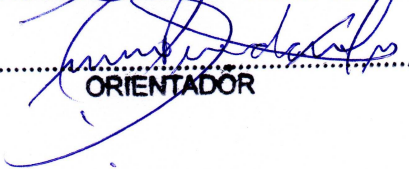


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR ANDRE LUIS
FURLAN E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 27/02/2012
.....

ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

André Luís Furlan

Análise Técnica e Econômica do Uso do Hidrogênio como Meio Armazenador de Energia Elétrica Proveniente de Fontes Eólicas

Campinas, 2012

53/2012

André Luís Furlan

Análise Técnica e Econômica do Uso do Hidrogênio como Meio Armazenador de Energia Elétrica Proveniente de Fontes Eólicas

Tese apresentada ao Curso de Doutorado da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Área de Concentração:

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

Co-orientador: Dr. Newton Pimenta Neves Junior.

Campinas
2012

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

F978a Furlan, André Luís
Análise técnica e econômica do uso do hidrogênio
como meio armazenador de energia elétrica proveniente
de fontes eólicas / André Luís Furlan. --Campinas, SP:
[s.n.], 2012.

Orientadores: Ennio Peres da Silva, Newton Pimenta
Neves Junior.

Tese de Doutorado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia eólica. 2. Energia - Armazenamento. 3.
Hidrogênio. 4. Célula a combustível. I. Silva, Ennio
Peres da. II. Neves Junior, Newton Pimenta. III.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. IV. Título.

Título em Inglês: Technical and economic analysis of the use of hydrogen as a
means to store energy from wind power sources

Palavras-chave em Inglês: Wind energy, Energy - Storage, Hydrogen, Fuel Cell
Área de concentração:

Titulação: Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Luiz Antonio Rossi, Moacyr Trindade de Oliveira Andrade,
João Carlos Camargo, José Luiz Pereira Brittes

Data da defesa: 27-02-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

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

Tese de Doutorado

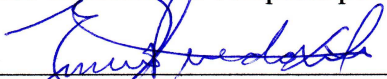
**Análise Técnica e Econômica do Uso do
Hidrogênio como Meio Armazenador de
Energia Elétrica Proveniente de Fontes Eólicas**

Autor: André Luís Furlan

Orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

Co-orientador: Dr. Newton Pimenta Neves Junior.

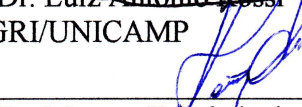
A Banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:



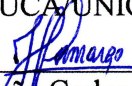
Prof. Dr. Ennio Peres da Silva, Presidente
IFGW/DEA/UNICAMP



Prof. Dr. Luiz Antônio Rossi
FEAGRI/UNICAMP



Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade
COTUCA/UNICAMP



Dr. João Carlos Camargo
HYTRON – Tecnologia em Hidrogênio



Dr. José Luiz Pereira Brittes
Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL

Campinas, 27 de fevereiro de 2012.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais Dorival e Rosa.

Agradecimentos

Ao Prof. Dr. Ennio Peres da Silva e ao Dr. Newton Pimenta Neves Jr. pela orientação e confiança depositadas durante o trabalho.

Ao pessoal do Laboratório de Hidrogênio, especialmente ao Antônio, João, Paulo, Daniel e Cristiano, amigos indispensáveis para a realização desta tese.

Aos meus irmãos Adilson, Beatriz e Eduardo, que de uma forma ou de outra me ajudaram a tornar possível mais um sonho.

À Fernanda, sempre presente com seu carinho, apoio e paciência sem limites, principalmente nos momentos mais difíceis.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro.

Este trabalho não poderia ser realizado sem a ajuda dessas pessoas e instituições, às quais presto minhas sinceras homenagens.

“Se enxerguei mais longe foi por que me apoiei em ombros de gigantes”

Isaac Newton

Resumo

Este trabalho faz uma análise técnico-econômica do uso do hidrogênio como meio armazenador de energia elétrica proveniente de fonte eólica, cuja natureza imprevisível do vento não pode garantir sua quantidade de energia elétrica ofertada. Para resolver este problema, foram propostos dois sistemas de armazenamento operando de modos diferentes, para os quais foi desenvolvido um modelo matemático para o dimensionamento deles, implementado numa planilha eletrônica, no qual foram consideradas as principais características e eficiências dos equipamentos que compõem os sistemas, bem como a garantia física característica da usina eólica. A seguir, foi realizada uma análise econômica dos sistemas tendo sido verificado que o custo de produção da energia elétrica a partir do primeiro modo de operação proposto foi aproximadamente 47,5% maior que o custo de produção de energia da usina eólica sem armazenamento (130 R\$/MWh) e, considerando o segundo modo, a diferença foi 92% maior. No caso da energia elétrica gerada pela célula a combustível o valor obtido foi de 1.180,00 R\$/MWh e 1.250,00 R\$/MWh considerando, respectivamente, o primeiro e segundo modo de operação.

Palavras-Chave: Energia eólica, armazenamento, hidrogênio e célula a combustível.

Abstract

The current work aims to present a technical-economical analysis of the use of hydrogen as a means to store energy generated by wind power systems, since the wind regime is unpredictable and thus there is no guarantee for the amount of power offered. First of all, two storage systems were proposed and a mathematical model was established considering the main features and efficiencies of the equipment that compose the systems as well as the wind power energy guarantee. Secondly, an economic analysis of those systems was carried out. The cost of power generation for the first mode of operation was approximately 47,5% larger than that of a similar wind power system without storage (130 R\$/MWh) and, concerning the second mode, the power cost was 92% larger. Regarding the energy generated by the fuel cell only, the power cost was respectively 1.180,00 R\$/MWh and 1.250,00 R\$/MWh for each of the operation modes.

Key-Words: Wind energy, storage, hydrogen and fuel cell.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte. Fonte: Adaptado de ANEEL, 2012.....	1
Figura 2.1 – Padrões globais do movimento do vento. Fonte: SERC, 2011.	7
Figura 2.2 – Ventos locais, (2)→(1) brisa do mar e (3)→(4) brisa da terra. Fonte: WALL et al., 2008.	7
Figura 2.3 – Comportamento do vento em relação ao relevo (Fonte: CRESESB, 2008).	8
Figura 2.4 – Densidade de potência disponível no vento.	11
Figura 2.5 – Representação da potência disponível do vento, da máxima potência extraída e potência real de um aerogerador comercial. Fonte: CUSTÓDIO, 2009.	13
Figura 2.6 – Característica elétrica de um aerogerador de 330 kW (ENERCON, 2011).	14
Figura 2.7 – Capacidade mundial acumulada de energia eólica instalada entre 1996 até 2010. Fonte: GWEC, 2010.	15
Figura 2.8 – Capacidade anual instalada por região. Fonte: GWEC, 2011.....	16
Figura 2.9 – Aumento da capacidade instalada de energia eólica. Fonte: ANEEL, 2011.....	17
Figura 2.10 - Mapa do potencial eólico brasileiro à 50m de altura. (CRESESB, 2001).....	18
Figura 2.11 – Velocidades médias anuais ($m.s^{-1}$) e fluxo de potência eólica anual ($W.m^{-2}$). Fonte: CRESESB, 2010.	19
Figura 2.12 – Visão geral da comercialização de energia (CCEE, 2011).....	20
Figura 2.13 – Processo de comercialização de energia. Fonte: CCEE, 2011.....	22
Figura 2.14 – Esquema de um sistema de eletrólise da água. Fonte: Elaboração Própria.	25
Figura 2.15 – Diagrama esquemático dos eletrolisadores unipolares ou monopolares (a) e bipolares (b). Fonte: ULLEBERG, 2003.....	26
Figura 2.16 – Esquema geral de funcionamento de uma célula a combustível. Fonte: BALLARD, 2007.	30
Figura 2.17 – Representação gráfica do fluxo de caixa. Fonte: Elaboração própria.....	34
Figura 3.1 – Médias horárias das velocidades do vento ao longo do ano.	39
Figura 3.2 – Arranjo do sistema eólico conectado à rede com armazenamento em hidrogênio (linha amarela = energia elétrica; linha cinza = controle).	40
Figura 3.3 – Eletrolisador bipolar alcalino da empresa ELT. Fonte: ELT, 2011.....	41
Figura 3.4 – Tanques de armazenamento de hidrogênio a 30 bar. Fonte: ELT, 2011.....	42
Figura 3.5 – Célula a combustível tipo PEM de 1MW. Fonte: BALLARD, 2011.	43
Figura 3.6 – Arranjo do primeiro modo de operação.	45
Figura 3.7 – Arranjo do segundo modo de operação.....	46
Figura 3.8 – Rotina de funcionamento dos modos de operação.	47
Figura 4.1 – Histograma das velocidades de vento na altura do rotor do aerogerador ao longo do ano.	51
Figura 4.2 – a) Parametrização e curva do aerogerador e b) Energia total de cada aerogerador. .	52
Figura 4.3 – Representação gráfica da garantia física da usina eólica.	55
Figura 4.4 – Variação da quantidade e pressão do hidrogênio armazenado com relação ao primeiro modo de operação.	56

Figura 4.5 – Variação da quantidade e pressão do hidrogênio armazenado com relação ao segundo modo de operação.....	57
Figura 4.6 – Resumo do balanço de energia elétrica dos sistemas eólicos com e sem armazenamento de energia.	58
Figura 4.7 – Quantidades de hidrogênio produzida, consumida e armazenada com relação aos modos de operação.	59
Figura 4.8 – TIR para o preço da energia elétrica do último leilão e outros valores de energia. ..	62
Figura 4.9 – Contribuição percentual de cada equipamento no investimento inicial (a) e no custo total (b), considerando o primeiro modo de operação.	64
Figura 4.10 – Contribuição percentual de cada equipamento no investimento inicial (a) e no custo total (b), considerando o segundo modo de operação.	64
Figura 4.11 – TIR e payback para o preço do hidrogênio produzido.	67
Figura 4.12 – TIR e payback para o preço da energia produzida.	68
Figura 4.13 – Sensibilidade do custo da energia elétrica produzida pela usina eólica com relação a potência instalada e a taxa de desconto.	68
Figura 4.14 – Análise de sensibilidade para o custo do hidrogênio produzido.	69
Figura 4.15 – Análise de sensibilidade para o custo da energia elétrica produzida pela célula a combustível.....	70

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Parâmetros de desempenho de alguns modelos de eletrolisadores comerciais.	27
Tabela 2.2 - Classificação e caracterização das células a combustível atuais. Fonte: FERREIRA, 2003.	29
Tabela 3.1 – Especificações técnicas do aerogerador. Fonte: Wobben, 2011	39
Tabela 3.2 – Diagrama parcial da planilha de cálculo do primeiro modo de operação.....	48
Tabela 3.3 - Diagrama parcial da planilha de cálculo do segundo modo de operação.....	48
Tabela 3.4 – Resumo das características dos equipamentos	50
Tabela 4.1 - Resultado da quantidade estimada de energia anual gerada.....	53
Tabela 4.2 - Garantia física (GF) da usina eólica.	54
Tabela 4.3 – Características dos equipamentos segundo os modos de operação.	55
Tabela 4.4 – Quantidades anuais de energia elétrica dos sistemas sem e com armazenamento considerando o primeiro e segundo modos de operação.	57
Tabela 4.5 – Custo total do sistema eólico sem armazenamento de energia de acordo com o fluxo de caixa.	60
Tabela 4.6 – Custos totais dos sistemas eólicos com armazenamento.	63
Tabela 4.7 – Resultados do custo do hidrogênio para os dois modos de operação.	65
Tabela 4.8 – Composição do custo do hidrogênio.....	65
Tabela 4.9 - Resultados do custo da energia elétrica para os dois modos de operação.....	66
Tabela 4.10 – Composição do custo da energia elétrica.....	66

Lista de Abreviaturas e Siglas

Letras Gregas

ρ - massa específica do ar (kg.m⁻³)

α - parâmetro associado a rugosidade da superfície

Letras Latinas

k - fator de forma

c - fator de escala (m.s⁻¹)

Abreviações e Siglas

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

AFC - Célula a Combustível Alcalina

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

AWEA - American Wind Energy Association

CaC - Célula a Combustível

CCEAR - Contrato de Contratação de Energia no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CLP - Controlador Lógico Programável

CMO - Custos Marginais de Operação

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

EAG - Energia Anual Gerada

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GF - Garantia Física

GWEC - Global Wind Energy Council

MCFC - Célula a Combustível de Carbonato Fundido

MME - Ministério de Minas de Energia

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAFC - Célula a Combustível de Ácido Fosfórico

PEMFC - Célula a Combustível de eletrólito polimérico

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN - Sistema Interligado Nacional

SOFC - Célula a Combustível de Óxido de Sólido

TIR - Taxa Interna de Retorno

VPL - Valor Presente Líquido

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Justificativa	2
1.2	Objetivos	4
1.3	Estrutura da Tese	4
2	Revisão Bibliográfica.....	6
2.1	Energia Eólica.....	6
2.1.1	Fatores que modificam o comportamento dos ventos	7
2.1.2	A velocidade do vento	9
2.1.3	Potência Eólica	10
2.1.4	Coefficiente de Potência	12
2.1.5	Características de um aerogerador.....	13
2.1.6	Energia produzida por um aerogerador	14
2.1.7	Energia eólica no mundo	15
2.1.8	Energia eólica no Brasil.....	17
2.2	Mercado de Energia Elétrica.....	20
2.2.1	Ambiente de contratação regulada	20
2.2.2	Ambiente de Contratação Livre.....	21
2.2.3	Preço de liquidação das diferenças.....	21
2.2.4	Leilão	22
2.2.5	Cálculo da Garantia Física para usinas eólicas.....	23
2.3	Descrição do processo de eletrólise alcalina da água	24
2.3.1	Sistema de produção de hidrogênio.....	25
2.3.2	Eletrolisadores	25
2.3.3	Sistema de separação dos gases.....	27
2.3.4	Armazenamento intermediário	27
2.3.5	Compressores e cilindros de armazenamento.....	28
2.4	Células a combustível	28
2.4.1	Aplicações das células a combustível estacionárias	30
2.4.2	Aplicações Veiculares	31
2.5	Estudos de energia eólica com armazenamento em hidrogênio desenvolvida no mundo	32
2.6	Análise Econômica	33
2.6.1	Análise Econômica de Investimento	34
2.6.2	Fluxo de Caixa.....	34
2.6.3	Valor Presente Líquido (VPL).....	35
2.6.4	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	36
2.6.5	Período de retorno (<i>payback</i>)	36

2.6.6	Incertezas e riscos	37
3	Materiais e Métodos	38
3.1	Sistema eólico	38
3.2	Descrição do sistema eólico com armazenamento.....	40
3.3	Modelo matemático para o balanço de energia dos sistemas	44
3.4	Descrição dos modos de operação	45
4	Resultados e Discussão	51
4.1	Quantidade estimada de energia da usina eólica.....	51
4.2	Cálculo da garantia física de energia	53
4.3	Análise técnica dos sistemas	55
4.4	Análise econômica dos sistemas	60
5	Conclusões e sugestões para trabalho futuro	72
5.1	Conclusões	72
5.2	Sugestões para trabalho futuro.....	75
6	Referências Bibliográficas	76

1 Introdução

O sistema de geração de energia elétrica no Brasil é constituído basicamente por unidades de grande e médio porte, com predominância de usinas hidrelétricas, conforme a ilustração da Figura 1.1. Essas instalações possuem um alto grau de interligação entre os subsistemas, permitindo a transferência de energia entre as regiões que apresentam variações nos seus regimes hidrológicos, garantindo, dessa forma, um equilíbrio constante entre a oferta e a demanda de energia.

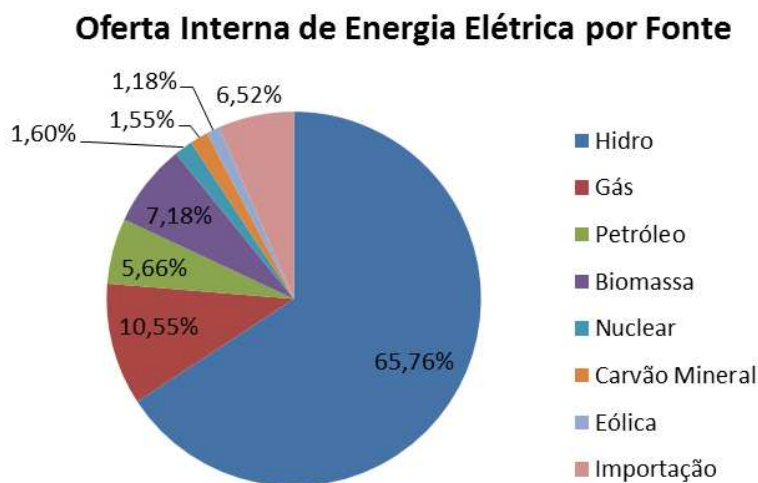


Figura 1.1 – Oferta interna de energia elétrica por fonte. Fonte: Adaptado de ANEEL, 2012.

Considerando que o consumo de energia elétrica vem aumentando acima do esperado nos últimos anos, 4,5% de 2001 a 2012 (EPE, 2012), fica evidente a necessidade de se otimizar o uso e expandir a oferta de energia no país. As dificuldades ambientais impostas para o licenciamento de novos empreendimentos, principalmente de origem hidráulica e térmica, além das indisponibilidades de gás natural, óleo diesel, carvão, biomassa entre outras, tem levado ao aumento na oferta de outras fontes renováveis de energia, como a energia eólica, mesmo apresentando grande variabilidade e maior incerteza na sua disponibilidade de geração.

Um dos principais obstáculos da geração de energia elétrica utilizando essa fonte renovável reside em não se poder prever ou planejar, totalmente e de forma eficiente, a quantidade de energia a ser ofertada. As variações periódicas na geração dificultam o atendimento adequado da curva de carga, fazendo com que a geração confiável dessa fonte seja

talvez o fator mais importante no que diz respeito ao equilíbrio entre a oferta e demanda de eletricidade.

A fim de reduzir a diferença entre a geração e a demanda de eletricidade, bem como as mencionadas variações temporais na geração, pode ser conveniente, em determinados casos, adotar alguma forma de armazenamento de energia. A opção investigada neste trabalho utiliza o hidrogênio como um vetor energético. Ele é produzido a partir da eletrólise alcalina da água utilizando o excedente ou uma parcela da energia oriunda das turbinas eólicas, aliado à sua reconversão posterior utilizando uma célula a combustível. Essa é uma solução tecnicamente viável para o problema descrito e a proposta deste trabalho é realizar uma análise do ponto de vista técnico e econômico.

1.1 Justificativa

Os aerogeradores utilizados para fornecer energia elétrica já são uma tecnologia de amplo domínio, de modo que, ao longo dos últimos anos, sua capacidade instalada tem aumentado de modo significativo, o que demonstra a viabilidade econômica desse tipo de empreendimento. No entanto, apresenta uma desvantagem importante: a variabilidade da energia gerada ao longo do tempo devido à variabilidade do vento, sua fonte de energia. Isto afeta adversamente a inclusão deste tipo de fonte de energia renovável na rede elétrica, devido à dificuldade em garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia (SAMANIEGO, 2008).

A fim de alcançar um melhor aproveitamento da energia eólica, é necessário buscar novos métodos de controle e gerenciamento de energia. Uma das principais opções para superar as dificuldades relacionadas à variação no fornecimento é o armazenamento e posterior utilização da energia gerada pela fonte eólica. Isso permitiria um melhor controle da energia fornecida em qualquer momento, independentemente da intermitência da velocidade do vento.

Um dos processos para atingir esse objetivo é a produção de hidrogênio pelo processo de eletrólise da água usando a energia elétrica da fonte eólica, armazenando o hidrogênio e, quando necessário, reconvertendo-o em energia elétrica utilizando célula a combustível (BERNAL & LOPEZ, 2008). Por meio deste processo, seria possível obter uma geração contínua e confiável

de energia elétrica por longos períodos de tempo, algo que é impossível quando se usa a energia produzida pelas turbinas eólicas diretamente.

Com isto, muitos autores defendem a expansão do sistema energético por meio da energia eólica e armazenamento em hidrogênio, uma forma limpa de geração, como uma alternativa às fontes mais poluidoras que fazem uso de combustíveis de origem fóssil (McKEOGH & GONZALEZ, 2003). No entanto, tais sistemas estão ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento, o que significa que é necessário estudar estratégias adequadas de operação a fim de alcançar uma gestão eficiente da energia gerada.

O Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP (LH2), desde a década de setenta, vem pesquisando a aplicação energética do hidrogênio. Em muitos trabalhos, o objetivo foi indicar as fontes de energia primária adequadas para a produção de hidrogênio, em acordo com a realidade brasileira. De maneira específica e em sintonia com a crescente preocupação mundial com os danos ambientais relacionados ao uso da maioria das fontes de energia empregadas na atualidade, os esforços se concentram na aplicação das fontes renováveis disponíveis no país (hidráulica, eólica e solar).

Outra atividade e pesquisa do LH2 é o desenvolvimento da tecnologia de eletrólise alcalina da água. Desde sua criação, muitos trabalhos (artigos, relatórios, dissertações e teses) foram publicados com resultados técnicos obtidos através das atividades de pesquisa e desenvolvimento. Também diversos protótipos de eletrolisadores foram construídos, sendo que alguns se encontram em operação.

Com base nessa experiência, este trabalho analisa um sistema composto por uma turbina eólica para extrair a energia do vento e um subsistema dedicado à produção de hidrogênio, seu armazenamento e reutilização, a fim de fornecer uma fonte de energia elétrica constante ao longo do tempo. O subsistema é constituído por eletrolisadores que utilizam a energia das turbinas eólicas durante os períodos de excesso de produção, convertendo-a em hidrogênio, que é armazenado e, mais tarde, reconvertido em energia elétrica por células a combustível nos períodos de baixa produção, quando energia extra é necessária para suprir a demanda.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é analisar a utilização do hidrogênio como meio armazenador de energia elétrica visando atenuar as variações temporais características da geração eólica e equilibrar a curva de oferta com a de demanda de energia.

Os itens seguintes constituem objetivos específicos deste trabalho:

1. Dimensionar os componentes constituintes dos sistemas de armazenamento de energia por meio do hidrogênio, caracterizando os componentes do sistema, bem como o seu funcionamento.
2. Propor um procedimento matemático para estudo dos sistemas de armazenamento de energia com hidrogênio.
3. Calcular o custo da energia elétrica produzida em cada sistema e a contribuição de cada componente no custo total por meio de curvas de sensibilidade.

1.3 Estrutura da Tese

Esta tese é dividida em 5 capítulos, descritos a seguir:

Capítulo 1: Introdução, apresentada neste capítulo.

Capítulo 2: Revisão Bibliográfica, dividida em subseções cobrindo os seguintes tópicos: i) a energia eólica como fonte geradora de energia elétrica, ii) o sistema de produção de hidrogênio a ser utilizado como meio armazenador de energia elétrica; iii) o processo de eletrólise da água, sistema eletrolítico, eletrolisadores comerciais, eficiência; iv) células a combustível, os tipos e características, aplicações e eficiências de funcionamento.

Capítulo 3: Materiais e Métodos, subdividido em três seções: i) descrição dos sistemas a serem estudados; ii) dimensionamento e metodologia adotada para cada sistema; iii) a análise econômica dos sistemas.

Capítulo 4: Resultados, onde são apresentados os resultados obtidos em três subseções: i) comparação dos sistemas; ii) análises da viabilidade econômica da utilização dos sistemas; iii) análise da sensibilidade de cada componente dos sistemas.

Capítulo 5: Conclusões, apresentação das conclusões e sugestões para futuros trabalhos.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo será realizada uma revisão das principais características da energia eólica, o uso do hidrogênio como vetor energético, assim como as tecnologias envolvidas na sua produção, armazenamento e reconversão do hidrogênio em energia elétrica. Devido ao fato das tecnologias envolvidas no uso do hidrogênio estar em pleno desenvolvimento, é necessário apresentar o atual estágio (2010) em que se encontram tais tecnologias.

2.1 Energia Eólica

A energia eólica é uma forma indireta da energia solar, cuja radiação atinge o globo terrestre na forma de luz e calor sendo absorvida pela terra e pelos oceanos, provocando o aquecimento do ar ao seu redor. Essa diferença de temperatura associada com o efeito de rotação da Terra cria um movimento do ar, ou seja, o vento (JOHANSSON, 1993). A Figura 2.1 apresenta a origem do movimento do ar provocado pela diferença de temperatura e pressão ao redor da Terra.

Outro fenômeno interessante provocado pelo efeito de aquecimento são os ventos locais existentes entre vales e montanhas, causados por diferenças de pressão e relevo, e nas regiões costeiras, que aparecem em decorrência da menor capacidade de absorção de calor pela terra em relação ao oceano. Durante o dia a terra se aquece mais rapidamente do que o oceano, o que gera a brisa do mar para o continente. Durante a noite, a temperatura da terra cai mais rapidamente do que a do oceano, gerando a brisa em sentido contrário, do continente para o oceano (Figura 2.2.)

