessidade de uma transição energética para garantir a preservação do meio ambiente. Neste cenário, conforme analisado no capítulo 1 da presente dissertação, o Brasil é, estrategicamente, alvo de elevados investimentos no âmbito da geração de hidrogênio com baixa emissão de carbono. Diferentes programas, como o Programa Nacional do Hidrogênio e H2Brasil, ratificam que o território brasileiro está sendo altamente visado para a geração do gás hidrogênio de forma sustentável. Os programas citados também promovem iniciativas em prol do crescimento da economia do hidrogênio no país, além de prever diferentes cenários futuros para tal estratégia. Tendo isto em vista, ao longo do trabalho foi destacada a importância de se analisar os impactos causados pela operação de tais unidades de geração na rede elétrica brasileira, pois haverá um grande aumento no número de equipamentos eletrolisadores (geradores de hidrogênio) operando no país.

No capítulo 2 deste trabalho, foram apresentados diferentes modelos de eletrolisadores, bem como diversos tipos de configurações empregadas nos equipamentos. Foi possível observar que existem três tipos principais de eletrolisadores utilizados em plantas geradoras de hidrogênio, sendo eles: Eletrolisador de Membrana de Troca de Prótons, Eletrolisador de Óxido Sólido e o Eletrolisador Alcalino, os quais se diferenciam principalmente pelo tipo de eletrólito presente. Também, neste capítulo, foram analisadas diferentes configurações existentes para a eletrônica de potência, parte fundamental nos sistemas de eletrolisadores. A eletrônica de potência mencionada se refere aos circuitos retificadores, os quais podem ser controlados ou não controlados. Neste tocante, a característica não linear destes circuitos é fator determinante para sua relevância no âmbito da qualidade da energia elétrica, pois pode causar impactos indesejados no sistema.

O capítulo 3 deste estudo foi utilizado para apresentação de dados do sistema analisado, além da demonstração dos resultados de medições realizadas em campo. Foi possível analisar a potência trifásica instantânea medida durante as distintas fases de operação do dispositivo, como também os espectros harmônicos de tensão e corrente medidos em cada um dos estágios analisados. Além disso, neste capítulo foi mostrado o modelo computacional desenvolvido para realizar as simulações, assim como os resultados obtidos por meio delas.

Com base nos resultados das simulações e medições apresentados no capítulo 3, foi possível realizar, no capítulo 4, uma primeira análise dos impactos que a inserção de um eletrolisador alcalino pode causar na qualidade da energia elétrica. Nesta primeira análise, tendo em vista um sistema de baixa potência, observou-se que os valores de tensão em regime permanente ficaram dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST [18] para a faixa considerada aceitável, sem alcançar os níveis precários ou críticos, o que é um indicativo positivo sobre a estabilidade do sistema. Quanto à segunda análise, que abordou as distorções harmônicas totais de tensão, os resultados também permaneceram dentro dos limites regulamentares. Da mesma forma, o fator de desequilíbrio de tensão apresentado na terceira análise mostrou-se dentro dos limites estabelecidos, indicando um bom nível de conformidade com os padrões exigidos.

No entanto, vale destacar que o estudo utilizou uma representação genérica do circuito retificador controlado, dado que não foram fornecidos detalhes técnicos do circuito real implementado no sistema em campo. Esta limitação pode ter influenciado as discrepâncias observadas entre os valores simulados e os valores medidos, sugerindo que um modelo mais detalhado e próximo da realidade poderia gerar resultados mais precisos. Apesar disso, considerando a existência de modelos de eletrolisadores que adotam o mesmo tipo de controle utilizado na simulação deste estudo, os resultados obtidos continuam sendo relevantes do ponto

de vista da introdução à temática e oferecem uma contribuição importante para o planejamento energético no Brasil.

No capítulo 5, foi exposto um estudo complementar que se relaciona com o tema principal da dissertação, referente ao compartilhamento de responsabilidade harmônica de tensão em plantas de geração de hidrogênio com baixa emissão de carbono. Com base nos resultados apresentados neste capítulo, foi possível inferir que, durante a operação do eletrolisador, ele foi o principal contribuinte para as distorções harmônicas observadas na simulação. Assim, caso exista violação dos limites estabelecidos em norma na operação de algum sistema que venha a ser analisado, será importante que os responsáveis pela planta geradora de hidrogênio avaliem a implantação de possíveis medidas de mitigação para estes efeitos.