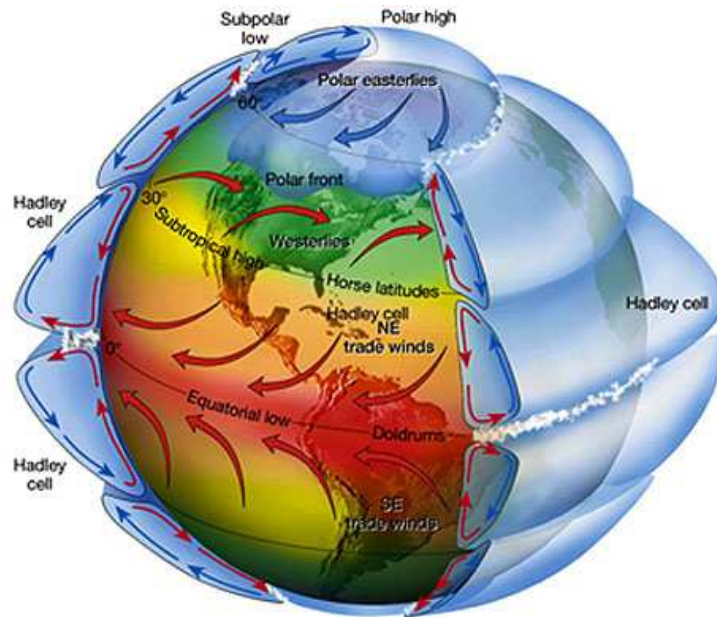


Figura 2.1 – Padrões globais do movimento do vento. Fonte: SERC, 2011.

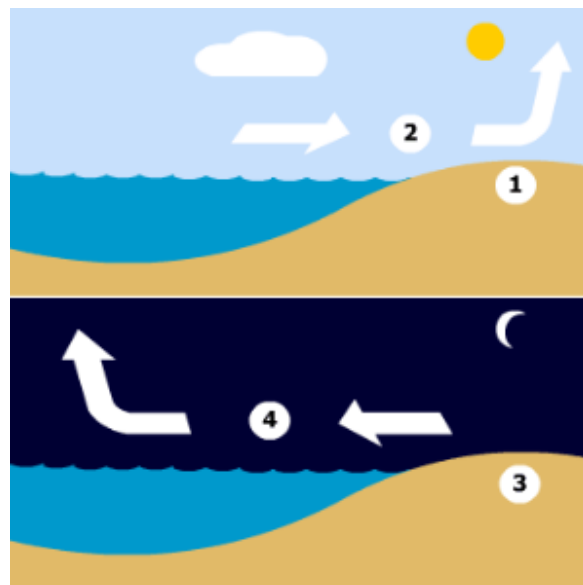


Figura 2.2 – Ventos locais, (2)→(1) brisa do mar e (3)→(4) brisa da terra. Fonte: NOWATZKI, 2011.

2.1.1 Fatores que modificam o comportamento dos ventos

Devido ao comportamento pouco previsível do vento, que é influenciado pela variação da sua velocidade (intensidade e direção) ao longo do tempo, outros fatores devem ser considerados antes da instalação de sistemas que farão uso desse recurso. Dentre os principais fatores,

destacam-se: a variação da velocidade em relação à altura e a rugosidade do terreno, que pode causar aceleração e desaceleração no escoamento do ar, como apresentado na Figura 2.3 (DUTRA, 2001).

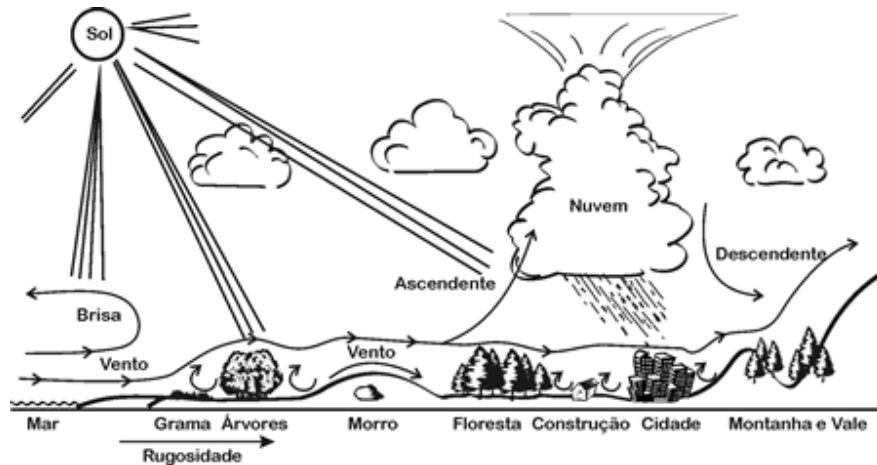


Figura 2.3 – Comportamento do vento em relação ao relevo (Fonte: CRESESB, 2008).

Com o deslocamento do ar sobre a superfície da terra, é formada uma camada, denominada de camada limite, que pode se estender a grandes alturas onde, em geral, o seu escoamento é feito de modo turbulento. Uma vez que a altura das turbinas eólicas não ultrapassa a camada limite e, portanto, estão sujeitas a turbulências, é importante conhecer o perfil da velocidade do vento ao longo de uma seção transversal, ou seja, o perfil do coeficiente da camada limite (DUTRA, 2001).

Uma questão importante na determinação dos valores da velocidade do vento diz respeito à altura da torre. É conhecido o fato que o valor da velocidade média do vento aumenta proporcionalmente com o aumento da altitude. Este acréscimo se deve a fatores relacionados ao atrito do ar com a superfície local, normalmente denominado rugosidade do solo.

Para corrigir este valor pode-se extrapolar a velocidade do vento para a altura pretendida por meio do perfil exponencial desenvolvido por Hellman (1915), conhecido por “Lei da Potência”, expressa pela equação 2.1:

$$v(h) = v(h_0) \cdot \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad 2.1$$

onde:

$v(h_0)$ = velocidade na altura de referência h_0 ;

$v(h)$ = velocidade na altura desejada h ;

h_0 = altura de referência;

h = altura desejada,

α = parâmetro diretamente associado à rugosidade da superfície.

Em locais onde se tem uma baixa ou suave rugosidade superficial (planícies, desertos ou mar aberto), α assume um valor da ordem de 1/7 (0,143), enquanto que para locais de relevo mais rugoso (áreas com construções ou matas) tem-se valores em torno de 0,3 (JOHANSSON, 1993). Para alturas acima de 50 m, o comportamento logarítmico do vento sofre desvio devido à diminuição da influência da rugosidade sobre o vento, não sendo mais a única característica relevante no comportamento do vento, sendo que o fluxo quente da superfície passa a exercer maior influência, causando maior turbulência e distorções no perfil do vento (CUSTÓDIO, 2009).

2.1.2 A velocidade do vento

Por apresentar variações ao longo do dia, do mês e do ano, a velocidade do vento constitui um fenômeno estocástico que pode ser representado por métodos estatísticos, sendo obtidas funções de distribuição com medições efetuadas por um determinado período. Dessa forma, a maneira mais apropriada de se avaliar as condições de vento para análise da geração de energia é através da distribuição estatística destes números. A frequência com a qual um dado valor de velocidade ocorre neste período é descrita por uma função $f(v)$ que representa a distribuição de frequência destes valores (CUSTÓDIO, 2009).

Este procedimento é capaz de representar como os diferentes valores de velocidade se distribuem estatisticamente em um determinado período de tempo. A distribuição de Weibull, que matematicamente é a expressão usada para representar a ocorrência da velocidade do vento, é apresentada pela equação 2.2.

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad 2.2$$

onde:

v = é a velocidade do vento (m.s^{-1});

k = o fator de forma (adimensional),

c = é o fator de escala (m.s^{-1}).

O parâmetro de escala está relacionado com a velocidade média do vento no local, sendo expresso em unidades de velocidade, já o parâmetro de forma, está relacionado com a variância da velocidade do vento em torno da velocidade média.

A distribuição de Weibull fornece uma aproximação para a ocorrência de muitos fenômenos naturais. É frequentemente utilizada para representar a distribuição dos valores da velocidade do vento, sendo aplicada para se estimar o fornecimento da energia eólica em um período determinado. Muita atenção tem sido dispensada a esse método não somente devido a sua flexibilidade e simplicidade, mas também porque fornece um grande ajuste com os dados experimentais. Essa distribuição é definida pelos dois parâmetros já mencionados.

Para alguns valores do parametro de forma k , a distribuição de Weibull assume outras funções conhecidas de densidade de probabilidade, como por exemplo:

- i) $k = 1$, distribuição exponencial;
- ii) $k = 2$, distribuição de Rayleigh;
- iii) $k = 3$, distribuição normal.

2.1.3 Potência Eólica

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma massa de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante através de uma seção plana transversal. Dessa forma, a potência disponível no vento pode ser expressa, então, pela equação 2.3 (CASTRO, 2008).

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad 2.3$$

onde:

P_{disp} = potência disponível do vento (W);

ρ = massa específica do ar (kg.m^{-3});

A = área da seção transversal (m^2);

v = velocidade do vento (m.s^{-1}).

A equação 2.3 mostra que a potência disponível do vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento, ou seja, quando a velocidade duplica, a potência aumenta oito vezes; já duplicando a área varrida pelas pás da turbina eólica, a potência apenas dobra. Isso mostra a importância da implantação de turbinas eólicas em localidades com elevadas velocidades de vento para que haja sucesso econômico nos empreendimentos em energia eólica.

A Figura 2.4 é a representação gráfica da equação 2.3 em W.m^{-2} , independente das características da turbina eólica a ser instalada e considerando a massa específica do ar constante e igual a $1,225 \text{ kg.m}^{-3}$, ao nível do mar.

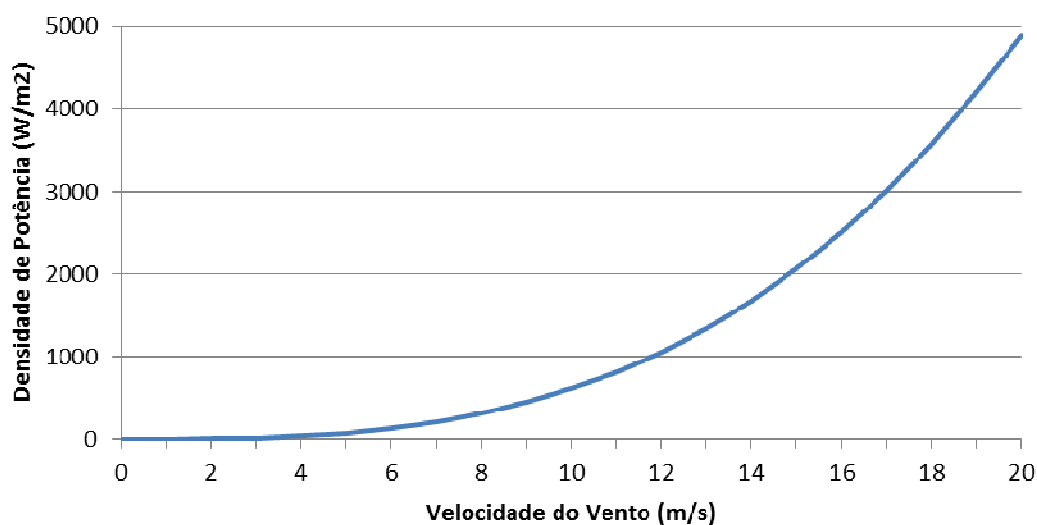


Figura 2.4 – Densidade de potência disponível no vento.

2.1.4 Coeficiente de Potência

Através da aplicação de conceitos da mecânica dos fluídos, é possível demonstrar que uma turbina eólica só poderá extrair, no máximo, 16/27 da potência disponível no vento, o que representa 59,5% dessa potência. Este valor é chamado de Limite de Betz, ou Coeficiente de Betz (FOX, 1998).

Uma turbina real só faz uso de parte deste valor máximo por apresentar perdas na sua conversão de energia. Portanto, a variável que define o quão próximo a conversão de uma turbina eólica real está do Limite de Betz, é denominada de coeficiente de potência (C_p), cuja definição é representada pela equação 2.4.

$$C_p = \frac{P_e}{P_{disp}} \quad 2.4$$

onde,

C_p = Coeficiente de potência;

P_e = potência extraída de uma turbina eólica (W),

P_{disp} = potência disponível no vento (W).

A Figura 2.5 compara a curva de potência de uma turbina eólica comercial (Vestas, aerogerador V66 – 1,65 MW) com a potência disponível no vento e com a máxima potência teoricamente extraída do vento (Limite de Betz).

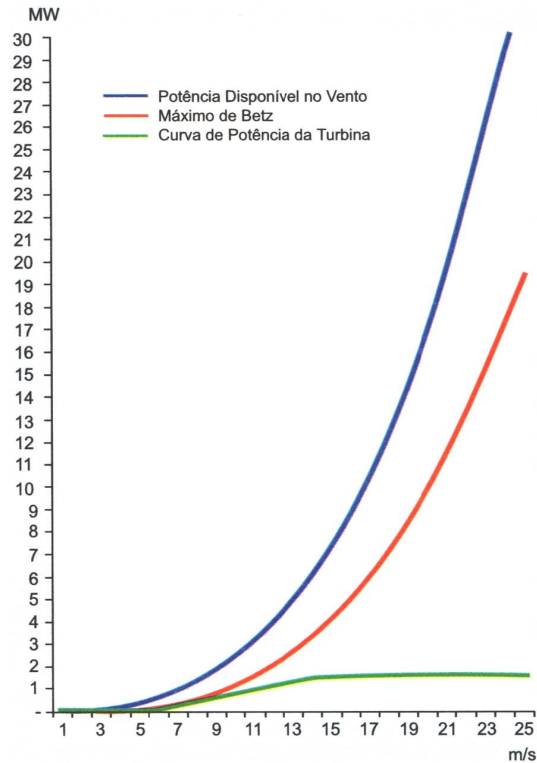


Figura 2.5 – Representação da potência disponível do vento, da máxima potência extraída e potência real de um aerogerador comercial. Fonte: CUSTÓDIO, 2009.

2.1.5 Características de um aerogerador

Os aerogeradores são projetados para produzirem o máximo de potência elétrica a uma determinada velocidade de vento, que é denominada de potência nominal.

Para um determinado aerogerador, a potência elétrica gerada depende dos valores de velocidade do vento (v). Na Figura 2.6 é possível observar que a potência da turbina eólica aumenta com a velocidade do vento até que alcance a potência nominal (P_n), a partir deste ponto, permanece constante. O início da produção de energia ocorre quando o valor mínimo de velocidade do vento (v_p), chamada de velocidade de partida da turbina, é alcançado. A potência da turbina é limitada pelo seu valor nominal, à velocidade nominal (v_n). A partir deste valor, o controle de velocidade da turbina mantém a potência o mais constante possível, por uma faixa de velocidade que vai até um valor de corte (v_c), onde a turbina eólica é retirada de operação, por

meio do controle ativo de direcionamento das pás, para preservá-la de esforços mecânicos muito grandes, devido a velocidades do vento excessivamente altas (CUSTÓDIO, 2009).

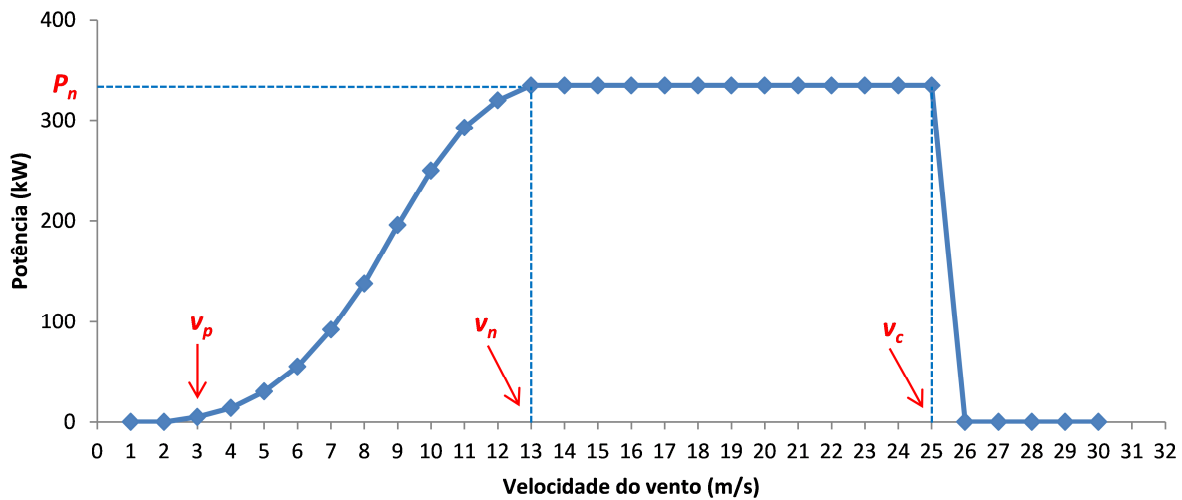


Figura 2.6 – Característica elétrica de um aerogerador de 330 kW (ENERCON, 2011).

2.1.6 Energia produzida por um aerogerador

A estimativa da produção de energia é feita com base anual, devido às variações sazonais do comportamento do vento ao longo do ano. A produção anual de eletricidade é denominada de energia anual gerada (EAG).

Conhecendo-se a frequência de ocorrência da distribuição dos valores da velocidade do vento para o local escolhido e a função que representa a curva de potência do aerogerador selecionado, é possível estimar a energia elétrica gerada através do cruzamento destes dois fatores, cuja análise deve ser feita para todas as velocidades do vento e assim obter a produção total de energia do aerogerador.

A energia anual gerada por aerogerador, em kWh, será obtida por:

$$EAG = \sum (f(v) * P(v)) \tag{2.5}$$

onde,

v = velocidade do vento ($m.s^{-1}$);

$f(v)$ = frequência de ocorrência da velocidade do vento (h) e,

$P(v)$ = potência produzida pelo aerogerador (kW).

A estimativa da EAG de um parque eólico é realizada pelo somatório das produções individuais de energia de cada aerogerador que compõem o parque.

2.1.7 Energia eólica no mundo

A partir da década de 70, em função da crise no setor de combustíveis fósseis e da preocupação com a segurança energética, com a diversificação da matriz energética e com a poluição ambiental, os Estados Unidos e alguns países Europeus (Alemanha, Dinamarca e Holanda) investiram substancialmente em pesquisa e desenvolvimento de sistemas de geração de energia elétrica através de fontes renováveis de energia, com especial atenção nas energias eólica e solar, tanto térmica como fotovoltaica. Desde então, instalaram milhares de megawatts de potência destas fontes.

Mais recentemente, outros países como Espanha, Portugal, Índia, China entre outros, e o próprio Brasil, intensificaram a instalação de parques eólicos para geração de energia elétrica.

Segundo dados divulgados pela GWEC (2010), em 2010 a potência instalada de aerogeradores foi de 35,8 GW e a capacidade total instalada alcançou 194,4 GW (Figura 2.7), representando um aumento de 22,5% sobre os 158,7 GW instalados até o final de 2009. Os investimentos referentes a capacidade adicionada em 2010 são da ordem de US\$ 65 bilhões de dólares.

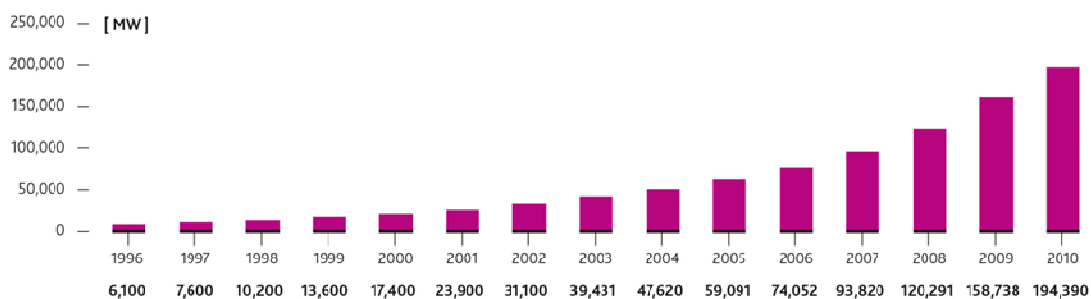


Figura 2.7 – Capacidade mundial acumulada de energia eólica instalada entre 1996 até 2010.

Fonte: GWEC, 2010.

Pela primeira vez em 2010, mais da metade da energia eólica instalada foi adicionada fora dos mercados tradicionais da Europa e América do Norte. A China foi responsável por quase

metade das novas instalações eólicas (16,5 GW), totalizando 42,3 GW de potência eólica, ultrapassando os Estados Unidos em termos de capacidade total instalada. Ao mesmo tempo, a China se tornou o maior produtor mundial de equipamentos de energia eólica, caminhando para atingir a meta de 200 GW de energia eólica instalada até 2020 (GWEC, 2011).

Outros países em desenvolvimento também expandiram suas capacidades de energia eólica, incluindo a Índia, que adicionou 2,1 GW em 2010, o Brasil (326 MW), México (316 MW), e 213 MW foram instalados no Norte da África (Egito, Marrocos e Tunísia) (GWEC, 2011).

Na Europa, a capacidade instalada em 2010 (9,9 GW) foi 7,5% menor que em 2009 (10,7 GW), apesar de um crescimento de 50% do mercado offshore em países como o Reino Unido, Dinamarca e Bélgica, e novos desenvolvimentos na Europa Oriental, principalmente, na Romênia, Bulgária e Polônia.

A Figura 2.8 apresenta a capacidade anual instalada por região entre 2003 e 2010.

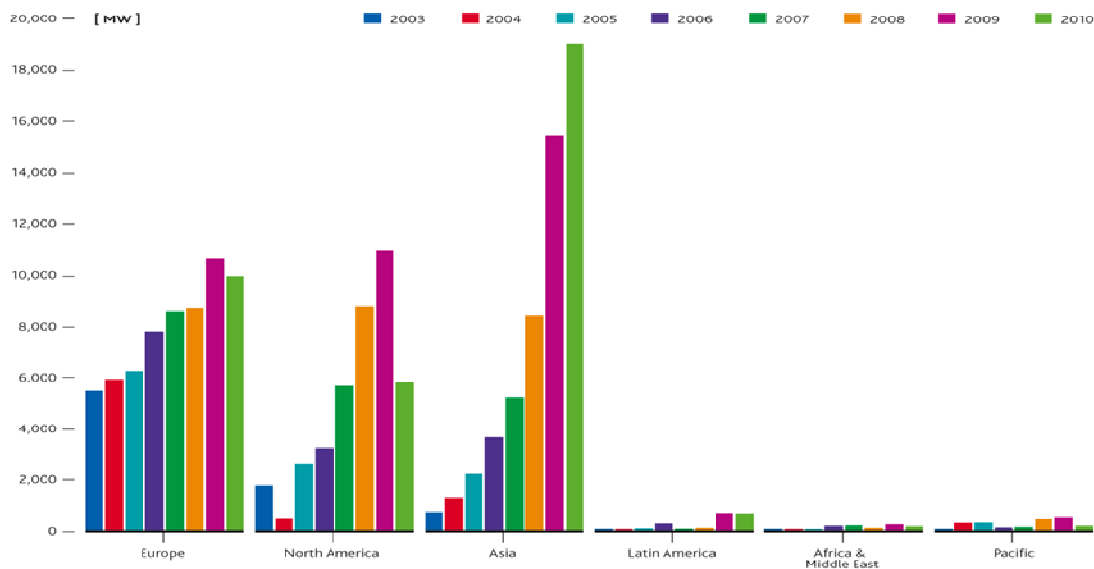


Figura 2.8 – Capacidade anual instalada por região. Fonte: GWEC, 2011

Com relação aos aerogeradores de pequeno porte (potência nominal ≤ 10 kW), os Estados Unidos lideram a produção e o comércio com projeções de forte crescimento para a próxima década. Apesar da crise econômica de 2008/2009, o mercado americano de aerogeradores de

pequeno porte cresceu 15% em 2009, adicionando 20,3 MW na capacidade instalada e movimentou US\$ 82,4 milhões em vendas. Este crescimento equivale a aproximadamente 10.000 novas unidades instaladas e eleva a capacidade total instalada nos EUA a 100 MW. Metade desta capacidade foi instalada nos últimos 30 anos e os fabricantes atribuem este crescimento a uma composição de ações, tais como novos e melhores incentivos (tanto estaduais como federais), investidores privados otimistas e demanda sustentada de consumidores (AWEA, 2010).

2.1.8 Energia eólica no Brasil

A capacidade das usinas eólicas instaladas no Brasil já ultrapassou 1 GW (Figura 2.9), referentes a 71 empreendimentos, representando 1,22% da energia total (1.900 GWh) da matriz de geração elétrica (ANEEL, 2011 & ONS, 2011). Com o marco regulatório em processo de consolidação, principalmente através de leilões de energia de reserva e de fontes renováveis, o mercado para grandes aerogeradores vem alcançando significativo incremento de capacidade instalada, atraindo fabricantes e investidores a se instalarem no país.

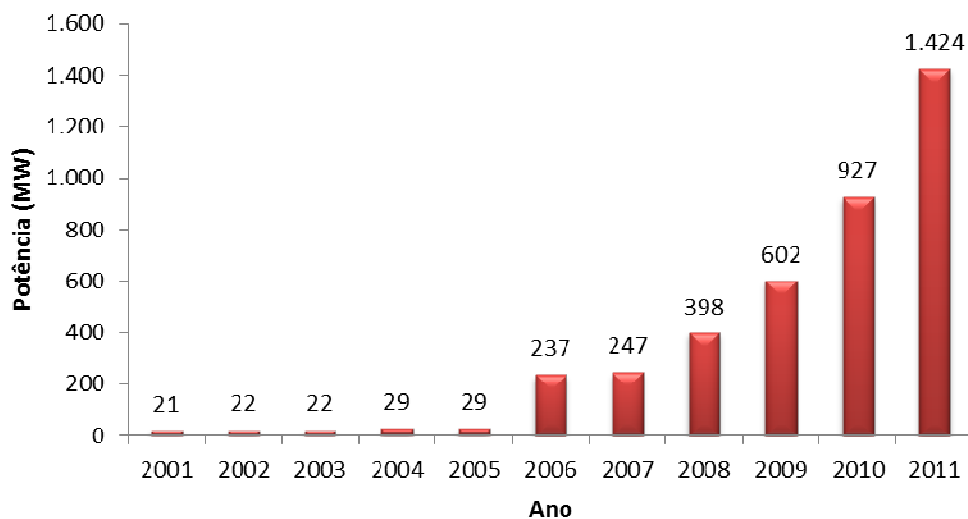


Figura 2.9 – Aumento da capacidade instalada de energia eólica. Fonte: ANEEL, 2011

Os melhores recursos eólicos encontram-se tanto na região Nordeste, em particular nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco e Bahia, como na região Sul, em especial nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, como pode ser visualizado na Figura 2.10.



Figura 2.10 - Mapa do potencial eólico brasileiro à 50m de altura. (CRESESB, 2001)

Com o objetivo de estimular o desenvolvimento de energias renováveis e aumentar a participação na oferta de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN), o governo brasileiro instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), através do Decreto nº 5.025, de 2004. De caráter estrutural, o programa visou reforçar os ganhos em escala, a aprendizagem tecnológica, a competitividade industrial nos mercados interno e externo e a identificação e a apropriação dos benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos na definição da competitividade econômico-energética de projetos de geração que utilizem fontes limpas e sustentáveis (ELETROBRÁS, 2009).

A iniciativa foi elaborada com o intuito de promover a diversificação da matriz energética brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais (ELETROBRÁS, 2009).

Após um início lento, o programa foi prorrogado por diversas vezes e se estendeu até o final de 2011. De todos os empreendimentos em energia eólica instalados no Brasil, mais de 95% foram concedidos no âmbito do PROINFA; destes, 40 estão em operação, totalizando 900 MW, e 13 ainda estão em construção, e deverão adicionar 394 MW em meados de 2011 (ANEEL, 2010).

A segunda fase do PROINFA, prevista para iniciar após 2012 e ter prazo de duração de 20 anos, ambiciona atingir participação de 10% da matriz energética do país pelas fontes renováveis (eólica, PCHs e biomassa), supondo contratação anual de no mínimo 15% da capacidade acrescentada de geração do setor de energia elétrica (ANEEL, 2010).

De maneira geral, no Brasil a construção de usinas eólicas tem sido facilitada por custos decrescentes de geração, devido aos ganhos de escala, por programas de incentivo, como o PROINFA e também pela nova legislação do Produtor Independente de Energia. Na Região Nordeste acrescenta-se a isso a incidência de velocidades de vento superiores a 6 m/s. A Figura 2.11 apresenta o mapa do potencial eólico da Região Nordeste.

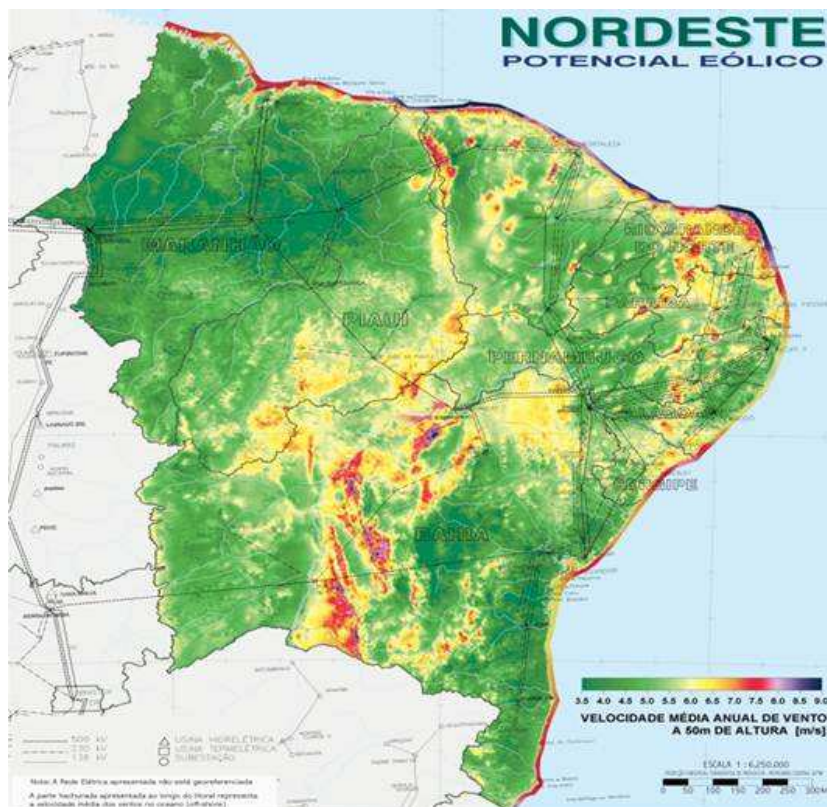


Figura 2.11 – Velocidades médias anuais ($m.s^{-1}$) e fluxo de potência eólica anual ($W.m^{-2}$). Fonte: CRESESB, 2008.

2.2 Mercado de Energia Elétrica

A publicação do Decreto nº. 5.163, de 2004 regulamentou a lei de comercialização de energia elétrica. Dentre outras disposições, foram criados dois ambientes de contratação, em médio e longo prazo, e o mercado de liquidação das diferenças (*spot*), que comercializa a energia elétrica em curto prazo (CCEE, 2011).

Uma visão geral da comercialização de energia envolvendo os dois ambientes de contratação é apresentada na Figura 2.12.



Figura 2.12 – Visão geral da comercialização de energia (CCEE, 2011)

2.2.1 Ambiente de contratação regulada

Um dos segmentos definidos em longo prazo é o ambiente de contratação regulada (ACR), em que a compra e a venda de energia elétrica se dão através de licitações entre os agentes vendedores (que são responsáveis pela geração ou comercialização da energia) e os agentes compradores (que disponibilizam a energia elétrica aos consumidores finais de forma regulada).

Via de regra, essa contratação é formalizada através de contratos bilaterais firmados entre os agentes; os pagamentos decorrentes desses contratos são realizados diretamente entre as partes envolvidas, sem interferência da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). No ACR, a quantidade e o preço contratados, bem como os prazos desses contratos são informações públicas e são anunciados pela CCEE após os leilões (BASTOS, 2011 apud CCEE, 2011).

2.2.2 Ambiente de Contratação Livre

As operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos negociados livremente são realizadas no ambiente de contratação livre (ACL); participam desse mercado os geradores, os comercializadores, os consumidores livres, os importadores e os exportadores. Os contratos, normalmente, são flexíveis, ficando a critério dos agentes definirem os prazos, a quantidade e preço da energia (BASTOS, 2011 apud CCEE, 2011).

Para garantir ganho financeiro extra, os geradores comercializam o excedente de sua energia, que não está comprometida a nenhum contrato no mercado livre, negociando tal excedente ao valor do preço das liquidações das diferenças (PLD) médio mensal. Normalmente, o valor do PLD é baixo; dessa forma, os consumidores livres conseguem comprar energia a um preço mais acessível do que comprariam em um contrato bilateral. Porém, esses agentes ficam expostos ao risco do PLD subir, principalmente em períodos secos, e terem que custear a energia a um preço muito alto.

O ACL permite o desenvolvimento de contratos flexíveis, pois eles podem ser livremente negociados entre os agentes; definem-se preços, prazos, volumes e cláusulas de flexibilização. Devido à flexibilidade de contratação, muitos geradores, comercializadores e consumidores livres realizam leilões de energia de curto prazo (ex-post), ou seja, depois que a energia do consumidor livre foi demandada (BASTOS, 2011 apud MUNHOZ, 2008).

2.2.3 Preço de liquidação das diferenças

O mercado de curto prazo ocorre através da contabilização das diferenças entre as transações da energia produzida e a energia contratada em tempo real, conforme ilustrado pela Figura 2.13. Ao efetuar essa operação, semanalmente, a CCEE fornece o preço da energia em R\$/MWh para cada submercado e patamar de carga (leve, médio e pesado)¹. Esse preço é utilizado para as transações no mercado spot e é denominado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Caso um agente utilize mais energia do que a prevista em contrato, pagará o

¹ Patamar de carga é a classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pela ONS podendo ser: Leve (horário de baixo consumo), Médio (horário de consumo médio) e Pesado (horários onde se verificam picos de consumo) (CCEE, 2011).

valor do PLD pelo excedente de carga apropriado. Ao contrário, se um agente utilizar menor quantidade de carga que a prevista em contrato, essa diferença será creditada ao valor do PLD.

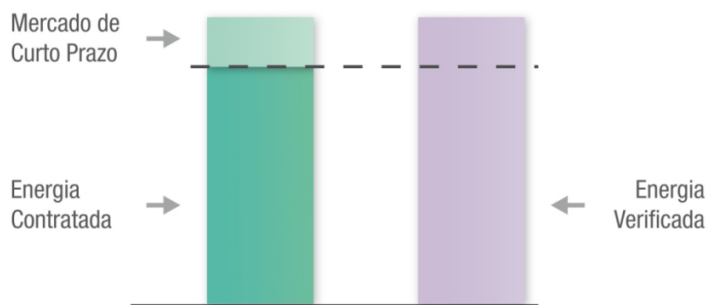


Figura 2.13 – Processo de comercialização de energia. Fonte: CCEE, 2011.

O cálculo do PLD é realizado a partir de dados de Custos Marginais da Operação (CMO) calculados pelo ONS. Este é resultante de modelos matemáticos que processam as informações sobre as condições hidrológicas, preços de combustíveis, demanda de energia, entre outras variáveis.

2.2.4 Leilão

O mecanismo de comercialização de energia elétrica no ACR se dá através de leilões como forma de licitação para o ambiente de contratação regulada, com vista a minimizar os preços de venda (aproximando-os do custo de produção) e introduzir a competição de mercado.

O procedimento de leilões, no âmbito do setor elétrico, foi adotado por diversos países, que nem sempre atingiram um elevado grau de competição. Entretanto, apesar das experiências de insucesso, verifica-se a necessidade de comercializar energia elétrica em longo prazo, e nesse contexto, os leilões se configuram como a melhor opção.

O Decreto 5.163/2004 determina que os indicadores, fórmulas e parâmetros a serem utilizados para aceite das propostas devem ser avaliados através do menor valor do megawatt-hora (R\$/MWh) oferecido, empregando-se o critério da menor tarifa. Essa medida visa à modicidade tarifária, já que os consumidores cativos não possuem poder de negociação, nem participação direta na compra de sua própria energia (ANEEL, 2004).

Entre os compradores e os vendedores dos leilões de energia procedente de empreendimentos existentes ou novos, são celebrados contratos bilaterais, denominados CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado). O CCEAR prevê duas modalidades: a primeira, por quantidade de energia em que o risco hidrológico é assumido pela geradora; e a segunda, pela disponibilidade de energia elétrica em que o risco hidrológico é assumido pela compradora (ANEEL, 2004).

Os participantes vendedores deverão apresentar lastro para venda de energia e potência suficiente para garantir a totalidade de seus contratos, como determinado pelo artigo 2º da Lei nº10.848. Esse lastro é constituído pela garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que corresponde ao montante de energia expresso em MW médios que essa usina pode vender no referido leilão. O proprietário da usina poderá optar por vender no leilão a totalidade de sua garantia física ou parte dela, neste caso viabilizando a negociação de sobra da sua garantia física no ambiente livre (CCEE, 2011).

2.2.5 Cálculo da Garantia Física para usinas eólicas

Para a energia eólica, as séries de dados de velocidade de vento, pressão do ar e temperatura ambiente, registradas com a precisão requerida para avaliação do potencial de energia eólica, ainda são relativamente pequenas, raramente alcançando um período superior a 3 anos, o que impede as simulações estocásticas da geração eólica, integrada ao sistema interligado hidrotérmico nacional, com o Modelo NEWAVE. Desta forma, a garantia física (GF) de energia associada a uma usina eólica é calculada pela expressão 2.6 (MME, 2008):

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \quad 2.6$$

onde:

E_m = compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente, em cada mês “ m ” e em MWh, e que deve ser menor ou igual aos valores estimados de produção de energia apresentados na certificação da medição anemométrica.

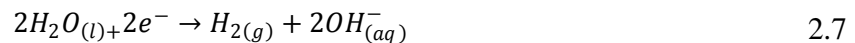
A produção efetiva de energia será medida de acordo com o estabelecido pela CCEE. O agente está sujeito à penalização, a ser estabelecida e aplicada pela ANEEL, caso a produção verificada seja menor que os valores declarados pelo agente.

2.3 Descrição do processo de eletrólise alcalina da água

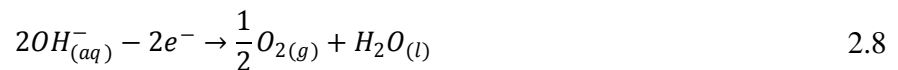
Denomina-se eletrólise da água ao processo eletroquímico de dissociação da água, onde os produtos finais das reações desencadeadas são hidrogênio e oxigênio moleculares.

Com a aplicação de uma diferença de potencial entre dois eletrodos (catodo e anodo) e com a existência, entre eles, de um meio condutor iônico líquido (solução aquosa ácida ou básica) ou sólido (membranas poliméricas ou cerâmicas permiônicas), esta decomposição é realizada através do fornecimento de corrente contínua por uma fonte de energia elétrica. Quando se aplica a força eletromotriz acima de um determinado potencial mínimo há passagem de corrente para os eletrodos, desencadeando as reações eletrolíticas para evolução de hidrogênio no catodo (redução) e oxigênio no anodo (oxidação). Para o caso de um meio condutor básico, as reações do processo são as seguintes:

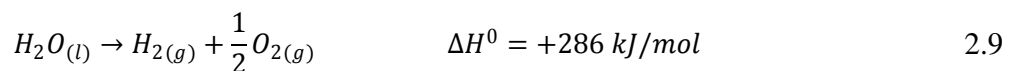
- No catodo:



- No anodo:



- Global:



2.3.1 Sistema de produção de hidrogênio

Um sistema de produção de hidrogênio pelo processo de eletrólise alcalina da água deve possuir uma série de equipamentos, destacando-se entre eles o eletrolisador, separadores de gases, unidade de purificação dos gases e unidades de armazenamento, descritos e ilustrados na Figura 2.14.

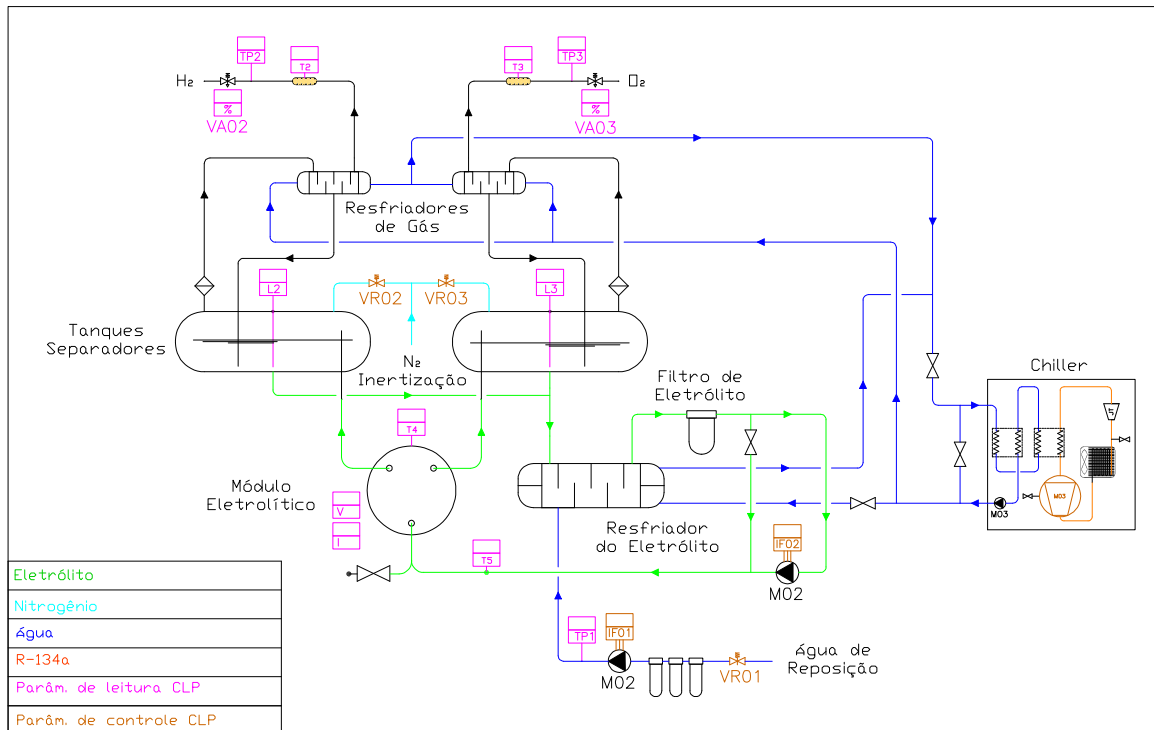


Figura 2.14 – Esquema de um sistema de eletrólise da água. Fonte: Elaboração Própria.

2.3.2 Eletrolisadores

Os eletrolisadores são geralmente classificados em convencionais e avançados, de forma que os convencionais são ainda divididos em dois tipos: unipolar (também conhecido como tipo tanque) e bipolar (filtro-prensa). Ambos os tipos de eletrolisadores são compostos por células individuais justapostas, ligadas em paralelo no tipo unipolar e em série no tipo bipolar, conforme ilustrado na Figura 2.15.

Nos eletrolisadores convencionais os eletrodos são geralmente protegidos por uma camada depositada de níquel, com ou sem a presença de outros metais, para evitar corrosão e

produzir efeitos catalíticos. O diafragma, em geral, era constituído por um tecido de amianto (ou asbesto) ou, mais recentemente, à base de teflon.

Os eletrolisadores avançados são geralmente do tipo bipolar, com elevadas densidades de corrente que, por serem mais compactos, podem proporcionar aumento da eficiência e diminuição dos custos dos materiais de construção e equipamentos auxiliares. Com as técnicas de construção e materiais desenvolvidos para estes eletrolisadores, operam a temperaturas entre 60° a 100°C e pressões no intervalo de 1 a 30 bar, usualmente.

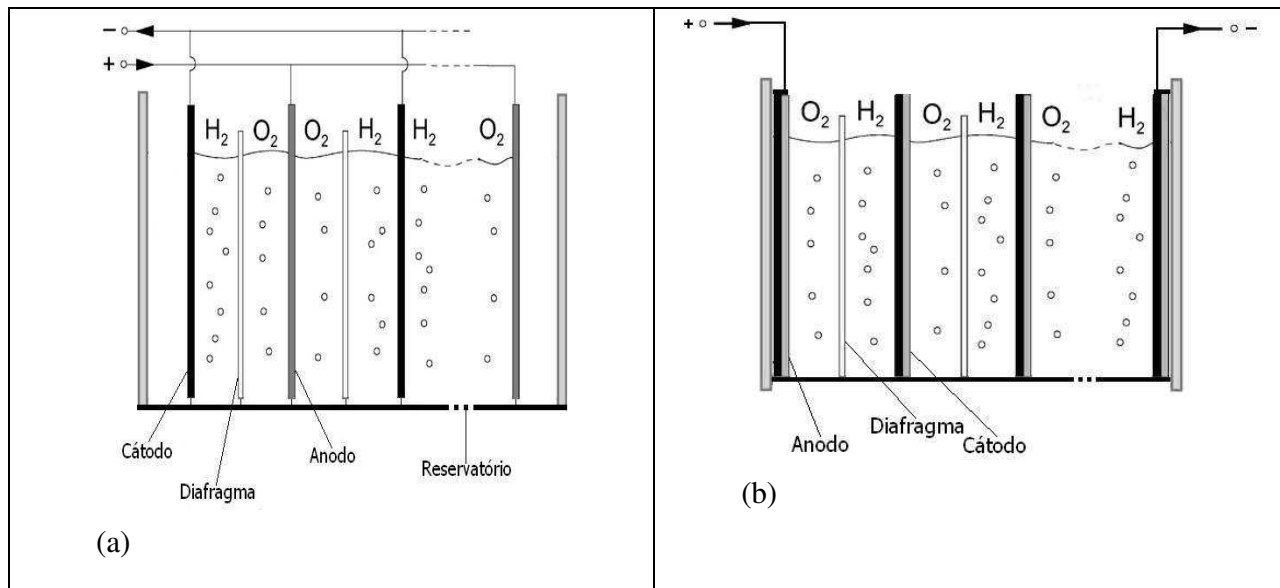


Figura 2.15 – Diagrama esquemático dos eletrolisadores unipolares ou monopolares (a) e bipolares (b). Fonte: ULLEBERG, 2003.

O condutor iônico líquido mais comumente utilizado é uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH_{aq}), cuja condutividade iônica é maximizada na faixa de concentração de 28% a 30% g/g, o que determina um menor consumo energético. Sua utilização é viabilizada pela resistência à corrosão do aço, material comumente utilizado na construção de muitos dos dispositivos destinados à eletrólise (WENDT et al, 1991). Para estes casos, onde o eletrólito é líquido, o uso de diafragmas para separação dos gases evoluídos é inevitável. Estes componentes devem ser estáveis quimicamente na presença do eletrólito, mecanicamente resistentes, bons condutores dos íons envolvidos e maus condutores eletrônicos, além de manter estas

características durante um longo tempo de utilização, nas condições termodinâmicas de operação da célula eletrolítica.

Para obter maiores informações a respeito do processo de eletrólise alcalina da água e sobre a tecnologia dos eletrolisadores, consultar os trabalhos de Ulmann's (1989), Finep (1980) e Wendt *et al* (1991).

A Tabela 2.1 a seguir apresenta os parâmetros de desempenho de alguns modelos de eletrolisadores comerciais que produzem hidrogênio a 30 bar de pressão.

Tabela 2.1: Parâmetros de desempenho de alguns modelos de eletrolisadores comerciais.

Modelo	Consumo Específico Sistema/Eletrolisador		Produção de hidrogênio	Eficiência (sistema)	Fonte
	kWh/m ³	kWh/m ³	m ³ /h	%	
Gastec	4,9	4,2	400	73	Gastec (2010)
Lurgi System	4,65	4,3	760	75	ELT (2011)
Norsk Hydro	4,8	4,3	485	73	Hydro (2011)

2.3.3 Sistema de separação dos gases

Dependendo do tipo de arranjo, as separações gás/eletrólito ocorrem de maneira diferenciada. Em geral, no arranjo bipolar, a separação é feita no exterior do eletrolisador em resfriadores/separadores, os quais são desenhados para que o efeito de diferença entre os pesos específicos de cada componente do sistema gás/eletrólito e a diminuição da pressão de vapor do eletrólito seja suficiente para que após um tempo de residência da mistura nestes resfriadores/separadores haja coleta apenas dos gases. Após este processo, com purezas entre 99,2% e 99,9%, os gases são enviados para as etapas seguintes e o eletrólito é filtrado e bombeado para o interior do arranjo celular.