Por fim, considerando todas as análises apresentadas nesta dissertação, foi possível trazer à tona discussões a respeito da inserção de sistemas geradores de hidrogênio com baixa emissão de carbono no que se refere aos impactos de sua operação na qualidade da energia elétrica. Este foi um estudo inicial que teve como objetivo avaliar uma planta que gera hidrogênio que utiliza energia elétrica fotovoltaica, além de desenvolver um modelo computacional que permitisse analisar diferentes sistemas. Para o sistema aqui avaliado, conclui-se que os impactos causados na qualidade da energia elétrica não ultrapassaram os limites permitidos em norma. Entretanto, como cada sistema possui suas próprias particularidades, é necessário que este tipo de estudo seja realizado frequentemente nas usinas geradoras de hidrogênio, a fim de encontrar possíveis irregularidades e propor métodos para sua correlata correção. Além disso, para estudos futuros, sugere-se uma representação mais detalhada do circuito de controle retificador. Com isso, espera-se que os resultados medidos e simulados tenham maior proximidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA. “Aquecimento Global de 1,5°C”, 2019. Disponível em: <https://repositorio.mcti.gov.br/handle/mctic/5299>
- 2 ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. “Acordo de Paris”, 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- 3 BRASIL. “Pretendida contribuição nacionalmente determinada para consecução do objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre mudança do clima”, 2015. Disponível em: http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf
- 4 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. “Programa Nacional do Hidrogênio – Plano de Trabalho Trienal”, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1>
- 5 BRASIL. Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/14948.htm
- 6 CLIMATE INVESTMENT FUNDS. “Brazil (REI) Investment Plan”, 2023. Disponível em: https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/meeting-documents/gcap_sc_4_06_brazil_rei_ip.pdf
- 7 BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO (BNDES). “Relatório Anual de 2023”, 2024. Disponível em <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/prestacao-de-contas/relatorio-anual-integrado>
- 8 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. “Potencial Técnico e Custo de Produção de Hidrogênio Verde no Brasil”, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/h2-brasil/publicacoes>
- 9 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. “Cenários de Produção, Custos e Emissões de Hidrogênio Verde e Azul”, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/h2-brasil/publicacoes>
- 10 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. “Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural”, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%AAAnio%20Cinza.pdf>
- 11 EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. “Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS”, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf>
- 12 MACHADO, S. A. S. “Eletrólise da Água”. São Carlos: Instituto de Química de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2020. Apostila de aula.
- 13 UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. “Processos eletrolíticos: fundamentos e aplicações em matrizes ambientais”, 2021. Disponível em: <http://repositorio.ufc.br/handle/riufc/58652>
- 14 PANIK, Monica. “Setor do Hidrogênio Verde no Brasil e Desenvolvimento do Mercado”, 2024. Disponível em: <https://h2lac.org/wp-content/uploads/2024/07/Apresentacao-Women-in-Green-Hydrogen-03.07.24-Monica-Saraiva.pdf>
- 15 GAMBETTA, Francielle. “Análise Técnica e Econômica de Retificadores de Corrente para Produção de Hidrogênio Eletrolítico: Estudo de Caso Aproveitando a EVT da UHE de Itaipu”, 2010. Universidade Estadual de Campinas. Disponível em: <https://www.repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/780834>
- 16 PALHARES, Dayana. “Produção de hidrogênio por eletrólise alcalina da água e energia solar”, 2016. Universidade Federal de Uberlândia. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/21286>
- 17 YODWONG, Burin. “AC-DC Converters for Electrolyzer Applications: State of the Art and Future Challenges”, 2020. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2079-9292/9/6/912>.

- 18 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. “**Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**”, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>
- 19 DUGAN, Roger C. “**Electrical Power Systems Quality**”, 2004.
- 20 TRINA SOLAR. “**PS-M-0741 B Datasheet_TallmaxM_DE15H(II)**”, Disponível em: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_TallmaxM_DE15H%28II%29_NA_2020_RD_B.pdf
- 21 SMA SOLAR TECHNOLOGY. “**SUNNY HIGHPOWER PEAK1 - The Best of Two Worlds**”, <https://files.sma.de/downloads/SHP75-10-DEN1917-V24.pdf>
- 22 SANTOS, Andréia Crico dos. “**Compartilhamento de responsabilidades harmônicas: análises, contribuições e proposições**”. 2019.
- 23 CARMO, M.; FRITZ, D. L.; MERGEL, J.; STOLTEN, D. “A comprehensive review on PEM water electrolysis”, 2013. International Journal of Hydrogen Energy. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>
- 24 ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. “Power system harmonics”, 2003. Wiley. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/0470871225>
- 25 NGUYEN, B. L. H.; PANWAR, M.; HOVSAPIAN, R.; NAGASAWA, K.; VU, T. V. “Power Converter Topologies for Electrolyzer Applications to Enable Electric Grid Services”, 2022. arXiv preprint. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2209.05967>
- 26 LIMA, G. H.; RODRIGUES, M. A. "Análise de Topologias de Conversores para Aplicações em Eletrolisadores Alcalinos." *Eletrônica de Potência*, v. 26, n. 1, p. 45-56, 2021.
- 27 FERREIRA, L. M.; COSTA, P. R. "Controle de Conversores de Potência para Eletrolisadores Alcalinos Integrados a Sistemas Fotovoltaicos." *Anais do Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência*, 2019.
- 28 COSTA, R. T.; MENEZES, J. C. "Integração de Conversores de Potência com Eletrolisadores Alcalinos para Produção de Hidrogênio." *Congresso Brasileiro de Eletrônica Industrial*, 2018.
- 29 GIANESINI, Bárbara Moraes. "Compartilhamento de responsabilidades harmônicas: implementação de Benchmark do IEEE e aplicação de metodologias." Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2020. Orientador: Ivan Nunes Santos.
- 30 MATHWORKS. “Simulink ® User’s Guide R2022a”, 2020. Disponível em: https://www.mathworks.com/help/pdf_doc/simulink/simulink_ug.pdf.
- 31 CHADE, D.; BARBIR, F.; MARTINS, F. “Renewable hydrogen production: A comprehensive study of past decade”, 2020. International Journal of Hydrogen Energy. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.026>
- 32 NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. “A comparative overview of hydrogen production processes”, 2018. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.12.122>