2.3.4 Armazenamento intermediário

O hidrogênio, após ser produzido, pode ser diretamente armazenado em gasômetros a uma pressão um pouco superior à atmosférica, ou através da estocagem direta de hidrogênio em tanques pressurizados. Os gasômetros são tanques cilíndricos que se caracterizam por apresentar

um volume variável, ou seja, aumenta com a entrada de gás e diminui com a saída do mesmo (SILVA, 1991).

2.3.5 Compressores e cilindros de armazenamento

O hidrogênio, após ser armazenado nos gasômetros, pode ser pressurizado em cilindros, os quais permitem o armazenamento de uma quantidade maior de massa por volume armazenado. Dessa forma, esse sistema exige o emprego de compressores, que devem ser isentos de óleo para que não ocorra qualquer contaminação do gás e consequentemente, gasto de energia para a sua purificação.

2.4 Células a combustível

Células a combustível (CaC) são dispositivos eletroquímicos que convertem a energia química de um combustível em eletricidade em corrente contínua de baixa tensão (SILVA, 1991). Seu princípio de funcionamento consiste em converter a energia livre de Gibbs em trabalho elétrico através da oxidação isotérmica do combustível utilizado.

São dispositivos semelhantes às baterias, com a vantagem de dispensarem recargas. Fornecem energia elétrica enquanto for fornecido combustível. Estes dispositivos são classificados em termos do tipo de eletrólito empregado e da temperatura de operação. As principais tecnologias atualmente em desenvolvimento, juntamente com algumas características relevantes para a escolha de acordo com a operação, são apresentadas na Tabela 2.2.

A PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell* - célula a combustível com membrana condutora de prótons) é considerada uma das tecnologias mais promissoras. Ela utiliza platina como catalisador e uma membrana sólida, apresentando a desvantagem de operar somente com H₂ puro, aumentando em muito os cuidados com a origem do combustível, uma vez que até mesmo pequenas quantidades de CO podem prejudicar permanentemente os catalisadores dos eletrodos. Com a introdução de H₂ pelo lado do anodo, na presença de um catalisador adequado, ocorre a dissociação da molécula em prótons e elétrons. O próton (íon positivo) atravessa a membrana (eletrólito) que separa os eletrodos e chega ao lado do catodo, onde se combina com o oxigênio formando água e produzindo calor. Os elétrons que permanecem no lado do anodo não

são conduzidos pelo eletrólito e, fazendo-os circular por uma carga externa, obtém-se uma corrente elétrica contínua, esquema que é mostrado na Figura 2.16. As reações eletroquímicas que ocorrem sob a ação da platina são:

Reação Anódica:



Reação Catódica:



Reação global:



Tabela 2.2 - Classificação e caracterização das células a combustível atuais. Fonte: FERREIRA, 2003.

Tipo	T (°C)	Eficiência Energética	Eletrólito	Combustível	Agente de Oxidação
AFC	60 a 80	60%	45% g/g KOH a 28,5 bar ou 80% a 85% KOH a pressões entre 2 e 3 bar.	H ₂ puro	O ₂ puro
PEMFC	60 a 100	50%	Membrana polimérica	H ₂ puro	O ₂ puro, ar
PAFC	160 a 220	45%	H ₃ PO ₄ 95% a 97% g/g	H ₂ puro. Eletrodos cobertos: gás reformado ou gás de carvão	O ₂ puro ar
MCFC	600 a 700	60%	Mistura de carbonatos alcalinos fundidos (Na, K e Li)	H ₂ (impuro), CO, hidrocarbonetos	O ₂ (impuro) ar
SOFC	800 a 1200	60%	Liga estabilizada de ítrio-zircônio (ZrO ₂ e 8-10% de Y ₂ O ₃ ; YSZ)	H ₂ (impuro), CO, hidrocarbonetos	ar

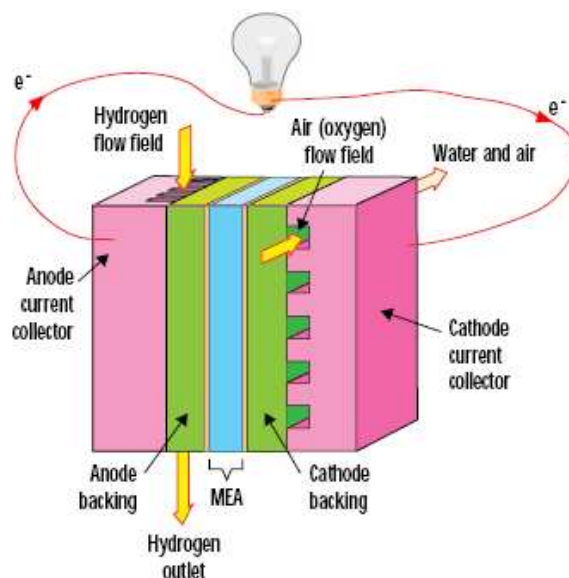


Figura 2.16 – Esquema geral de funcionamento de uma célula a combustível. Fonte: BALLARD, 2007.

Enquanto a eficiência da PEMFC operando com H_2 e com ar atmosférico é elevada (próxima à 50%), sistemas práticos que utilizam H_2 de reforma e ar pressurizado têm sua eficiência diminuída. Pequenas unidades de 30 kW possuem eficiências em torno de 35 % (incluindo a conversão CC/CA), unidades de 200 kW em torno de 40% e unidades maiores 45%.

PEMFC maiores que 1 kW são geralmente pressurizadas para aumentar a reação química nas baixas temperaturas envolvidas. Pressões de ar de 3 bar ($3 \times 10^5 \text{Pa}$) ou maiores devem ser usadas para a célula ter uma densidade de potência razoável. Em pequenos sistemas isto resulta em substancial perda de eficiência, pois os compressores de ar também adicionam considerável complexidade ao sistema de célula a combustível.

Neste trabalho, será utilizado este tipo de CaC tendo em vista que suas características são adequadas para a aplicação a ser implementada.

2.4.1 Aplicações das células a combustível estacionárias

As principais aplicações estacionárias das células a combustível de pequeno porte (até 10 kW) são para a geração de energia elétrica para uso residencial, sistemas de back-up e

remotos. A célula a combustível tipo PEMFC é a mais adequada para essas aplicações. Ela pode ser alimentada com hidrogênio puro, produzido a partir do propano, metanol, etanol ou gás natural, principalmente para uso residencial, aproveitando a rede de distribuição desse último combustível. O calor rejeitado dos sistemas residenciais pode ser aplicado para o aquecimento de água e ambientes (TOLMASQUIM, 2003).

Uma característica dos sistemas de células a combustível é que sua eficiência varia pouco em função de sua capacidade (potência). Isto significa que as plantas de geração de energia pequenas, de eficiência relativamente elevada em relação aos sistemas convencionais, podem ser instaladas junto aos pontos de maior demanda e, assim, evitar os altos custos associados com os sistemas de transmissão de eletricidade (HOOGERS, 2002).

Os sistemas de células a combustível tipo PEM de grande porte, na faixa de megawatts de potência, já estão sendo comercializados. O sistema pode operar continuamente para geração de energia na base, ou de forma intermitente, proporcionando potência de pico durante os períodos de alta demanda. As unidades são modulares, permitindo incrementos de 500 kW, atendendo soluções sob medida de acordo com as necessidades requeridas (BALLARD, 2010).

A principal aplicação alcançada pela tecnologia PEMFC atualmente é em sistemas de *back-up* de energia elétrica, em setores que trabalham com informações, armazenamento de dados e telecomunicações, onde as interrupções de energia elétrica acarretam sérios prejuízos. Além disso, as células a combustível tipo PEMFC se mostram tão confiáveis e com menos problemas de manutenção que as baterias eletroquímicas (PLUG POWER, 2007).

2.4.2 Aplicações Veiculares

Desde os anos 80 do século passado, houve um forte impulso no desenvolvimento da tecnologia de células a combustível para o uso na propulsão de veículos leves e pesados.

Os veículos com células a combustível são de tração elétrica, pois a célula a combustível é o gerador que fornece energia elétrica para o motor elétrico que movimenta o veículo. Uma célula a combustível também pode ser utilizada como uma unidade de força auxiliar, para gerar energia elétrica aos vários sistemas elétricos/eletrônicos dos veículos atuais. Os grandes

fabricantes mundiais já desenvolveram quase uma centena de protótipos avançados de veículos leves desde 1994. Cerca de 30 ônibus com células a combustível rodam em caráter experimental no mundo. Todos os veículos citados utilizam células a combustível tipo PEMFC (FUEL CELLS, 2007-a).

2.5 Estudos de energia eólica com armazenamento em hidrogênio desenvolvida no mundo

Os principais objetivos de um sistema eólico com armazenamento em hidrogênio desenvolvidos atualmente são demonstrar a sua viabilidade técnica e, a partir dos resultados, desenvolver um método matemático global que envolva todos os fluxos de energia, considere todas as eficiências das transformações envolvidas e que possa servir para modelar e simular a operação de sistemas dessa natureza, para com isso determinar os custos desta tecnologia.

Bernal e Lopez (2008) apresentam uma análise técnica-econômica completa do gerenciamento horário de energia de um sistema eólico com armazenamento de hidrogênio conectado a rede. O objetivo principal dessa análise é ajustar a curva de geração dos aerogeradores com a curva de demanda. O hidrogênio gerado nos períodos de baixa demanda é armazenando para ser usado nos períodos de alta demanda (pico) ou ausência de vento, gerando energia elétrica através de uma célula a combustível tipo PEM. O sistema é formado por 7 aerogeradores de 2,5 MW cada, eletrolisador de 4 MW e célula a combustível de 2 MW, o valor encontrado da energia elétrica proveniente da célula a combustível foi de 2.030,00 R\$/MWh.

Wilckens et all (2007) apresentam uma análise da integração da energia eólica na rede apresentando os desafios relativos às flutuações de energia, propondo maneiras de controlar e armazenar a energia eólica, através do armazenamento na forma de hidrogênio, de forma a suavizar e garantir o fornecimento de energia por um período de tempo.

Martin e Guerra (2010) analisam também a viabilidade de utilizar o hidrogênio como meio armazenador para o gerenciamento de energia de uma fazenda eólica. A potência nominal da fazenda eólica estudada é de 48,8 MW, que gera 18,4% de excedente de energia podendo ser convertido em aproximadamente 13 GWh de hidrogênio por ano a ser utilizado nos horário de pico de demanda.

O projeto alemão Enertrag (2011) de usina híbrida reúne todas as principais formas de energia alternativa atualmente pesquisada no mundo. Isso inclui energia eólica, energia solar e hidrogênio, além de um sistema de armazenamento para evitar as oscilações típicas dessas fontes, mantendo o nível de fornecimento aos consumidores 24 horas por dia. O objetivo é que nos momentos onde a geração de energia elétrica supera a demanda, o excesso de energia seja armazenado na forma de hidrogênio, que pode ser aproveitado diretamente nas células a combustível em veículos elétricos, ou, como proposto neste trabalho, ser usado para gerar eletricidade nos momentos onde ocorram desequilíbrios entre a geração eólica e a demanda de energia. A usina híbrida é conectada à rede, possui três turbinas eólicas de 2 MW, uma planta de biogás de 1 MW e um eletrolisador capaz de gerar 100 m³/h de hidrogênio. Tanto o hidrogênio quando o biogás são usados para alimentar uma planta combinada para geração de calor e energia, com capacidade de 350 kW elétricos e 340 kW térmico. A usina está localizada nas proximidades do aeroporto de Berlim e custou cerca de US\$ 30 milhões.

Nos estudos citados anteriormente o excedente de energia eólica, destinado ao eletrolisador para produção de hidrogênio, é proveniente da limitação do ponto de conexão da usina eólica com a rede, não absorvendo toda quantidade de energia que está sendo gerada pela usina eólica. No estudo proposto neste trabalho, foi utilizada a energia eólica que excede a quantidade de energia determinada pela garantia física da usina, relacionada ao cumprimento da entrega da energia da usina ao SIN, para a produção de hidrogênio ao invés de negociar esse excedente no mercado de curto prazo cujos valores podem estar abaixo dos valores negociados no mercado regulado em decorrência das variações semanais apresentadas neste tipo de mercado. Além disso, outra contribuição deste trabalho é que, utilizando o armazenamento de energia, foi possível aumentar a garantia física de fornecimento de energia da usina eólica.

2.6 Análise Econômica

Neste item é apresentada a teoria necessária para realização da análise econômica dos sistemas propostos para armazenamento de energia eólica avaliado neste trabalho. O objetivo desta análise econômica é encontrar o custo do hidrogênio gerado (R\$/kg) e a determinação do

custo da energia elétrica (R\$/kWh) produzida por uma célula a combustível do tipo PEMFC com a aplicação deste hidrogênio.

2.6.1 Análise Econômica de Investimento

Os investimentos devem ser analisados sobre três pontos de vista: econômico, financeiro e, também, dos riscos associados. Avaliar os resultados econômicos de um investimento consiste em analisar a rentabilidade total do projeto, considerando todas as receitas e despesas ao longo de um determinado período de tempo (KAPLAN, 1983).

2.6.2 Fluxo de Caixa

O conjunto das entradas e saídas de caixa é definido como fluxo de caixa (FC). O fluxo de caixa permite que se visualize no tempo o que ocorre com o capital de determinada empresa ou projeto de investimento (SOUZA, 2003).

É conveniente a representação gráfica do fluxo de caixa através de um traço horizontal que indica a extensão do período de análise e no qual são demarcados os períodos discretos de análise. Receitas são indicadas por setas verticais orientadas para cima, enquanto despesas são indicadas por setas verticais orientadas para baixo, como exemplificado na Figura 2.17.

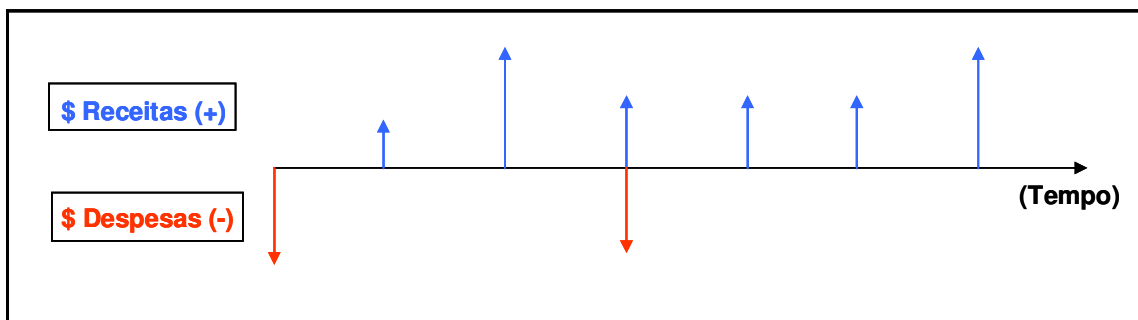


Figura 2.17 – Representação gráfica do fluxo de caixa. Fonte: Elaboração própria

2.6.3 Valor Presente Líquido (VPL)

Em uma operação financeira de investimento, várias situações terão interferência nos resultados finais que servirão para a análise das opções. De forma geral, conhece-se o valor econômico correspondente ao investimento inicial ($t = 0$) e se deseja calcular os retornos econômicos desta alocação.

Desta forma, é necessário estabelecer as quantidades correspondentes aos fluxos de caixa anuais para todo o tempo de operação e corrigi-los para o valor presente líquido (VPL). O VPL é o somatório de todos os valores correspondentes ao fluxo de caixa da operação corrigidos para $t = 0$, utilizando uma taxa que remunere todos os movimentos que ocorram em $t > 0$.

O VPL então corresponderá à diferença entre o valor presente de todos os fluxos anuais (somatório de todo elemento isolado da operação) relacionados ao projeto e o valor referente ao investimento inicial. Cada elemento do fluxo de caixa é obtido fazendo-se a diferença entre as entradas e saídas, em termos financeiros, de cada ano. Matematicamente o VPL é definido através da seguinte relação (SOUZA, 2003):

$$VP = \frac{VF}{(1+i)^n} \quad (2.13)$$

onde,

VP = valor presente;

VF = valor futuro;

i = taxa de desconto, ou de atualização do capital, em cada período;

n = número de períodos de defasagem entre o instante P e F, em geral, em anos.

Portanto, o VPL relativo à soma algébrica das receitas e despesas de um fluxo de caixa, devidamente atualizadas para o momento presente por uma taxa de desconto pré-estabelecida, pode ser expresso da seguinte forma:

$$VPL = \sum_{t=1}^n (FC_j) \cdot (1 + i)^{-j} - I_0 \quad (2.14)$$

onde:

FC_j = valor do fluxo de caixa em um dado período t.

I_0 = investimento inicial.

O VPL é adotado como um dos critérios de decisão para a realização do projeto. Caso o VPL seja maior que zero, o investimento é viável; caso ele seja menor que zero, o investimento é tido como inviável economicamente (KAPLAN, 1983).

2.6.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno, ou taxa de rentabilidade interna, é igual à taxa de desconto que “zera” o VPL, ou seja, iguala receitas e despesas observadas nos vários períodos de um fluxo de caixa. A TIR exprime a rentabilidade média do capital investido em um projeto e só depende das características econômicas do mesmo (KAPLAN, 1983).

Calculada a TIR, o valor encontrado deve ser comparado com a taxa mínima de atratividade arbitrada pelo empreendedor para as condições de viabilização do projeto considerado. Se TIR for maior que $(i)_{\text{mínimo}}$, o investimento é considerado viável; caso contrário, inviável.

Um dos procedimentos de solução é por tentativa e erro, ou seja, arbitrando valores de taxas de desconto até que se encontre aquela que representa a solução. Outra alternativa é resolver o problema graficamente, encontrando o valor que iguala receitas e despesas (KAPLAN, 1983).

2.6.5 Período de retorno (*payback*)

O período de retorno, *payback* é um indicador que mostra o prazo de retorno do investimento total de recursos financeiros aplicados no empreendimento. Este método é útil na análise de projetos, para mensuração do risco (SOUZA, 2003).

O *payback* clássico é definido como o número de períodos necessários para que o investidor possa recuperar, através das receitas líquidas, o investimento inicial. Em princípio, um projeto tem mais mérito quanto menor o período de recuperação do investimento inicial. Quanto menor o *payback*, menor o risco do investimento (KAPLAN, 1983).

2.6.6 Incertezas e riscos

As decisões econômicas raramente são tomadas em condição de absoluta certeza. As incertezas na tomada de decisão resultam em risco, que está diretamente relacionado ao risco do projeto de investimento não ser viável como havia sido avaliado a priori (SAMUELSON, 2004).

Segundo KAPLAN (1983), a análise de sensibilidade é uma das abordagens possíveis para avaliar as incertezas de um empreendimento. A análise de sensibilidade é uma técnica de simulação simples, porém bastante útil. A análise é feita tomando-se como variáveis os parâmetros mais incertos, tais como as receitas projetadas, os custos dos insumos principais e a taxa de desconto. A técnica tradicional é variar o valor de um dado parâmetro em 10% ou 20% em torno do valor arbitrado para o fluxo de caixa de referência. O efeito de cada parâmetro deve ser analisado isoladamente. Calcula-se o resultado do parâmetro de decisão (VPL) e comparam-se os resultados. Os parâmetros cujas variações forem mais significativas devem ser analisados com mais atenção (SAMUELSON, 2004).

3 Materiais e Métodos

Neste capítulo serão descritos os sistemas eólicos cujo excedente de energia elétrica será destinado à produção de hidrogênio, via eletrólise da água, para futura reconversão em energia elétrica através de célula a combustível, de maneira a garantir o fornecimento de energia por um período de tempo adicional a ser determinado.

Também será descrita a metodologia para o dimensionamento dos sistemas por meio do modelo matemático proposto, bem como os modos de operação dos sistemas e a metodologia para a análise dos custos envolvidos.

3.1 Sistema eólico

Primeiramente deverá ser calculada a quantidade estimada de energia anual gerada pela usina eólica e a garantia física de fornecimento de energia elétrica.

Para calcular a quantidade de energia elétrica gerada por um sistema eólico é necessário obter dados de velocidade de vento pelo período mínimo de um ano, de forma a estimar as variações meteorológicas da região (CUSTÓDIO, 2009). Isso também auxilia a escolha dos aerogeradores com as características mais adequadas ao regime de vento do local.

Os valores da velocidade de vento utilizados neste trabalho são oriundos da região nordeste do país, disponíveis no banco de dados do software americano HOMER. O software fornece os valores horários da velocidade do vento por um período de um ano, medidos a 10 metros de altura (massa específica do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$, ao nível do mar).

Para a realização dos cálculos envolvendo a velocidade do vento, foi calculado um dia médio representativo do ano, considerando as médias dos valores horários da velocidade do vento durante os 365 dias (Figura 3.1), ou seja, uma base horária. Tal critério foi adotado pelo fato desse dia médio representar a quantidade média de energia elétrica que a usina eólica poderá

disponibilizar ao longo do ano, já que a escolha de um único dia real específico representaria uma quantidade maior ou menor de energia gerada ao longo do ano.

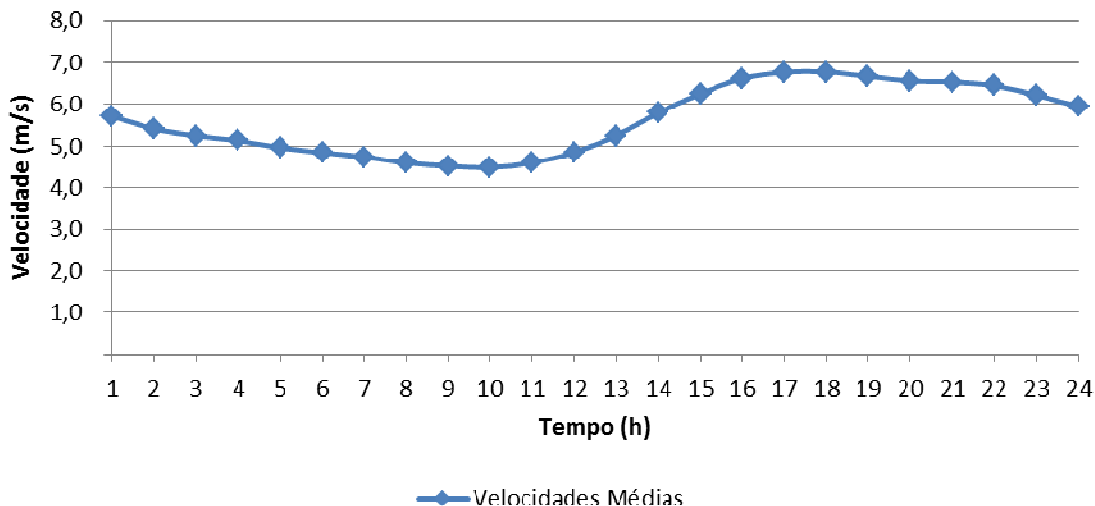


Figura 3.1 – Médias horárias das velocidades do vento ao longo do ano².

Tendo em vista a relação das usinas eólicas instaladas na Região Nordeste disponíveis no Banco de Informações Gerais (BIG) da ANEEL, a potência nominal média das usinas eólicas instaladas é de aproximadamente 30 MW, cuja potência média de cada aerogerador é de 2 MW (ONS, 2012). Sendo assim, a potência nominal da usina eólica escolhida para este estudo foi de 30 MW, considerando 15 aerogeradores de 2 MW, cujo modelo e características estão apresentadas na Tabela 3.1 a seguir

Tabela 3.1 – Especificações técnicas do aerogerador. Fonte: Wobben, 2011

Especificações Técnicas	
Fabricante	Wobben Windpower / ENERCON GmbH
Família	E-82
Potência Nominal	2.000 a 3.000 kW
Altura do Rotor	78 a 138 m
Diâmetro do Rotor	82 m
Velocidade do Vento - Início	2 m/s
Velocidade do Vento – Potência Nominal	12 m/s
Velocidade do Vento – Corte de Produção	28 a 34 m/s

² Através da Figura 3.1 e a Tabela 3.1, é possível verificar que as velocidades médias máximas estão bem abaixo da velocidade de corte de produção do aerogerador, portanto, esses valores médios não implicam em diferenças no desempenho real do aerogerador, havendo poucos dias em que haja corte na geração.

Para que a energia elétrica produzida pela usina eólica possa ser comercializada o vendedor deve apresentar lastro constituído pela garantia física, calculado pela EPE, que corresponde ao montante de energia que garante a totalidade de seus contratos de venda.

O compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente, em cada mês, deve ser menor ou igual aos valores estimados de produção de energia apresentados na certificação da medição anemométrica. Os valores de certificação devem ser calculados mensalmente utilizando os valores de velocidade de vento corrigidos para a altura do rotor do aerogerador e a curva de potência do aerogerador.

3.2 Descrição do sistema eólico com armazenamento

A Figura 3.2 apresenta o arranjo do sistema completo considerado, composto pelos seguintes equipamentos:

- Eletrolisador;
- Tanque de Armazenamento;
- Célula a Combustível;
- Sistema de Controle.

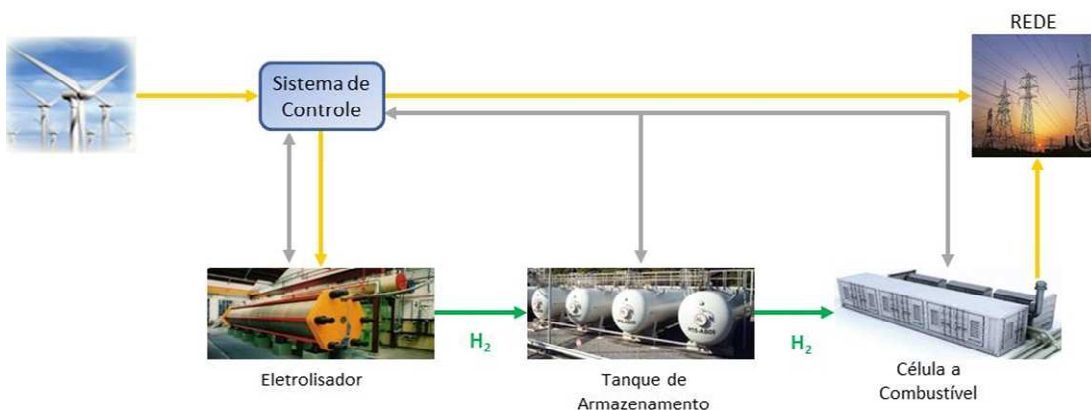


Figura 3.2 – Arranjo do sistema eólico conectado à rede com armazenamento em hidrogênio (linha amarela = energia elétrica; linha cinza = controle).

Sistema para produção de hidrogênio: Eletrolisador

O eletrolisador adotado como referência é do tipo bipolar alcalino comercializado pela empresa *ELT Elektrolyse Technik* (Figura 3.3), uma das responsáveis pela construção e manutenção dos eletrolisadores desenvolvidos pela *Lurgi Bamag GmbH* (ELT, 2011). Os modelos *Lurgi* operam e fornecem hidrogênio com pureza entre 99,8% e 99,9% à pressão de 30 bar, com consumo específico na faixa de 4,3 a 4,6 kWh/m³ e capacidade de produção de hidrogênio na faixa de 100 a 760 m³/h. Maiores capacidades de produção de hidrogênio podem ser alcançadas utilizando um maior número de eletrolisadores.



Figura 3.3 – Eletrolisador bipolar alcalino da empresa ELT. Fonte: ELT, 2011

No modelo *Lurgi* o eletrólito utilizado é uma solução aquosa de hidróxido de potássio (KOH, 25% g/g), no qual se aplica o conceito de circulação forçada do eletrólito para melhorar a dissipação de calor e garantir a distribuição uniforme do eletrólito em todas as células. Este eletrolisador opera automaticamente por meio do controle de pressão do reservatório, conectado diretamente ao eletrolisador; possui um módulo interno de controle de potência que possibilita a ligação direta aos aerogeradores e painéis fotovoltaicos, uma vez que podem suportar grandes variações no fornecimento de energia, como costuma ocorrer nos casos da energia eólica e solar fotovoltaica.

Tanque de armazenamento de hidrogênio

Para o armazenamento de gases em geral, os vasos de pressão ou reservatórios devem obedecer às normas de segurança, a NR-13 da ABNT no caso brasileiro, e possuir certificado constando que o equipamento foi submetido e aprovado no teste hidrostático, não apresentando vazamentos nem anomalias.

O tanque de armazenamento adotado como referência (Figura 3.4) é um modelo comercial, também fornecido pela empresa *ELT Elektrolyse Technik*, que possui volume interno de 110 m³ e uma pressão de operação de 30 bar. Considerando uma temperatura de 25°C, a quantidade de hidrogênio armazenada corresponde a 2.933 m³ (CNTTP), ou 264 kg aproximadamente³.



Figura 3.4 – Tanques de armazenamento de hidrogênio a 30 bar. Fonte: ELT, 2011.

Célula a combustível

A célula a combustível selecionada neste trabalho para a reconversão do hidrogênio em energia elétrica é da empresa canadense *Ballard* (Figura 3.5), que apresenta as características necessárias para a análise técnica e econômica proposta pelo modelo teórico a ser simulado. Este modelo fornece 1 MW como máxima potência de saída podendo ser utilizada em módulos de 500 kW. Possui uma faixa de tensão entre 380 e 480V AC, utiliza hidrogênio como combustível, com grau de pureza 98%mol/mol e pressão mínima de operação de 4 bar, apresenta uma

³ A uma pressão de 30 bar o hidrogênio tem sua densidade alterada em 12,5%, e dessa forma é necessário fazer sua correção para o cálculo correto da quantidade de hidrogênio armazenada.

eficiência elétrica de 48% ($\pm 2\%$) e consumo específico de hidrogênio de 0,69 m³/kWh (BALLARD, 2011).

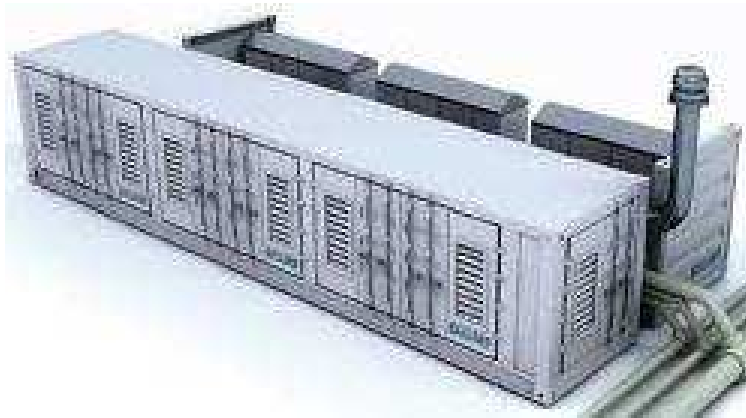


Figura 3.5 – Célula a combustível tipo PEM de 1MW. Fonte: BALLARD, 2011.

Sistema eletrônico de controle

O dispositivo eletrônico responsável pelo controle e operação do eletrolisador, tanque de armazenamento e da célula a combustível é um Controlador Lógico Programável (CLP). Nele é introduzida toda a lógica de controle, de acordo com os modos de operação que se deseja operar. Os modos de operação deste trabalho foram baseados nos trabalhos de Bernal (2008) e no projeto alemão Enertrag (2011), descritos na seção 2.5.

O dispositivo eletrônico deve respeitar as condições de operação dos equipamentos especificadas pelos fabricantes, conforme a descrição a seguir.

- O eletrolisador inicia seu funcionamento quando a energia elétrica disponível para sua operação for maior que a energia mínima requerida;
- O eletrolisador tem seu funcionamento interrompido quando o reservatório de hidrogênio atingir sua pressão máxima ou, o eletrolisador opera com a intenção de atenuar as oscilações da rede, mas neste caso, o hidrogênio produzido seria descartado;
- Para iniciar seu funcionamento a célula a combustível necessita que a pressão no reservatório de hidrogênio seja maior do que a pressão de operação mínima exigida por ela;

- A célula a combustível tem seu funcionamento interrompido quando a condição anterior não for atendida ou a partir do instante em que o fornecimento de energia eólica seja igual ou superior à demanda requerida.

3.3 Modelo matemático para o balanço de energia dos sistemas

O modelo matemático foi desenvolvido utilizando as planilhas do Microsoft Excel, onde foram introduzidas as principais características dos equipamentos que compõem os sistemas. Como dados de entrada, são considerados valores horários da velocidade do vento bem como a eficiência e os respectivos limites de operação dos equipamentos. Como dados de saída, é fornecida a quantidade de energia produzida, armazenada, reconvertida e comercializada ao longo das 24 horas pelo sistema.

A fim de simplificar os cálculos, a lógica de controle inserida na planilha foi fundamentada considerando que a quantidade de inicial de hidrogênio seja suficiente para suprir a célula a combustível nos momentos onde o fornecimento de energia eólica não atenda a demanda de energia elétrica totalmente. Dessa forma, para que o sistema possa continuar operando nos demais dias essa quantidade de hidrogênio deve ser mantida.

Os intervalos de tempo de interesse e as condições de operação dos sistemas foram definidos e relacionados da seguinte forma:

1 h: É a unidade de tempo fundamental do modelo que corresponde ao período em que a energia fornecida pela fonte eólica e a energia fornecida pela célula a combustível são consideradas constantes, embora esses valores variem ao longo das 24 horas.

24 h: período que corresponde a um ciclo diário completo dos sistemas, que por definição inicia sempre 01h00.

3.4 Descrição dos modos de operação

1º) Aumento da garantia física de energia elétrica

Neste modo de operação, uma quantidade maior de energia elétrica é disponibilizada pela usina eólica ao longo do dia, aumentando a sua garantia física (linha verde para linha tracejada azul). Além disso, um suprimento constante de energia é assegurado já que as variações de velocidade do vento e consequente variação no fornecimento da usina são equilibradas pela reconversão do hidrogênio em energia elétrica por meio da utilização da célula a combustível (Figura 3.6). Nos momentos onde houver excesso de energia eólica (intervalos entre a linha tracejada azul e a linha vermelha), o excedente ou parte dele é convertido e armazenado na forma de hidrogênio. Durante os períodos de baixa velocidade de vento (intervalo abaixo da linha tracejada azul até a linha vermelha), o hidrogênio armazenado é utilizado pela célula a combustível para garantir a produção adicional de energia necessária. Do ponto de vista do ONS, a usina eólica estaria operando como uma usina fornecendo energia firme igual a sua garantia física.

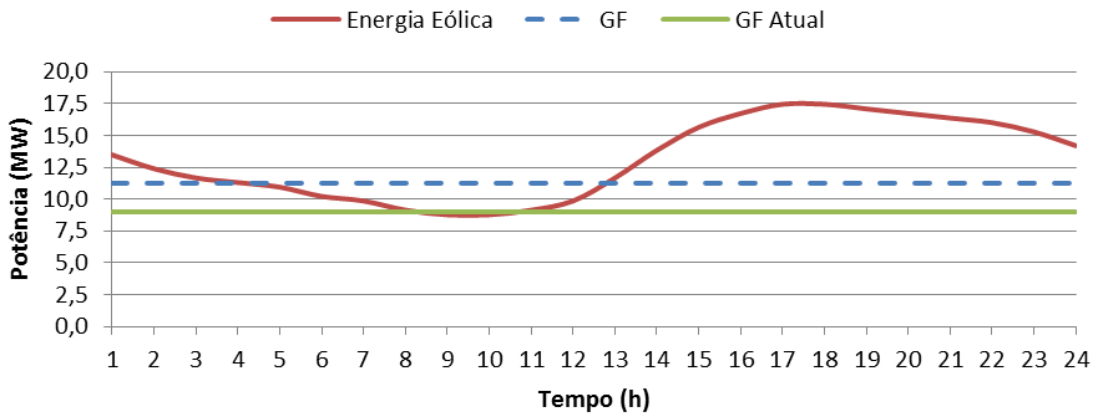


Figura 3.6 – Arranjo do primeiro modo de operação.

Características deste modo de operação

- Uma quantidade constante de energia elétrica é fornecida à rede durante certo período de tempo;
- O principal parâmetro de controle é a quantidade de energia a ser fornecida à rede (garantia física);

- Se o fornecimento eólico for maior que a quantidade de energia fornecida à rede, o excesso será enviado ao eletrolisador;
- Qualquer excesso de energia além da potência nominal do eletrolisador será enviado à rede;
- Se o fornecimento eólico for menor que a quantidade de energia fornecida à rede, o hidrogênio será usado para compensar o déficit de energia.

2º) Fornecimento constante de energia elétrica no horário de pico (*peak shaving*)

Neste modo de operação, além de manter um suprimento constante de energia (porém inferior ao caso anterior), uma quantidade maior de energia é disponibilizada apenas no horário de pico de demanda (linha tracejada), onde as tarifas de energia são mais atrativas economicamente do que nas demais horas do dia. O excedente de energia eólica, intervalo entre a linha verde e vermelha (Figura 3.7), é convertido e armazenado em hidrogênio para que no horário de pico seja reconvertido na célula a combustível em energia elétrica.

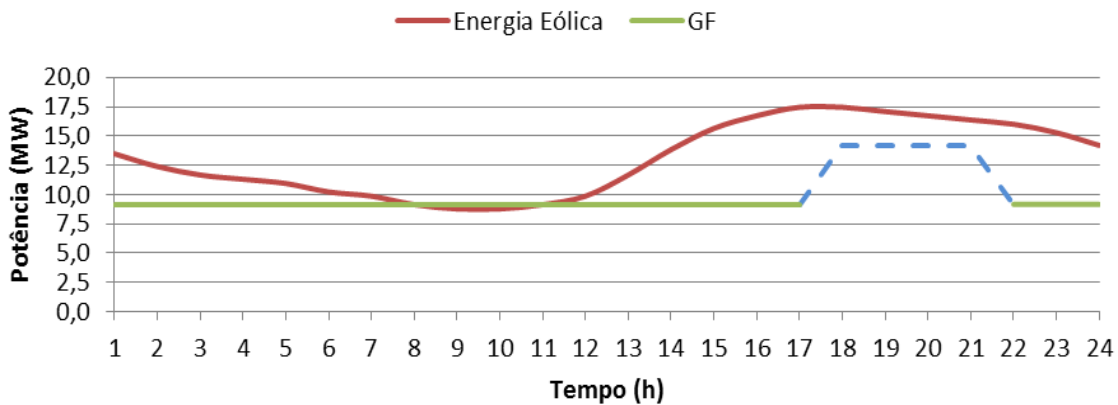
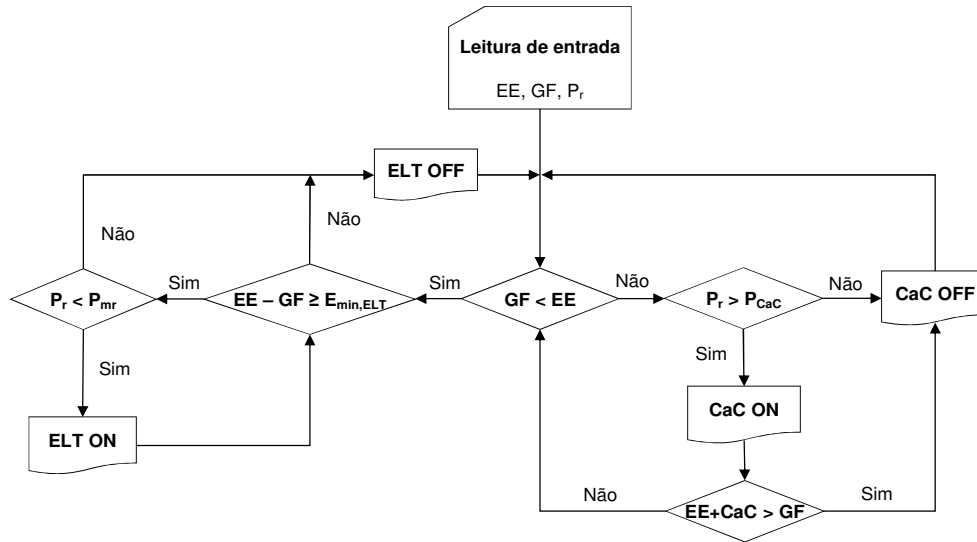


Figura 3.7 – Arranjo do segundo modo de operação.

Características deste modo de operação

- Uma quantidade de energia pode ser prevista como constante no horário de pico de demanda (média ao longo do ano);
- Os eletrolisadores não operam durante o horário de pico (entre 18 e 21 horas);
- Os principais parâmetros de controle são o intervalo de tempo que corresponde ao horário de pico e a quantidade de energia a ser disponibilizada.

A partir das informações anteriores, a rotina de funcionamento dos modos de operação pode ser visualizada no fluxograma da Figura 3.8.



Legenda:

EE = Energia elétrica fornecida pela usina eólica;

GF = Garantia física;

E_{min,ELT} = Energia elétrica mínima para iniciar o funcionamento do eletrolisador;

CaC = Energia elétrica fornecida pela célula a combustível;

P_{mr} = Pressão máxima do reservatório;

P_r = Pressão do reservatório,

P_{CaC} = Pressão de operação da célula a combustível

Figura 3.8 – Rotina de funcionamento dos modos de operação.

Dimensionamento dos equipamentos

Uma vez conhecidas as variações horárias das velocidades do vento, a curva de geração de energia da usina eólica, bem como a quantidade de energia expressa pela garantia física da usina, os valores foram inseridos na planilha eletrônica, representados na Tabela 3.2 e Tabela 3.3, considerando as perdas de energia elétrica com base na eficiência de cada equipamento. As planilhas completas podem ser consultadas nos anexos A e B, pág. 81 e 82.

Como os dois modos de operação estudados utilizam os mesmos conjuntos de equipamentos, o dimensionamento seguirá a mesma metodologia descrita a seguir.

Tabela 3.2 – Diagrama parcial da planilha de cálculo do primeiro modo de operação.

Hora	Velocidade do Vento (m/s)	Energia Eólica (MWh)	Garantia Física (MWh)	Balço Energia (MWh)	H2 Produzido (m3)	H2 Consumido (m3)	H2 Tanque (m3)	Pressão Tanque (bar)	CaC (MWh)
1	7,5	13,5	11,3	2,2	463	0	10.934	28,0	0,0
2	7,1	12,4	11,3	1,1	237	0	11.398	29,2	0,0
3	6,8	11,7	11,3	0,4	86	0	11.635	29,8	0,0
4	6,7	11,3	11,3	0,1	0	0	11.721	30,0	0,0
5	6,5	10,9	11,3	-0,3	0	-224	11.732	30,0	-0,3
6	6,3	10,2	11,3	-1,0	0	-750	11.508	29,4	-1,1
7	6,1	9,9	11,3	-1,4	0	-1.013	10.758	27,5	-1,5
8	5,9	9,1	11,3	-2,1	0	-1.539	9.745	24,9	-2,2
9	5,7	8,8	11,3	-2,5	0	-1.801	8.206	21,0	-2,6
10	5,7	8,8	11,3	-2,5	0	-1.801	6.405	16,4	-2,6
11	5,9	9,1	11,3	-2,1	0	-1.539	4.604	11,8	-2,2
12	6,1	9,9	11,3	-1,4	0	-1.013	3.065	7,8	-1,5
13	6,8	11,7	11,3	0,4	86	0	2.052	5,2	0,0
14	7,6	13,8	11,3	2,6	539	0	2.139	5,5	0,0
15	8,3	15,7	11,3	4,4	852	0	2.677	6,8	0,0
16	8,7	16,7	11,3	5,5	852	0	3.528	9,0	0,0
17	8,9	17,5	11,3	6,2	852	0	4.378	11,2	0,0
18	8,9	17,5	11,3	6,2	852	0	5.228	13,4	0,0
19	8,8	17,1	11,3	5,8	852	0	6.079	15,6	0,0
20	8,7	16,7	11,3	5,5	852	0	6.929	17,7	0,0
21	8,5	16,4	11,3	5,1	852	0	7.779	19,9	0,0
22	8,4	16,0	11,3	4,8	852	0	8.630	22,1	0,0
23	8,1	15,3	11,3	4,0	840	0	9.480	24,3	0,0
24	7,7	14,2	11,3	2,9	614	0	10.320	26,4	0,0
Total (24h)						-9.680			-14,0

Tabela 3.3 - Diagrama parcial da planilha de cálculo do segundo modo de operação.

Hora	Velocidade do Vento (m/s)	Energia Eólica (MWh)	Garantia Física (MWh)	Balço Energia (MWh)	H2 Produzido (m3)	H2 Consumido (m3)	H2 Tanque (m3)	Pressão Tanque (bar)	CaC (MWh)
1	7,5	13,5	9,1	4,4	900	0	5.987	12,2	0,0
2	7,1	12,4	9,1	3,3	673	0	6.887	14,1	0,0
3	6,8	11,7	9,1	2,6	523	0	7.560	15,5	0,0
4	6,7	11,3	9,1	2,2	447	0	8.083	16,7	0,0
5	6,5	10,9	9,1	1,8	372	0	8.530	17,7	0,0
6	6,3	10,2	9,1	1,1	221	0	8.902	18,5	0,0
7	6,1	9,9	9,1	0,8	146	0	9.123	19,0	0,0
8	5,9	9,1	9,1	0,0	0	0	9.269	19,4	0,0
9	5,7	8,8	9,1	-0,3	0	0	9.269	19,4	0,0
10	5,7	8,8	9,1	-0,3	0	0	9.269	19,4	0,0
11	5,9	9,1	9,1	0,0	0	0	9.269	19,4	0,0
12	6,1	9,9	9,1	0,8	146	0	9.269	19,4	0,0
13	6,8	11,7	9,1	2,6	523	0	9.414	19,7	0,0
14	7,6	13,8	9,1	4,7	975	0	9.937	20,9	0,0
15	8,3	15,7	9,1	6,5	1.251	0	10.912	22,9	0,0
16	8,7	16,7	9,1	7,6	1.251	0	12.163	25,3	0,0
17	8,9	17,5	9,1	8,4	1.251	0	13.414	27,6	0,0
18	8,9	17,5	14,1	3,4	687	-3.632	14.665	30,0	-5,3
19	8,8	17,1	14,1	3,0	612	-3.632	11.720	24,0	-5,3
20	8,7	16,7	14,1	2,6	536	-3.632	8.700	17,9	-5,3
21	8,5	16,4	14,1	2,3	461	-3.632	5.605	11,7	-5,3
22	8,4	16,0	9,1	6,9	1.251	0	2.435	5,3	0,0
23	8,1	15,3	9,1	6,2	1.251	0	3.686	7,6	0,0
24	7,7	14,2	9,1	5,1	1.050	0	4.936	10,0	0,0
Total (24h)						-14.526			-21,1

- Eletrolisador

A quantidade de energia disponível para o eletrolisador e a quantidade de hidrogênio demandada são características relevantes na escolha do eletrolisador, pois uma irá influenciar na faixa de operação e a outra na capacidade de produção do eletrolisador. Para este sistema a energia disponível, expresso pelo balanço de energia na Tabela 3.2 e Tabela 3.3, é proveniente do excedente da energia fornecida pela usina eólica após o suprimento da carga demandada, ou seja, a garantia física da usina eólica.

Através da planilha (Tabela 3.2 e Tabela 3.3, elipse azul) verifica-se, através do balanço de energia efetuado pela simulação da planilha eletrônica, qual a capacidade máxima de produção o eletrolisador deve apresentar para que o sistema de armazenamento se mantenha operacional ao longo do dia. A faixa de pressão deve ser selecionada de acordo com as necessidades do sistema. Como neste sistema não será utilizado compressor, é interessante utilizar um eletrolisador que forneça o gás a uma pressão superior à pressão atmosférica. Com base nos equipamentos comerciais que se tem conhecimento, foi escolhido um equipamento que opera a 30 bar. Caso fosse utilizado um compressor, o eletrolisador poderia operar à pressão atmosférica, mas, como desvantagem, haveria um maior consumo de energia para a compressão e mais um componente no sistema, o que aumentaria os custos de operação e manutenção. A Tabela 3.4 resume as características do eletrolisador.

- Tanque de armazenamento

A quantidade de hidrogênio no reservatório deve garantir a operação da célula a combustível nos momentos onde o balanço de energia entre a energia eólica e a energia demandada é negativa, ou seja, quando há déficit de energia. Por esse motivo, o tanque de armazenamento, no início da operação, não deve estar vazio.

Tendo o seu volume interno definido na escolha do tanque e a pressão definida pela pressão máxima do eletrolisador, o próximo passo é variar o número de tanques de armazenamento até que a quantidade de hidrogênio seja suficiente para manter o sistema operante ao longo do dia. A atenção a ser tomada é com relação à pressão, pois ela não deverá ser menor que a pressão de funcionamento da célula a combustível (4 bar) nem maior que a pressão determinada pelo eletrolisador, já que o sistema não contará com um compressor para que se

possa atingir maiores pressões. Quando essas condições forem alcançadas o número de tanques de armazenamento é determinado.

- Célula a combustível

A célula a combustível será utilizada sempre que necessário para complementar o fornecimento de energia eólica ao longo do dia e em outros casos disponibilizar maior quantidade de energia elétrica durante o horário de pico de demanda. Por essa razão, sua potência deverá ser equivalente ao pico de demanda ao longo das 24 h, verificado nas planilhas de cálculo (Tabela 3.2 e Tabela 3.3, elipse vermelha).

A Tabela 3.4 a seguir apresenta o resumo das características dos equipamentos utilizados na metodologia proposta.

Tabela 3.4 – Resumo das características dos equipamentos

Eletrolisador Bipolar Alcalino	
Pressão (bar)	30
Capacidade de Produção (m ³ /h)	100 - 760
Potência média(kW)	2.400
Potência min. média Operação (kW)	120
Eficiência	75%
Tanque de Armazenamento	
Volume hidráulico (m ³)	110
Pressão máxima (bar)	30
Volume máximo de H ₂ (m ³)	2.933
Célula a Combustível	
Potência (kW)	1.000
Eficiência	48% (± 2%)
Consumo (m ³ /kWh)	0,69
Pressão mínima operação (bar)	4

4 Resultados e Discussão

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos através da metodologia proposta e também a análise técnica e econômica dos sistemas estudados.

4.1 Quantidade estimada de energia da usina eólica

Em posse dos valores horários da velocidade do vento ao longo do ano corrigidos para a altura do rotor do aerogerador através da Equação 2.1, foi possível determinar, com o auxílio da planilha do Excell, a frequência de ocorrência da velocidade do vento, ou seja, o número de horas em que cada valor do vento permanece em uma dada velocidade e representá-la por meio de um histograma (Figura 4.1).

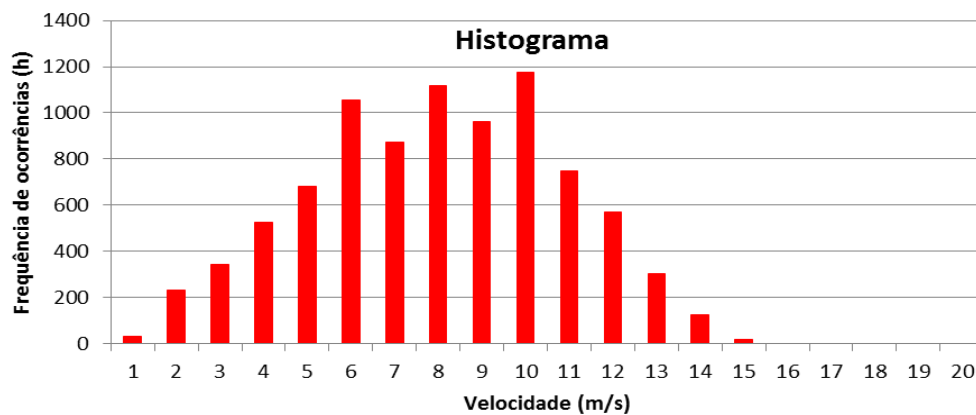
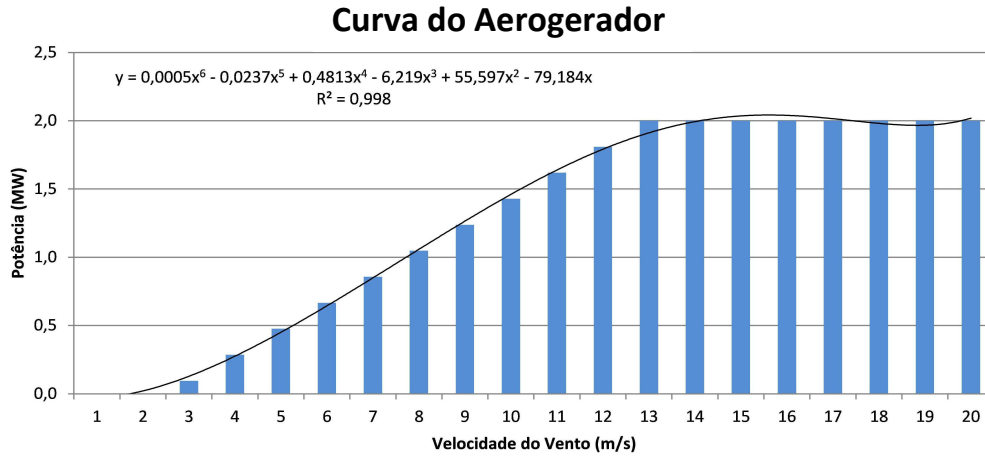
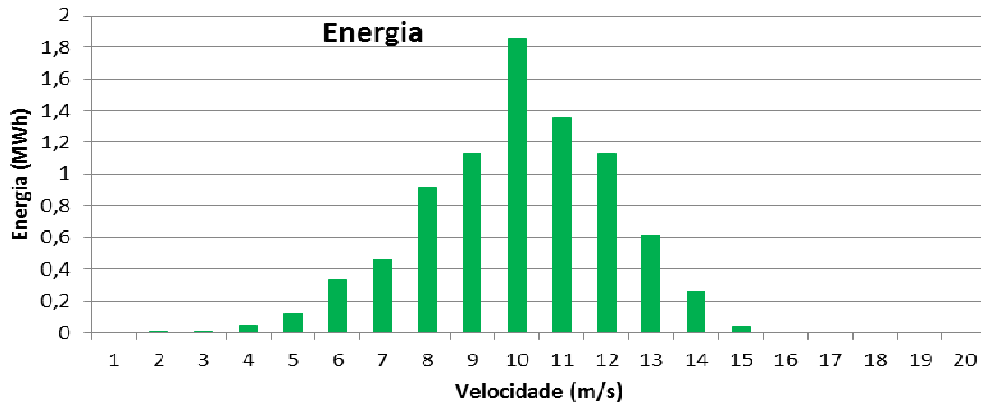


Figura 4.1 – Histograma das velocidades de vento na altura do rotor do aerogerador ao longo do ano.

Em seguida, utilizando a curva de potência do aerogerador fornecida pelo fabricante referente à potência nominal de 2 MW de capacidade (Figura 4.2.a), foi calculada a quantidade estimada de energia elétrica total gerada no período de um ano, de acordo com a Equação 2.5, representada pela (Figura 4.2.b).



a)



b)

Figura 4.2 – a) Parametrização e curva do aerogerador e b) Energia total de cada aerogerador.

Na Tabela 4.1 é apresentado o resultado da quantidade estimada de energia elétrica anual gerada para as diversas velocidades de vento, corrigidas a 78m, altura do rotor do aerogerador adotado neste trabalho.

Tabela 4.1 - Resultado da quantidade estimada de energia anual gerada.

Velocidade do Vento (m/s)	Frequência de Ocorrências (h) f(v)	Potência do Aerogerador (MW) P(v)	f(v)*P(v) (MWh)
1	29	0,000	0
2	232	0,003	1
3	342	0,025	9
4	526	0,082	43
5	682	0,174	119
6	1.057	0,321	339
7	874	0,532	465
8	1.118	0,815	911
9	961	1,180	1.134
10	1.175	1,580	1.857
11	747	1,810	1.352
12	572	1,980	1.133
13	301	2,050	617
14	126	2,050	258
15	18	2,050	37
16	0	2,050	0
17	0	2,050	0
18	0	2,050	0
19	0	2,050	0
20	0	2,050	0
Total	8.760		8.274

Portanto, multiplicando-se a energia elétrica total produzida por um aerogerador pelo número de aerogeradores (15), obtém-se 124.108 MWh, que é a quantidade estimada de energia elétrica anual gerada pela usina eólica.

4.2 Cálculo da garantia física de energia

Para calcular a garantia física da usina eólica é necessário conhecer os valores mensais de produção de energia apresentados na certificação. Os valores de certificação aplicados neste estudo e apresentados na Tabela 4.2, foram calculados através da parametrização da curva de potência do aerogerador fornecida pelo fabricante (Figura 4.2a).

Tabela 4.2 - Garantia física (GF) da usina eólica.

Mês	Certificada	Adotada
	MWh	MWh
Janeiro	10.607	7.425
Fevereiro	9.551	6.686
Março	8.237	5.766
Abril	6.106	4.274
Mai	5.896	4.127
Junho	6.952	4.867
Julho	7.105	4.974
Agosto	9.926	6.948
Setembro	12.837	8.986
Outubro	12.652	8.856
Novembro	12.451	8.716
Dezembro	12.320	8.624
Total	114.640	80.248
GF (MW)	13	9.1

A partir dos dados da certificação, o compromisso firme de entrega de energia a ser adotado deve ser menor ou igual aos valores da certificação, ressaltando-se que quanto mais próximos esses valores, maior o risco em não cumprir os montantes de energia de seus contratos. O valor médio adotado pelas usinas instaladas na Região Nordeste para a garantia física, segundo o boletim de acompanhamento das usinas eólicas disponível no site da ONS, é de 30% da potência nominal, que corresponde a 70% dos valores da certificação.

Levando esses parâmetros em consideração e utilizando a equação 2.6, a Tabela 4.2 apresenta além da garantia física máxima estimada na certificação, a garantia física adotada e utilizada nos modos de operação do sistema, conforme definições dadas na seção 2.2.5.

A diferença entre a quantidade anual estimada de energia e a quantidade anual apresentada na certificação é explicada pela forma que cada uma foi calculada: enquanto a quantidade estimada utiliza uma faixa de velocidade nos seus cálculos, ou seja, aproxima para valores inteiros de velocidade, o cálculo da quantidade total da certificação considera os valores individualmente, não aproximando os valores para o intervalo definido como na faixa de velocidade.

Embora a garantia física adotada esteja expressa na forma de potência (MW), e como os dados de entrada considerados são horários, pela definição de energia esse mesmo valor indica a quantidade de energia disponível ou utilizada nesse intervalo de tempo, MWh.

A representação gráfica da garantia física adotada pode ser visualizada através da Figura 4.3, onde é possível verificar que a garantia física indica a geração mínima da usina eólica.

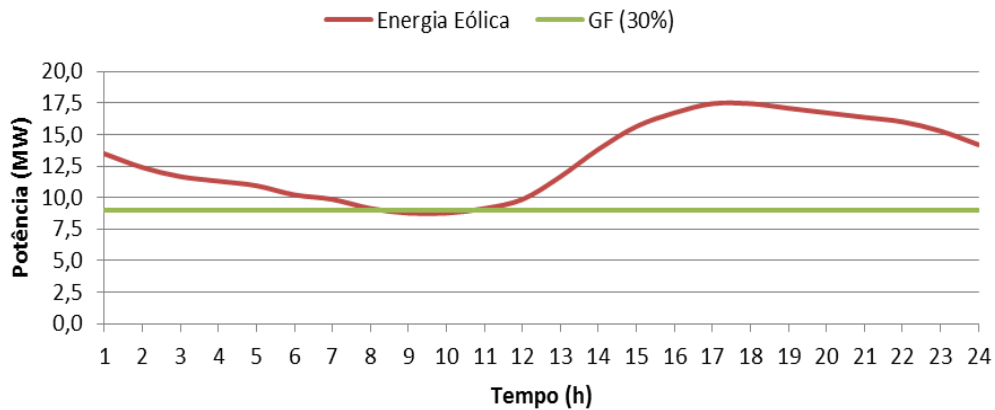


Figura 4.3 – Representação gráfica da garantia física da usina eólica.

4.3 Análise técnica dos sistemas

Para os sistemas eólicos com armazenamento de energia elétrica na forma de hidrogênio eletrolítico, alguns equipamentos devem ser associados ao sistema eólico para que possa ocorrer o armazenamento. Dessa forma, a Tabela 4.3 resume as principais características dos modos de operação utilizados neste estudo, aplicando a metodologia descrita no capítulo anterior.

Tabela 4.3 – Características dos equipamentos segundo os modos de operação.

Modos de Operação	Eletrolisador		Tanque de armazenamento		Célula a Combustível (kW)
	Potência (kW)	Produção (m ³ /h)	Quantidade (unid.)	Volume (m ³)	
1	4.080	850	4	11.732	3.000
2	6.000	1.250	6	17.598	5.500

Eletrolisador

De acordo com os resultados da Tabela 4.3, a potência e a capacidade de produção dos eletrolisadores apresentaram diferença de 1.920 kW e 400 m³ entre os modos de operação. Tais diferenças estão relacionadas ao fato de que no segundo modo de operação a garantia física não foi modificada, havendo maior potência disponível para a geração do hidrogênio, exigindo, conseqüentemente, um eletrolisador de maior potência. No primeiro modo a elevação da garantia física reduziu a potência disponível para eletrólise.

Tanque de armazenamento

A Figura 4.4 apresenta a variação da quantidade de hidrogênio armazenado ao longo das 24 horas relativas ao primeiro modo de operação. Nota-se que o momento de menor quantidade de hidrogênio armazenado nos tanques corresponde à pressão de 5 bar, atendendo a condição mínima de operação da célula a combustível (4 bar).

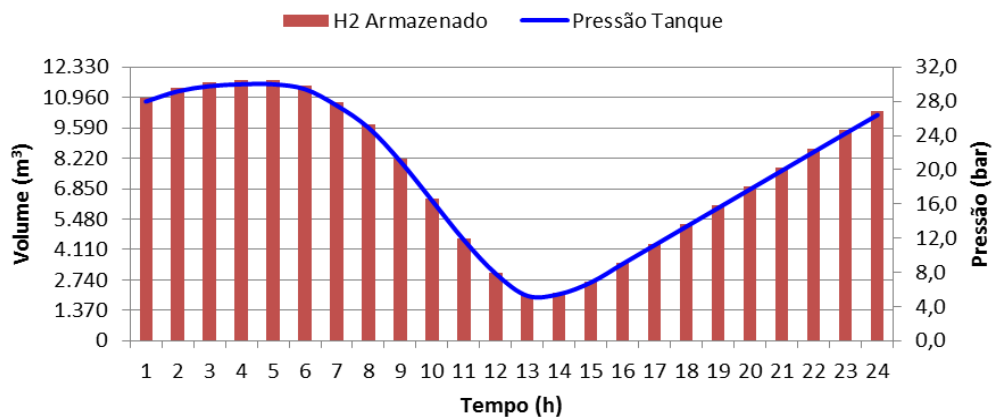


Figura 4.4 – Variação da quantidade e pressão do hidrogênio armazenado com relação ao primeiro modo de operação.

A quantidade de hidrogênio armazenado no segundo modo de operação foi maior que o primeiro modo, pois no segundo modo há uma maior produção de hidrogênio. A Figura 4.5 apresenta a variação da quantidade e pressão do hidrogênio armazenado.

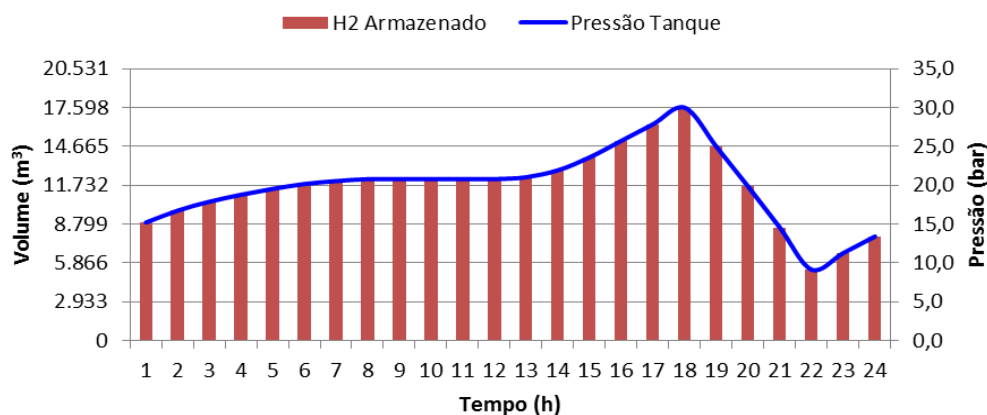


Figura 4.5 – Variação da quantidade e pressão do hidrogênio armazenado com relação ao segundo modo de operação.

Célula a Combustível

As diferenças entre as potências das células a combustível apresentadas na Tabela 4.3 está relacionada ao fato do segundo modo de operação concentrar o fornecimento de energia no horário de pico, o que leva a uma potência maior de célula a combustível.

Balanco de Energia

O balanço de energia, tanto do sistema eólico sem armazenamento quanto do sistema com armazenamento de energia na forma de hidrogênio, estão representados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Quantidades anuais de energia elétrica dos sistemas sem e com armazenamento considerando o primeiro e segundo modos de operação.

	Energia Elétrica		
	Eólico	Eólico+H2 – Modo 1	Eólico+H2 – Modo 2
Energia fornecida pela Usina Eólica (MWh)	114.640	114.640	114.640
Garantia Física (MWh)	80.248	98.591	80.248
Energia consumida pelo Eletrolisador (MWh)	-----	19.206	25.932
Energia fornecida pela CaC (MWh)	-----	5.799	8.760
Energia possível de ser negociada no Spot (MWh)	34.392	0	0

Como resultado da simulação da planilha eletrônica é possível verificar, pela Tabela 4.4 e Figura 4.6, que a usina eólica, quando faz uso do hidrogênio como meio armazenador de energia, tem sua garantia física aumentada em até 7,5%, passa dos 30% (9,1 MW) para 37,% (11,3 MW), uma vez que nos momentos onde a oferta de energia da usina eólica é menor que a sua garantia física, a situação é equilibrada pela célula a combustível através da reconversão do hidrogênio em energia elétrica, representando dessa forma, um acréscimo de 18.343 MWh (22,8%) na quantidade de energia a ser disponibilizada.

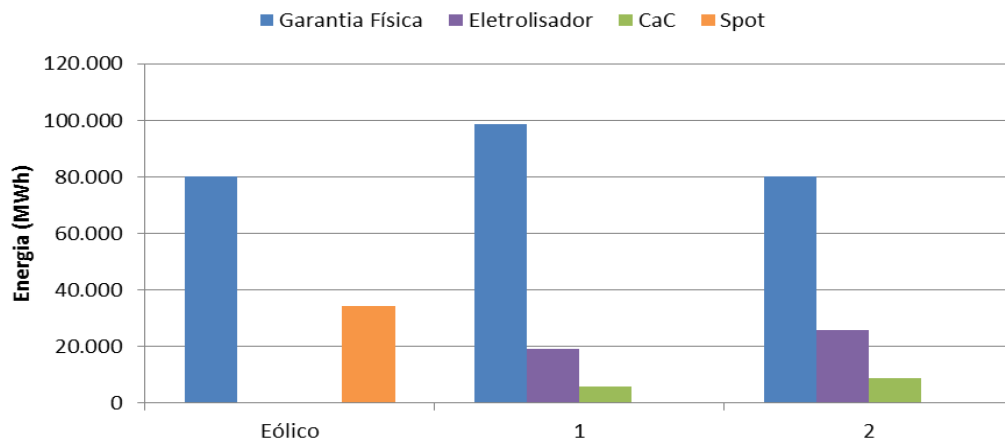


Figura 4.6 – Resumo do balanço de energia elétrica dos sistemas eólicos com e sem armazenamento de energia.

Com respeito ao excedente de energia, ou seja, a quantidade de energia possível de ser negociada no mercado de curto prazo (spot), no sistema eólico sem armazenamento esse excedente pode atingir 30% da energia total fornecida pela usina, enquanto que no sistema com armazenamento esse excedente de energia se reduz a praticamente zero. Essa redução é explicada pela introdução do eletrolisador no sistema, onde o excedente de energia foi direcionado ao eletrolisador para produção de hidrogênio. Essa redução também contribui para que não haja o risco referente à comercialização de curto prazo.

Já o sistema eólico com armazenamento operando de acordo com o segundo modo de operação, disponibiliza uma quantidade maior de energia no horário de pico de demanda mantendo a garantia física da usina em 30%. O acréscimo de energia, alcançado pela utilização da célula a combustível, foi de 10,9%, disponibilizada no horário de pico, de maior rentabilidade.

Com esse modo de operação o excedente de energia também foi reduzido a zero, cuja redução também está relacionada à operação do eletrolisador no sistema.

Nesse ponto cabe uma observação: como a curva de geração de energia elétrica na usina eólica apresenta um aumento na geração que se estende até o horário de pico (Figura 3.7), então a análise do segundo modo de operação é feita no sentido de demonstrar mais uma possibilidade de operação da usina eólica utilizando armazenamento de energia.

Quantidade de hidrogênio produzido, consumido e armazenado

As quantidades de hidrogênio envolvidas nos modos de operação podem ser observadas na Figura 4.7. A justificativa para que mesmo sendo iguais as quantidades produzidas e consumidas de hidrogênio ainda exista um excesso de hidrogênio armazenado, está no fato da célula a combustível somente operar com uma pressão de gás superior a 4 bar e também no fato de que a quantidade inicial de hidrogênio armazenada deve ser suficiente para suprir a demanda da célula a combustível quando necessário.

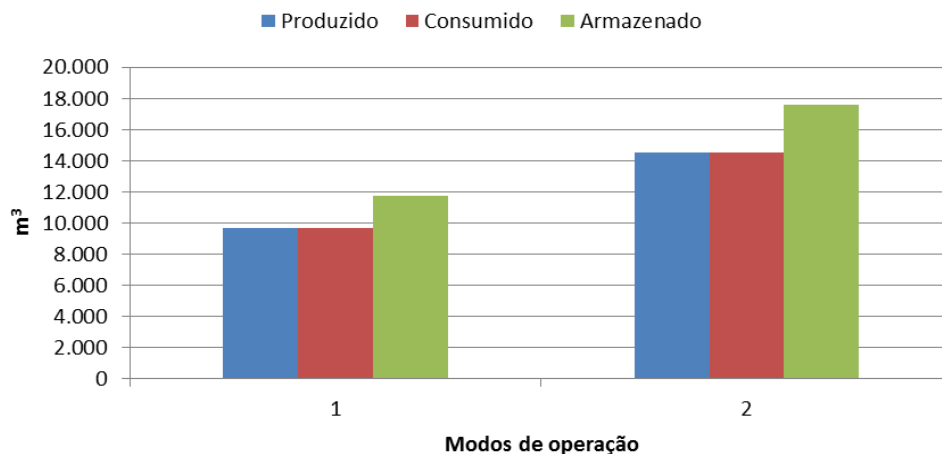


Figura 4.7 – Quantidades de hidrogênio produzida, consumida e armazenada com relação aos modos de operação.

Eficiência e perdas

A eficiência do conjunto (eletrolisador/célula a combustível), considerando uma eficiência de 75% do eletrolisador (ELT, 2011) e 48% da célula a combustível (BALLARD, 2011) é de 36%, enquanto que a eficiência do sistema sem armazenamento, para uma velocidade do vento

média de 7,5 m/s é de 41% (máximo de 59,3%, limite de Betz). A menor eficiência dos sistemas com armazenamento deve-se à inclusão desse conjunto de equipamentos.

Com relação às perdas de energia, da quantidade de energia que é destinada ao eletrolisador, em média, apenas 30% é recuperada pela célula a combustível, sendo o restante perdido na forma de calor pelo eletrolisador e pela célula a combustível.

4.4 Análise econômica dos sistemas

Nesta seção são analisados os aspectos econômicos de acordo com a abordagem descrita na seção 2.9.

Custos dos sistemas

Os custos dos sistemas estão apresentados nas tabelas a seguir, onde estão relacionados os valores de cada equipamento que compõem os sistemas, os gastos relativos à reposição programada dos equipamentos e os custos de operação e manutenção.

A Tabela 4.5 apresenta o fluxo de caixa do sistema eólico sem armazenamento de energia elétrica com o auxílio da eq. 2.14. A vida útil do sistema foi considerada igual a 20 anos, a mesma dos aerogeradores. Portanto, nesse período não haverá gastos com troca de equipamentos, apenas gastos com operação e manutenção.

Tabela 4.5 – Custo total do sistema eólico sem armazenamento de energia de acordo com o fluxo de caixa.

Usina Eólica	Investimento Inicial			Investimento Complementar		
	Qtd. (unid.)	Preço Unitário (R\$)	Preço Total (R\$)	O&M (R\$)	Total Geral (R\$)	Total Geral (%)
Aerogerador	15	5.600.000	84.000.000	14.302.787	98.302.787	73%
Outros*	1		36.000.000		36.000.000	27%
Total			120.000.000	14.302.787	134.302.787	

* Obras civis e infraestrutura elétrica. Fonte: CUSTÓDIO,2009.

Segundo contato por e-mail com a Wobben Windpower, empresa de aerogeradores instalada em Sorocaba/SP, o preço de uma usina eólica de 30 MW de potência instalada é de R\$ 120.000.000,00, sendo que os aerogeradores representam em média 70% desse valor (CUSTODIO, 2009).

O valor adotado neste trabalho relativo aos gastos com operação e manutenção do aerogerador foi de 2% do custo inicial do aerogerador (CUSTODIO, 2009). Neste sistema o aerogerador representou 73% do custo total do sistema.

Custo da energia elétrica da usina eólica

Para calcular o custo da energia elétrica produzida pela usina eólica foi utilizada a Equação 2.14, impondo o valor do VPL igual a zero. Pela análise do cálculo do fluxo de caixa ao longo dos 20 anos (Anexo C), foi calculado o custo mínimo da energia elétrica produzida pela usina eólica em R\$/MWh. Nestes cálculos foi utilizada uma taxa de desconto de 10% e fator de disponibilidade de 97% (CUSTÓDIO, 2009). Quanto à produção anual total de energia elétrica, considerou-se um valor de 114.640 MWh/ano.

Com base nos parâmetros definidos anteriormente, o custo da energia elétrica calculada para a usina eólica foi de 130,00 R\$/MWh.

Buscando-se avaliar o custo da energia elétrica produzida pela usina eólica em um contexto de mercado, realizou-se o cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de *payback*, para um estudo de caso onde a energia elétrica produzida seria negociada no ambiente de comercialização livre, onde os valores negociados podem ser mais competitivos, tais valores estão expressos na Figura 4.8.

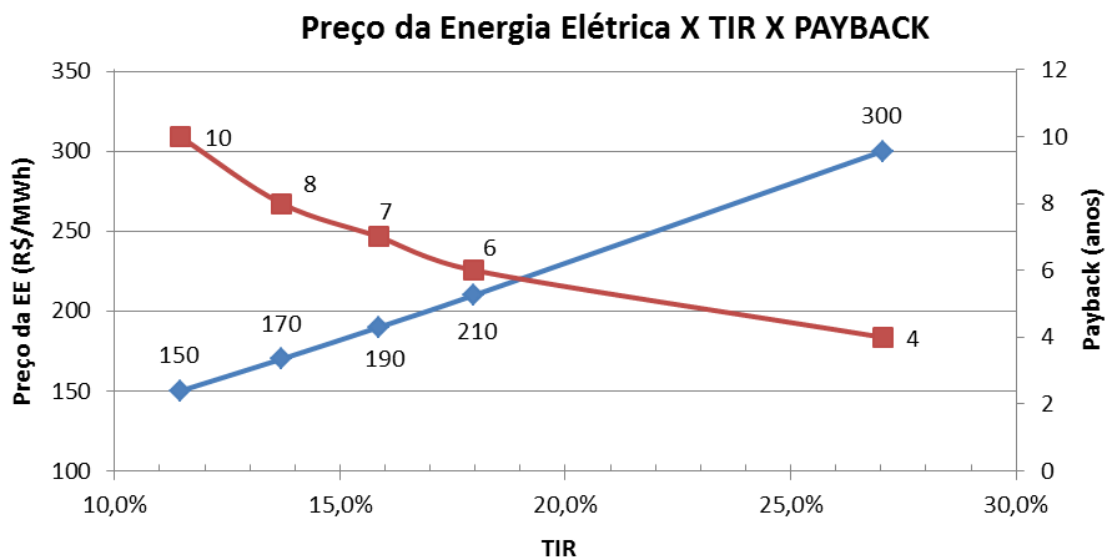


Figura 4.8 – TIR para o preço da energia elétrica do último leilão e outros valores de energia.

De acordo com o resultado apresentado na figura acima, para obter uma TIR de 11,5%, a energia elétrica da usina eólica deve ser negociada a 150 R\$/MWh, valor 50% acima do negociado no último leilão de 2011 (99,6 R\$/MWh). Analisando o *payback* para essa TIR, pode-se observar, também a partir da Figura 4.7, que o investimento inicial da usina eólica seria pago em 10 anos. Por outro lado, considerando-se a maior TIR apresentada na figura, o preço da energia elétrica, sem impostos, seria de 300 R\$/MWh e o *payback* de 4 anos.

A redução no valor da energia eólica apresentado no último leilão é explicada por uma série de fatores: pelo aumento na participação de grandes grupos nos leilões, inclusive com a participação de fornecedores de equipamentos eólicos em empreendimentos, como uma forma de garantir sua entrada no mercado brasileiro; a forte disputa entre os fornecedores de equipamentos, além da desvalorização do dólar, contribuindo para um decréscimo dos custos de investimento; a entrada de fornecedores de equipamentos chineses com preços muito competitivos; e estratégias de comercialização de energia de complexos eólicos diferenciadas, combinando venda em leilões e no ACL (ACENERGIA, 2011).

A Tabela 4.6 apresenta, de acordo com o fluxo de caixa, os custos totais dos sistemas eólicos com armazenamento em hidrogênio, correspondente aos modos de operação, calculados de acordo com os valores dos equipamentos encontrados no trabalho de Telli (2011), eletrolisador (3.500 R\$/kW), tanque de armazenamento (612,50 R\$/kg) e célula a combustível (3000 R\$/kW). Para todos os modos foi considerado um período de 20 anos para a vida útil do sistema. O eletrolisador e o tanque de armazenamento apresentam essas mesmas durações, excetuando-se a célula a combustível com 10 anos. Logo, esses equipamentos são os únicos responsáveis por agregar gastos relativos à operação e manutenção no período considerado (20 anos). Os valores utilizados neste trabalho, para operação e manutenção foram, 2% ao ano e 0,5% a cada 5 anos, relativos ao custo inicial do eletrolisador e célula a combustível, e ao tanque de armazenamento respectivamente, obtidos no trabalho de Bernal (2008).

Tabela 4.6 – Custos totais dos sistemas eólicos com armazenamento.

	Investimento Inicial			Investimento Complementar		
	Qtd. (unid.)	Preço Unitário (R\$)	Preço Total (R\$)	O&M e Troca (R\$)	Total Geral (R\$)	Total Geral (%)
Modo 1						
Eletrolisador	1	14.280.000	14.280.000	2.431.474	16.711.474	52,6
Tanque de H2	4	145.163	580.650	4.049	584.699	1,8
CaC	1	9.000.000	9.000.000	5.002.331	14.002.331	44,0
Controle	1	500.000	500.000		500.000	1,6
Total			24.360.650	7.437.854	31.798.503	
Modo 2						
Eletrolisador	1	21.000.000	21.000.000	3.575.697	24.575.697	47,6
Tanque de H2	6	145.163	870.975	6.073	877.048	1,7
CaC	1	16.500.000	16.500.000	9.170.940	25.670.940	49,7
Controle	1	500.000	500.000		500.000	1,0
Total	1		38.870.975	12.752.710	51.623.685	

No primeiro modo de operação, o eletrolisador e a célula a combustível representaram os principais investimentos e custos, como pode ser visualizado na Figura 4.9. Já no segundo modo de operação, é possível visualizar na Figura 4.10 que esses dois equipamentos apresentam participações relativamente pouco menores.

Com relação aos tanques de armazenamento, nos dois modos de operação a contribuição percentual tanto no investimento inicial quanto no custo total dos sistemas foram praticamente os mesmos, o que leva a se concluir que uma quantidade maior de hidrogênio pode ser armazenada sem que haja um impacto significativo nos investimentos dos sistemas.

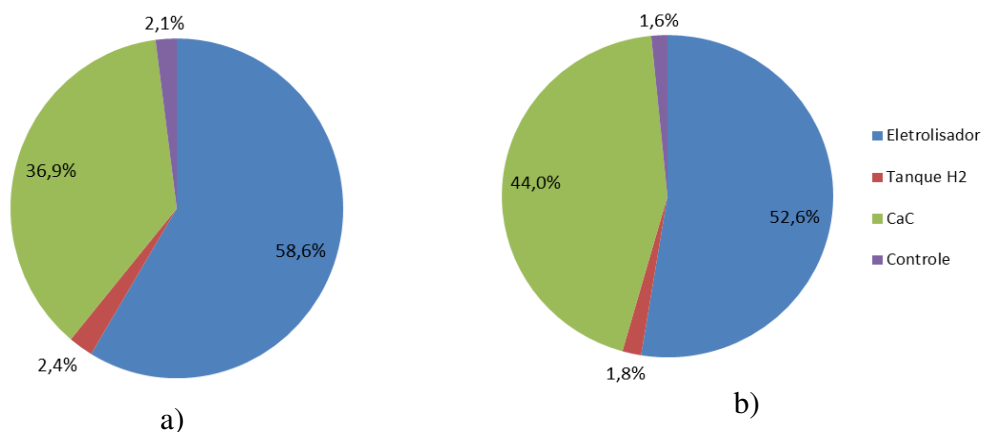


Figura 4.9 – Contribuição percentual de cada equipamento no investimento inicial (a) e no custo total (b), considerando o primeiro modo de operação.

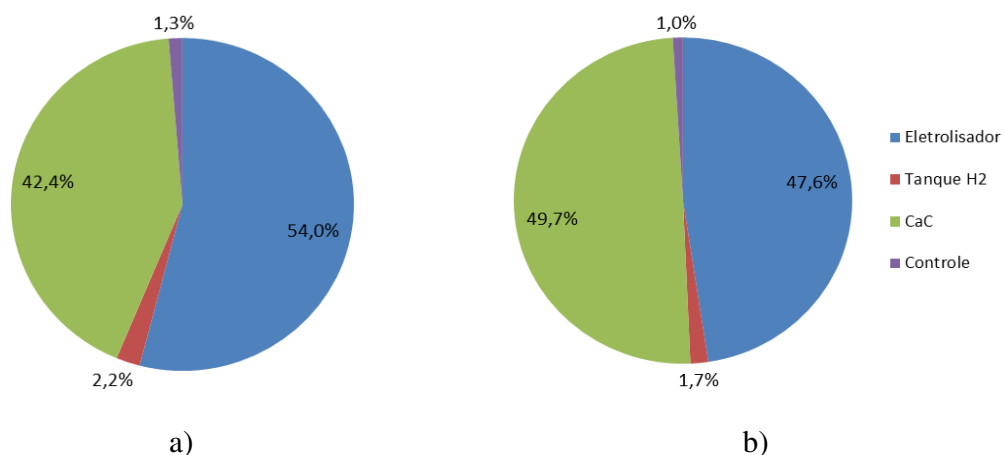


Figura 4.10 – Contribuição percentual de cada equipamento no investimento inicial (a) e no custo total (b), considerando o segundo modo de operação.

No estudo realizado pelo *European Parliament's committee on Industry, Research and Energy (ITRE)* de 2008 da comunidade europeia sobre as perspectivas das tecnologias de armazenamento de energia, o custo de um sistema de armazenamento utilizando hidrogênio e células a combustível foi estimado entre US\$ 8.000 e US\$ 40.000 por kWh. Neste trabalho o custo do kWh calculado foi de US\$ 10.150, indicando uma concordância entre os valores calculados e a referência encontrada na literatura.

Considerando um sistema de armazenamento utilizando baterias de lítio (titanato de lítio), tecnologia bastante desenvolvida e consolidada, o sistema apresenta um custo de US\$ 1.000/kWh

(KEMA, 2008), ou seja, o sistema utilizando hidrogênio e célula a combustível se encontra 10 vezes mais caro.

Custo do hidrogênio

Para calcular o custo do hidrogênio produzido pelos modos de operação, também foi utilizada a Equação 2.14 impondo-se o valor do VPL igual a zero. Pela análise do cálculo do fluxo de caixa de cada modo de operação, ao longo dos 20 anos, foi calculado o custo mínimo do hidrogênio produzido por cada modo de operação em R\$/kg. Os valores assumidos para o cálculo dos fluxos de caixa estão apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Resultados do custo do hidrogênio para os dois modos de operação.

Valores assumidos		
	Modo 1	Modo 2
Taxa de desconto	10%	10%
Custo da energia elétrica (R\$/MWh)	130	130
Qtd. energia utilizada (MWh/ano)	19.206	25.932
Fator de disponibilidade	95%	95%
Fator de utilização	67%	83%
Produção anual de H2 (kg/ano)	285.490	428.396
Resultado		
Custo do H2 (R\$/kg)	14,45	14,31

Na Tabela 4.8 é possível verificar a parcela de cada um dos equipamentos e insumos que contribuem na composição do custo final do hidrogênio.

Tabela 4.8 – Composição do custo do hidrogênio

	Modo 1	Modo 2
Custo do H₂ (R\$/kg)	14,45	14,31
Eletrolisador	5,88	5,76
Armazenamento	0,27	0,24
Custo Eletricidade	7,30	7,34
O&M Eletrolisador	1,00	0,97
O&M Armazenamento	0,00	0,00

O hidrogênio, além de um meio para armazenar energias renováveis, pode também apresentar diferentes utilizações, não apenas com o fornecimento de eletricidade novamente para a rede, mas também como insumo industrial e ainda como combustível veicular utilizando células a combustível. Alguns estudos como o Power2gas (2011), tem mostrado que uma oportunidade de armazenamento do hidrogênio é injetá-lo no gás natural, aproveitando toda a sua infraestrutura já existente de distribuição.

Custo da energia elétrica gerada pela célula a combustível

O cálculo do custo da energia elétrica gerada pela célula a combustível é análogo ao cálculo do custo do hidrogênio, assumindo os valores para o fluxo de caixa apresentado na Tabela 4.9 (Anexo D e E).

Tabela 4.9 - Resultados do custo da energia elétrica para os dois modos de operação.

Valores assumidos		
	Modo 1	Modo 2
Taxa de desconto	10%	10%
Custo anual com H₂ (R\$)	4.126.021	6.132.369
Fator prod. de energia elétrica na CaC (kWh/kgH₂)	16,24	16,24
Fator de disponibilidade	95%	95%
Fator de utilização	33,3%	16,6%
Qtd. energia gerada (MWh/ano)	5.799	8.760
Resultado		
Custo da energia (R\$/MWh)	1.180	1.250

Na Tabela 4.10 é possível verificar a parcela de cada um dos equipamentos e insumos que contribuem na composição do custo final da energia elétrica gerada pela célula a combustível.

Tabela 4.10 – Composição do custo da energia elétrica.

	Modo 1	Modo 2
Custo da E.E. (R\$/MWh)	1.180	1.250
Célula a Combustível	210	250
Controle	20	20
Troca CaC	80	115
O&M CaC	50	55
Custo H₂	820	810

Para avaliar o custo do hidrogênio e energia elétrica produzida por esse sistema em um contexto de mercado, realizou-se o cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de *payback*. Os resultados estão apresentados respectivamente nas Figura 4.11 e Figura 4.12.

De acordo com o resultado apresentado na Figura 4.11, a TIR do hidrogênio negociado pelo valor de 15,00 R\$/kg, é de 11,5% e, analisando o *payback* para essa TIR, pode-se observar que o investimento é recuperado em 18 anos, tempo que está muito próximo da vida útil dos equipamentos. Por outro lado se o valor negociado for de 24,00 R\$/kg, a TIR sobe para 30% e o *payback* para 8 anos.

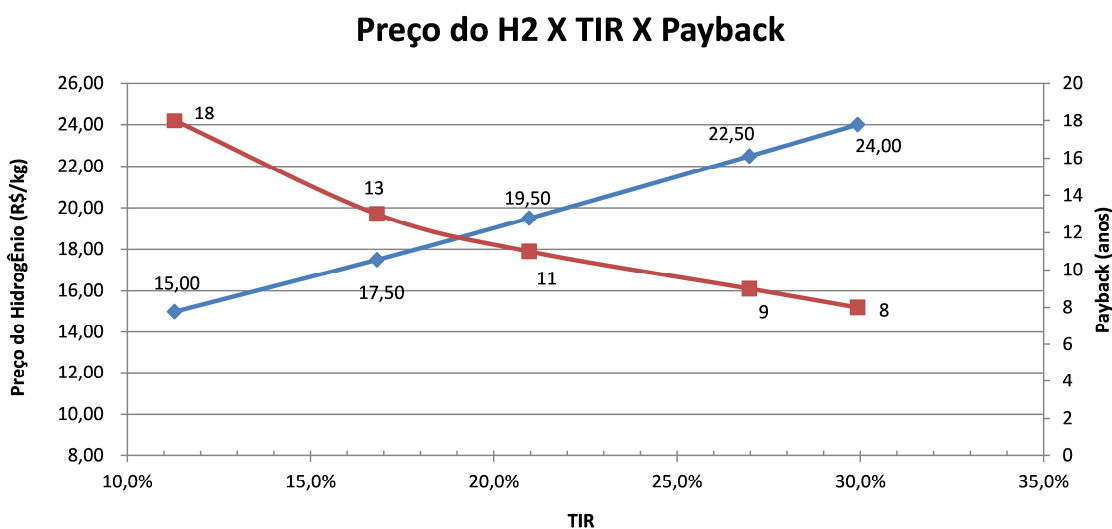


Figura 4.11 – TIR e *payback* para o preço do hidrogênio produzido.

Com relação à energia elétrica produzida pela célula a combustível, observando a Figura 4.12, para se obter uma TIR de 11,5% o preço da energia elétrica deve ser negociado a 1.210 R\$/MWh. Analisando o *payback* para essa TIR, o investimento seria pago em 18 anos; por outro lado, considerando-se a maior TIR de 23%, o preço da energia elétrica, sem impostos, seria de 1.400 R\$/MWh e o *payback* reduziria para 9 anos.

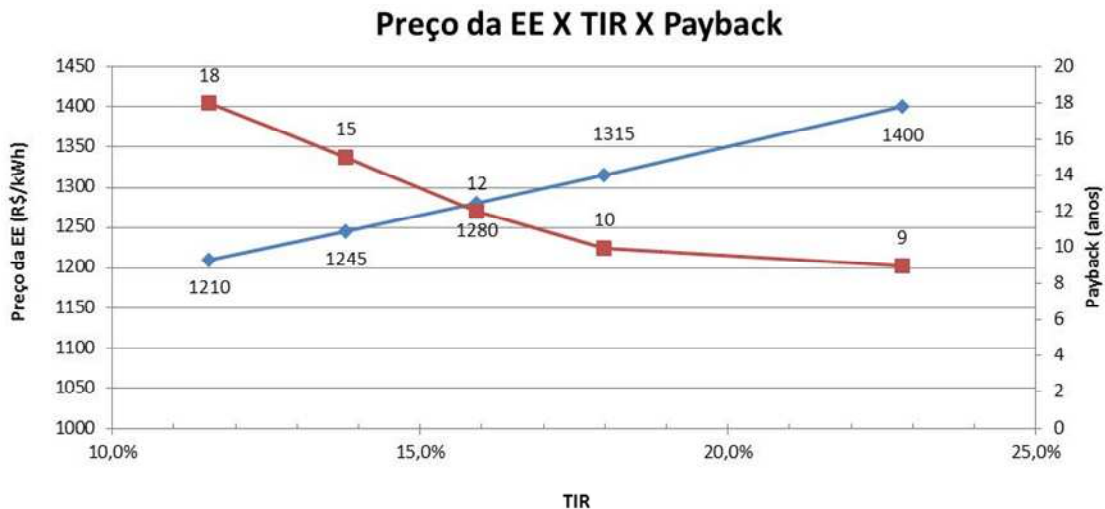


Figura 4.12 – TIR e payback para o preço da energia produzida.

Análise da sensibilidade dos sistemas

A análise de sensibilidade da energia elétrica produzida pela usina eólica sem armazenamento (Figura 4.13) foi realizada a partir da variação do custo do investimento inicial da usina e da taxa de desconto.

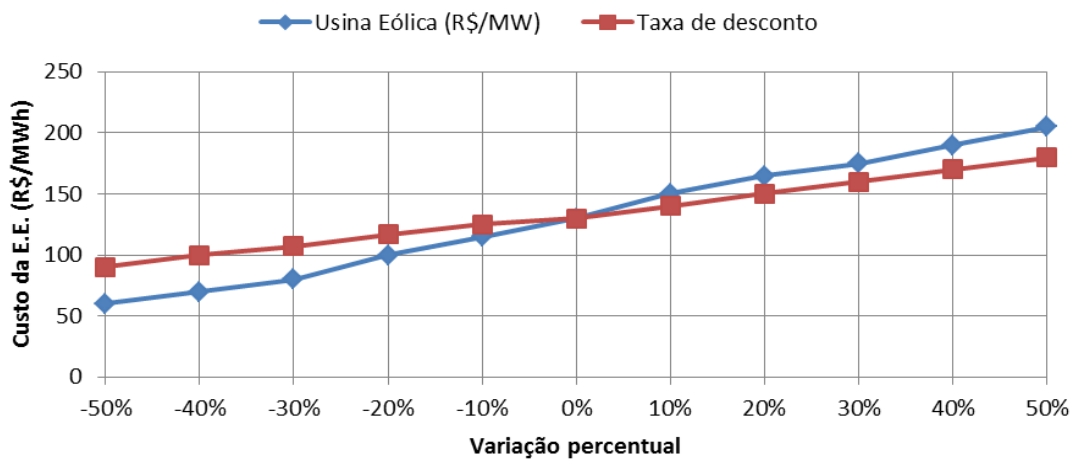


Figura 4.13 – Sensibilidade do custo da energia elétrica produzida pela usina eólica com relação ao custo do investimento inicial da usina eólica e a taxa de desconto.

Observando a Figura 4.13 verifica-se que o custo do investimento inicial da usina e a taxa de desconto apresentam relações diretamente proporcionais ao custo da energia elétrica. No

entanto, o custo do investimento inicial apresenta uma taxa de variação um pouco maior do que a taxa de desconto, pois uma redução de 20% no investimento inicial, ou seja, aumento na potência instalada da usina, leva a um custo da energia de 100 R\$/MWh, enquanto a mesma redução na taxa de desconto implica um custo de 127 R\$/MWh na energia elétrica da usina.

A análise de sensibilidade envolvendo os modos de operação da usina eólica com armazenamento em hidrogênio foi feita com a variação do custo dos principais equipamentos utilizados para a produção, armazenamento e reconversão do hidrogênio. A primeira análise pode ser observada na Figura 4.14, considerando a variação do custo do eletrolisador, do custo da energia elétrica, mais a taxa de desconto e o fator de utilização do eletrolisador.

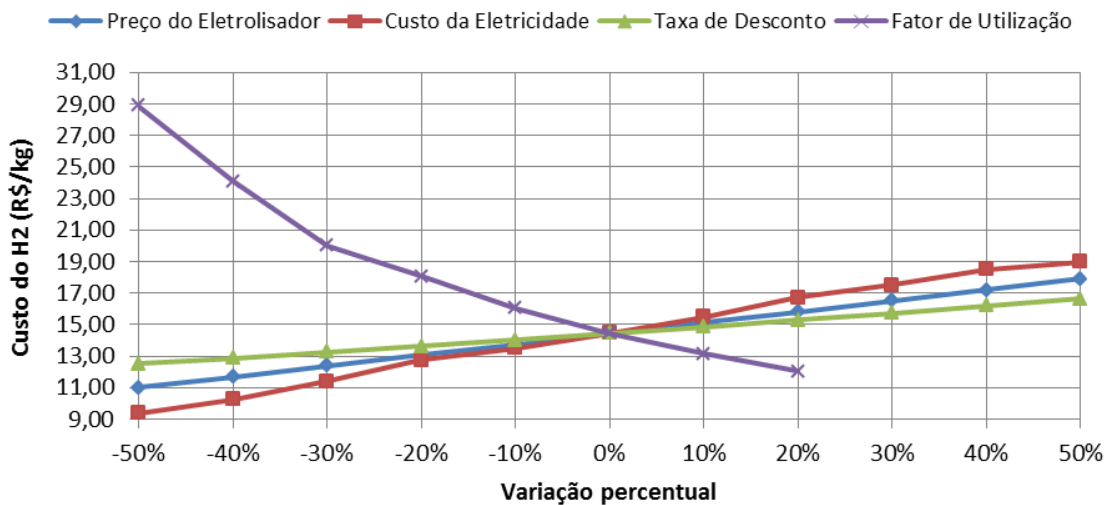


Figura 4.14 – Análise de sensibilidade para o custo do hidrogênio produzido.

As curvas apresentadas referentes ao preço do eletrolisador, custo da eletricidade e a taxa de desconto, mostram uma variação linear com o custo do hidrogênio produzido, com uma inclinação mais acentuada para a curva referente ao custo da eletricidade e do eletrolisador, onde uma redução de 40% no custo da eletricidade reduz o custo do hidrogênio a 10,00 R\$/kg, enquanto essa mesma redução no custo do eletrolisador reduz para 12,00 R\$/kg. Por outro lado, a curva mais impactante no custo do hidrogênio foi a referente ao fator de utilização do eletrolisador, indicando que quanto menos tempo o eletrolisador ficar em operação (variação percentual negativa) maior o custo do hidrogênio.

A segunda análise de sensibilidade levou em consideração a variação do custo da célula a combustível, custo do hidrogênio, taxa de desconto e o fator de conversão de energia elétrica na célula a combustível no custo da energia elétrica produzida pela célula a combustível (Figura 4.15).

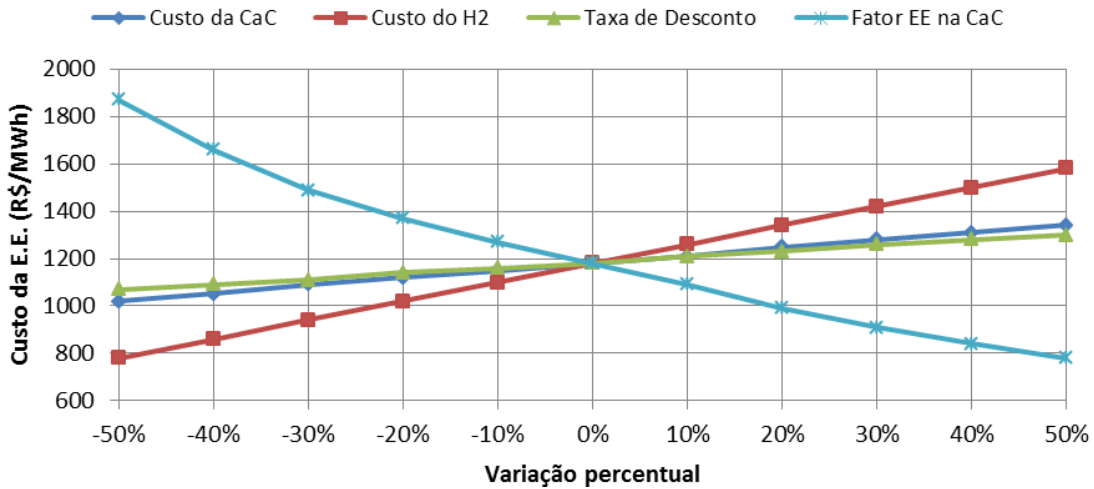


Figura 4.15 – Análise de sensibilidade para o custo da energia elétrica produzida pela célula a combustível.

As curvas apresentadas na Figura 4.15, referentes ao custo da célula a combustível, custo do hidrogênio e a taxa de desconto, também mostram uma variação linear com o custo da energia elétrica produzida, onde a inclinação mais acentuada é observada na curva referente ao custo do hidrogênio, onde a redução em 30% no custo do hidrogênio reduz o custo da energia elétrica produzida na célula a combustível a 950 R\$/MWh. Já a curva mais impactante na variação do custo da energia elétrica foi a referente ao fator de conversão de energia elétrica na célula a combustível, cujo fator está relacionado a eficiência da célula.

Quando comparados com o valor da energia elétrica produzida pela célula a combustível encontrado no trabalho de Bernal (2008), descrito na seção 2.5, os valores calculados, considerando os modos de operação foram em média 40% menor.

Análise comparativa do custo da energia elétrica produzida

Com a usina eólica operando com o hidrogênio como forma de armazenamento de energia elétrica, ela é composta por duas formas de geração para que sua garantia física seja suprida integralmente, ou seja, nos momentos onde a oferta de energia elétrica produzida pela usina eólica é menor que a sua garantia física, a célula a combustível equilibra a produção através da reconversão do hidrogênio em energia elétrica. Dessa forma, ela produz energia com custos diferentes, um relativo à energia eólica e outro à energia da célula a combustível. Para comparar com o custo da energia quando a usina não faz uso do armazenamento, é necessário compor esses dois valores em um custo único que corresponda a essas formas de geração.

Essa composição é feita pela média ponderada das quantidades de energia envolvidas e os seus respectivos custos de energia. Utilizando os valores apresentados na Tabela 4.4 e Tabela 4.9, o custo da energia da usina eólica com armazenamento com relação ao primeiro modo de operação é calculado pela expressão:

$$\frac{92.791 * 130,00 + 5.799 * 1.180,00}{98.590} = 191,76R\$/MWh,$$

e analogamente, para o segundo modo de operação, 250,08 R\$/MWh.

O custo de produção da energia elétrica a partir do primeiro modo de operação proposto foi aproximadamente 47,5% maior que o custo de produção de energia da usina eólica sem armazenamento; já comparando com o valor do segundo modo de operação a diferença fica aproximadamente 92% maior.

Em compensação, esses mesmos custos de energia quando comparados com o preço de energia elétrica disponibilizada na rede elétrica, devem sofrer acréscimos referentes ao transporte e encargos que somam, em média, aproximadamente 50%, sem contabilização do lucro. Contabilizando esse acréscimo, o preço aproximado da energia no primeiro modo de operação atinge o valor de 287,64 R\$/MWh se aproximando do valor praticado na tarifa residencial, que é de 328,83 R\$/MWh (CPFL, 2012). Com relação ao segundo modo de operação, após o acréscimo o valor chega a 375,12 R\$/MWh, sendo mais competitivo já que os valores referentes às tarifas horo-sazonais (grupo verde) no horário de ponta estão entre 718,46 e 920,27 R\$/MWh (CPFL, 2012).

5 Conclusões e sugestões para trabalho futuro

5.1 Conclusões

A potência instalada da usina eólica vem crescendo consideravelmente há mais de uma década, tanto no mundo como também no Brasil, e a tendência é que aumente ainda mais nos próximos anos devido à necessidade de expandir a oferta de energia elétrica e a preocupação cada vez maior em reduzir a emissão de gases de efeito estufa associada ao consumo de combustíveis de origem fóssil.

Por outro lado, o caráter intermitente da geração eólica acaba dificultando a garantia e a continuidade no fornecimento de energia elétrica ao longo do tempo, levando a um desequilíbrio entre a curva de oferta e demanda de eletricidade. A utilização do hidrogênio eletrolítico como meio armazenador de energia se apresenta como uma solução para o problema descrito.

Dos resultados obtidos neste trabalho, as principais conclusões podem ser resumidas como:

1 - No sistema eólico analisado, com potência nominal de 30 MW, a garantia física calculada foi de 9,1 MW médios, que corresponde a aproximadamente 30% da potência nominal. Com a utilização do sistema de armazenamento de eletricidade utilizando hidrogênio, no primeiro modo de operação considerado (aumento da disponibilidade de energia ao longo do dia) a garantia física foi elevada em 7,5%, representando um acréscimo de 22,8% na quantidade de energia disponível na usina. No segundo modo considerado (disponibilidade de energia no horário de pico) a garantia física foi mantida e o acréscimo de eletricidade fornecida na ponta foi de 10,9%.

2 - A quantidade máxima de energia possível de ser negociada no mercado de curto prazo (spot), no sistema eólico sem armazenamento foi de 34.392 MWh/ano, enquanto que no sistema com armazenamento, esse excedente foi reduzido a praticamente zero, no primeiro e segundo modo de operação.

Os riscos associados à negociação de energia no mercado de curto prazo se deve à grande variação no valor do PLD, cujo valor médio praticado em 2011 foi de 29,02 R\$/MWh (CCEE,

2012), muito abaixo do valor de 150,00 R\$/MWh, negociados na garantia física. Portanto, o sistema com armazenamento reduz o risco relativo ao mercado de curto prazo.

3 - A capacidade de produção de hidrogênio calculada segundo a metodologia proposta foi de 850 m³/h para o primeiro modo de operação e 1.250 m³/h no segundo modo. Já a quantidade anual de energia destinada aos eletrolisadores foram 19.206 MWh e 25.932 MWh e a potência das células a combustível foram 3.000 kW e 5.500 kW respectivamente.

4 - Os dois modos de operação estudados apresentaram o eletrolisador como o equipamento que mais contribui para os gastos com investimento inicial, 58,6% no primeiro modo e 54,0% no segundo. No custo total dos dois modos de operação a célula a combustível foi a maior responsável pelos gastos com troca e operação e manutenção de equipamento, 44,0% no primeiro modo e 49,7% no segundo. O investimento inicial para a implantação do sistema com armazenamento em hidrogênio foi de R\$ 24.360.650,00 para o primeiro modo de operação e R\$ 38.870.975,00 para o segundo modo.

5 - O custo da energia elétrica da usina eólica sem armazenamento, 130,00 R\$/MWh, foi maior que o preço negociado no último leilão de 2011, de 99,6 R\$/MWh. Tal diferença pode ser entendida pelo não conhecimento de quais condições foram consideradas no cálculo do custo das usinas participantes do leilão, bem como a presença de grandes fornecedores de equipamentos eólicos nesse leilão, que auferem reduções de custo por ganhos de escala. Um reflexo disso está no preço negociado no leilão de 2010, onde não houve essa mesma participação e o megawatt foi negociado a 134,00 R\$, uma diferença de 25%. Pela análise de sensibilidade o investimento inicial da usina eólica instalada foi o que apresentou maior interferência no custo da energia eólica dentre as variáveis analisadas, uma redução de 35% resultaria em um custo da energia eólica de 75,00 R\$/MWh.

6 - Nos dois modos de operação propostos para utilização do hidrogênio como meio armazenador de energia na usina eólica, os custos de produção deste gás foram 14,45 R\$/kg e 13,41 R\$/kg, respectivamente no modo de elevação da garantia física e no modo de aumento do suprimento no horário de pico. As análises dos resultados indicaram que a energia elétrica e o eletrolisador são o que mais contribuem na composição do custo do hidrogênio, sendo que o fator

de utilização do eletrolisador é o que produz maior variação no custo do hidrogênio, devendo ser priorizado no funcionamento do sistema.

7 - No caso da energia elétrica gerada pela célula a combustível, os custos de produção obtidos foram de 1.180,00 R\$/MWh e 1.250,00 R\$/MWh, considerando o primeiro modo e o segundo modo de operação, respectivamente. Tais valores ainda se encontram proibitivos quando comparados com as formas tradicionais de geração, mas por se tratarem de tecnologias em desenvolvimento, a tendência é que haja redução no custo desses. Na análise destes resultados observou-se que a redução do custo do hidrogênio impacta mais do que a redução do custo da célula a combustível no custo final da energia elétrica produzida.

8 - O preço da energia elétrica da usina eólica com armazenamento, composto pelo custo da energia eólica e energia da célula a combustível mais encargos, foi de 287,64 R\$/MWh (primeiro modo de operação), próximo do valor praticado na tarifa residencial, que é de 328,83 R\$/MWh. Com relação ao segundo modo de operação, o valor chegou a 375,12 R\$/MWh, sendo mais competitivo, já que os valores referentes às tarifas horo-sazonais (grupo verde) no horário de ponta estão entre 718,46 e 920,27 R\$/MWh, o que nos leva a concluir que, dos dois modos de operação propostos para o armazenamento de energia elétrica da usina eólica, o segundo modo de operação apresenta-se como mais vantajoso economicamente quando comparado com o primeiro modo de operação.

9 - Considerando os custos globais de produção de energia elétrica analisados, se levarmos em conta o consumo de energia de um autoprodutor, observa-se certa vantagem para unidades consumidoras do grupo B, apresentando 12,6% de redução, já no caso das unidades consumidoras do grupo A, a redução no horário de ponta chegam a 47,8% e 59,3% considerando as tarifas horo-sazonais. Dessa forma, o foco deve ser o consumidor industrial, pois o comercial, neste caso, não se apresenta tão vantajoso, porém ainda vale para o consumidor especial ou também para o auto-produtor.

5.2 Sugestões para trabalho futuro

1 - Aprofundamento da análise de viabilidade econômica da implantação de uma usina eólica, uma vez que este trabalho não levou em consideração os benefícios do BNDES relativos aos financiamentos utilizados pelos empreendimentos eólicos. Tais considerações vão afetar diretamente o custo da energia eólica da usina, o custo do hidrogênio e o custo da energia produzida da célula a combustível.

2 - Analisar a viabilidade técnica e econômica de um sistema de armazenamento considerando a limitação da rede em absorver a quantidade de energia disponibilizada pela usina eólica nos períodos de baixa demanda ao invés da garantia física da usina para considerar como excedente de energia para produção de hidrogênio.

3 - Fazer uma análise técnica e econômica para um sistema de armazenamento seguindo a mesma metodologia utilizada neste trabalho, mas ao invés de analisar o hidrogênio e a célula a combustível, analisar outras formas de armazenamento de energia, baterias de lítio e super-capacitores, por exemplo, para que seja feita a comparação entre as tecnologias.

6 Referências Bibliográficas

ACENERGIA, Leilão A-3 e Leilão de Energia de Reserva de 2011. Análise Pós-Leilão. Disponível em www.acenergia.com.br Acessado em 20/08/2011.

ANEEL, Banco de Informações da Geração (BIG); Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/> Acessado em: 03/01/2012.

ANEEL, Banco de Informações da Geração (BIG); Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/> Acessado em: 06/04/2011.

ANEEL, Banco de Informações da Geração (BIG); Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. **Decreto no. 5143 de julho 2004.** Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf Acesso em março de 2010

AWEA – American Wind Energy Association. **Annual Report 2010.**

BALLARD Power Systems. **Catálogo de produto: CLEARgen™ Multi-MW Systems.** Disponível em: www.ballard.com Acesso em 12/04/2011.

BASTOS, E. **Metodologia e simulação de leilão simultâneo-combinatório para novos empreendimentos de geração de energia elétrica.** Dissertação de Mestrado. 2011. Universidade Estadual de Campinas.

BERNAL, J.L. & LOPEZ, R.D. Hourly energy management for grid-connercted wind-hydrogen systems. **International Journal of Hydrogen Energy.** 33, 6401-6413, 2008.

CASTRO, R.M. **Introdução a energia eólica.** Universidade Técnica de Lisboa. 2008.

CCEE – Câmara de comercialização de Energia Elétrica. **Visão Geral das Operações** 2011.

CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz. Preços de tarifas de energia elétrica. Disponível em <http://www.cpfl.com.br/Informaccedilotildees/TaxaseTarifas/tabid/206/Default.aspx>. Acessado em 14/01/2012.

CRESESB – **Tutorial de Energia Eólica, Princípios e tecnologias**. 2008.

CUSTÓDIO, R.S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás. 2009.

DUTRA, R.M. **Viabilidade técnico-econômica da energia eólica face ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro**. 2001. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE, Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS, Relatório de sustentabilidade 2009. Disponível em www.elektrobras.br. Acessado 25/08/2009.

ELT Elektrolyse Technik. **Catálogo de produto**. Disponível em: www.elektrolyse.de/vkp/modules.php?name=Content&pa=showpage&pid=3 Acessado em 04/05/2011.

ENERTRAG, **Hybrid power plant. Brief discription**. Disponível em www.enertrag.com Acessado em 20/08/2011.

ENERCON – Aerogeradores. **Catálogo de produtos**. Disponível em: www.enercon.de/p/downloads/ENE_Produnkt_port.pdf.2 Acessado em 14/04/2011.

EPE, Empresa de Pesquisas Energéticas. Disponível em www.epe.com.br. Acesso em 15/03/2012.

FERREIRA, P.F. **Análise da Viabilidade de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica na Forma de Hidrogênio utilizando Células a Combustível**. 2003, 94p. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

FINEP - Financiadora de Estudos e Projetos. **Estudo de Oportunidade de Implantação de uma Indústria de Eletrolisadores no Brasil: Fundamentos Conceituais de Eletrólise**, Relatório Final, P-7934 , Dezembro, 1980.

FOX, R.W, MCDONALD, A.T. **Introdução à mecânica dos fluidos**. 4ª. edição, Rio de Janeiro. 1998.

FUEL CELLS (a) **Projetos envolvendo a aplicação de células a combustível em ônibus**. Disponível em: www.fuelcells.org/info/charts/buses.pdf Acessado em 14/07/2007.

FUEL CELLS (b) **Projetos envolvendo a aplicação automotiva de células a combustível**. Disponível em: www.fuelcells.org/info/charts/carchart.pdf Acessado em 14/07/2007.

GASTEC - On site gas generation systems. **Catálogo de produto**. Disponível em: <http://www.gastec.com.my/Hydrogen/H2%20Electrolyser/GasTec%20FDQ%20Series%20Hydrogen%20Brochure.pdf> Acessado em: 04/12/2010.

GWEC – Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2010**.

GWEC – Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2011**.

HOOGERS, G. **Fuel cell technology handbook**. CRC Press. Boca Raton, Flórida, EUA.

HYDRO, Norsk Electrolysers AS. **Catálogo de produtos**. Disponível em www.hydroelectrolysers.com Acessado em 04/05/2011.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Censo 2010**. Disponível em: www.ibge.gov.br Acessado em: 20/01/2011.

ITRE - European Parliament's committee on Industry, Research and Energy. **Outlook of energy storage technologies**. 2008.

JOHANSSON, T.B. **Renewable energy: Sources for fuels and electricity**. 1993.

KAPLAN, S. **Energy Economics – Quantitative methods for energy and environmental decisions**. McGraw Hill, Nova York, 1983.

KEMA - Summary of validation report. **Demonstrates potential for lithium-ion applications**. 2008.

MARTIN, F.G. & GUERRA, D.C. Management of variable electricity loads in wind, hydrogen systems: The case of Spanish wind farm. **International Journal of Hydrogen Energy**. 35, 7329-7336, 2010.

McKEOGH, E. & GONZALEZ, A. The role of hydrogen in high wind energy penetration electricity systems: The Irish case. **Renewable Energy**. 29, 471-489, 2003.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Portaria no. 258 de 28 de julho de 2008**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br> Acessado em: 12/11/2010.

NOWATZKI, A. Brisas marinhas e brisas continentais. Disponível em http://crv.educacao.mg.gov.br/sistema_crv. Acessado em 12/09/2011.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Geração de energia eólica anual**. Disponível em http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia_out.aspx?area=#. Acessado em 02/01/2012.

PLUGPOWER. **Fuel Cell products for backup power**. Disponível em: www.plugpower.com. Acessado em: 10/09/2009.

POWER2GAS - Technical association of the European natural gas industry. Disponível em www.marcogaz.org. Acessado em 12/12/2011.

SAMANIEGO, J. et all. Economic and technical analysis of a hybrid wind fuel cell energy system. **Renewable Energy**. 33 839-845, 2008.

SAMUELSON, PA, Nordhaus, WD. **Economia**. 17ª edição, McGraw-Hill, 2004

SMA América Inc. **Cátalogo de produtos**. Disponível em www.sma-america.com Acesso em: 10/09/2011.

SILVA, E. P. **Introdução a Tecnologia e Economia do Hidrogênio**, ed. UNICAMP, 1991.

SOUZA, A. B. de, **Projetos de Investimentos de Capital: Elaboração, análise, tomada de decisão**. São Paulo: Atlas, 2003.

TELLI, A.Y. & TURKAY, B.E. Economic analysis of standalone and grid connected hybrid energy systems. **Renewable Energy**. 36 1931-1943, 2011.

TOLMASQUIM, M.T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**, CENERGIA, 2003.

ULLMANN'S. **Encyclopedia of Industrial Chemistry**; v.A13; p. 297-443; Federal Republic of Germany; 1989.

ULLEBERG, O. Modeling of advanced alkaline electrolyzers: A system simulation approach. **International Journal of Hydrogen Energy** 28, 21–33, 2003.

WALTER, A. C. S. **Economia de energia II. Notas de aula da disciplina economia de energia II**. Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, 2005.

WENDT, H.; PLZAK, H. Hydrogen Production by Water Electrolysis"; **Kerntechnik**; v.56 (1); 22-8; 1991.

WILCKENS et all. Hydrogen as a means to control and integrate wind power into electricity grids. **3rd European Hydrogen Energy Conference**, 2007.

WOBLEN WINDPOWER. Catálogo de produto. Disponível em <http://www.wobben.com.br/downloads-wobben/>. Acessado em 14/08/2011.

ANEXO A - Diagrama completo da planilha de cálculo do primeiro modo de operação.

Número de Aerogeradores		15	
Potência Nominal		2000 kW	
Potência Total		30000 kW	
Altura do Eixo do Rotor		78 m	
Vel. Vento-Início Produção (Vc)		2,5 m/s	
Vel. Vento-Potência Nominal (VR)		13 m/s	
Vel. Vento-Corte Produção (VF)		28 m/s	

Eletrolisador			
Horas Operação (h)	1		
Capacidade Produção H2 (m3/h)	850		
	(kg/h)	68,68	
Capacidade Produção O2 (m3/h)	425		
Pressão Operação (atm)	30		
H2 Balanço Excedente (m3/h)	849,31		
	(kg/h)	68,62	
Excedente Diário (m3)	849,31		
	(kg)	68,62	
Pressão Armazenamento AP (atm)	30		
Volume Armazenamento AP (m3)	28,31		
Pressão Armazenamento MP (atm)	30		
Consumo Específico (+BoP; kWh/m3)	4,8		
Eficiência Energética	74%		
Potência Instalada (kW)	4080		

Reservatório (cilindro)			
No. Cilindros	4,0		
V_Interno (m3)	110		
Pressão (bar)	30		
V_H2 (m3) / cilindro	3300		
V_H2 (m3) / cilindro corrigido 30 bar	2933		
V_Total H2 (m3)	11732		
V_Total H2 (kg)	948		

Hora	m/s		kWh						m ³				bar	kWh	
	Vento 10m	Vento Corrigido	Potencia	Conversor	GF (37,5%)	Balanço Energia	Disponível ELT	Excedente	H2 possível produzir	H2 Produzido	H2 Consumido	H2 Tanque	H2 Desperdiçado	Pressão Tanque	CaC
1	5,6	7,5	14.188	13.479	11.255	2.224	2.224	0	463	0	0	11.732	463	30	0
2	5,3	7,1	13.046	12.393	11.255	1.139	1.139	0	237	0	0	11.732	237	30	0
3	5,1	6,8	12.284	11.669	11.255	415	415	0	86	0	0	11.732	86	30	0
4	5,0	6,7	11.903	11.308	11.255	53	53	0	0	0	0	11.732	0	30	0
5	4,9	6,5	11.522	10.946	11.255	-309	0	0	0	0	-224	11.732	0	30	-325
6	4,7	6,3	10.760	10.222	11.255	-1.033	0	0	0	0	-750	11.508	0	29	-1.087
7	4,6	6,1	10.379	9.860	11.255	-1.394	0	0	0	0	-1.013	10.758	0	28	-1.468
8	4,4	5,9	9.617	9.136	11.255	-2.118	0	0	0	0	-1.539	9.745	0	25	-2.230
9	4,3	5,7	9.236	8.775	11.255	-2.480	0	0	0	0	-1.801	8.206	0	21	-2.611
10	4,3	5,7	9.236	8.775	11.255	-2.480	0	0	0	0	-1.801	6.405	0	16	-2.611
11	4,4	5,9	9.617	9.136	11.255	-2.118	0	0	0	0	-1.539	4.604	0	12	-2.230
12	4,6	6,1	10.379	9.860	11.255	-1.394	0	0	0	0	-1.013	3.065	0	8	-1.468
13	5,1	6,8	12.284	11.669	11.255	415	415	0	86	86	0	2.052	0	5	0
14	5,7	7,6	14.569	13.841	11.255	2.586	2.586	0	539	539	0	2.139	0	5	0
15	6,2	8,3	16.474	15.650	11.255	4.395	4.395	0	852	852	0	2.677	0	7	0
16	6,5	8,7	17.616	16.736	11.255	5.481	5.481	0	852	852	0	3.529	0	9	0
17	6,7	8,9	18.378	17.459	11.255	6.205	6.205	0	852	852	0	4.381	0	11	0
18	6,7	8,9	18.378	17.459	11.255	6.205	6.205	0	852	852	0	5.233	0	13	0
19	6,6	8,8	17.997	17.097	11.255	5.843	5.843	0	852	852	0	6.084	0	16	0
20	6,5	8,7	17.616	16.736	11.255	5.481	5.481	0	852	852	0	6.936	0	18	0
21	6,4	8,5	17.236	16.374	11.255	5.119	5.119	0	852	852	0	7.788	0	20	0
22	6,3	8,4	16.855	16.012	11.255	4.757	4.757	0	852	852	0	8.639	0	22	0
23	6,1	8,1	16.093	15.288	11.255	4.034	4.034	0	840	840	0	9.491	0	24	0
24	5,8	7,7	14.950	14.203	11.255	2.948	2.948	0	614	614	0	10.331	0	26	0
Total (24h)								0	9.680	8.893	-9.680				-14.029

ANEXO B - Diagrama completo da planilha de cálculo do segundo modo de operação.

Número de Aerogeradores	15
Potência Nominal	2000 kW
Potência Total	30000 kW
Altura do Eixo do Rotor	78 m
Vel. Vento-Início Produção (Vc)	2,5 m/s
Vel. Vento-Potência Nominal (VR)	13 m/s
Vel. Vento-Corte Produção (VF)	28 m/s

Eletrolisador	
Horas Operação (h)	1
Capacidade Produção H2 (m3/h)	1250
(kg/h)	101,00
Capacidade Produção O2 (m3/h)	625
Pressão Operação (atm)	30
H2 Balanço Excedente (m3/h)	1249,31
(kg/h)	100,94
Excedente Diário (m3)	1249,31
(kg)	100,94
Pressão Armazenamento AP (atm)	350
Volume Armazenamento AP (m3)	3,57
Pressão Armazenamento MP (atm)	30
Consumo Específico (+BoP; kWh/m3)	4,8
Eficiência Energética	74%
Potência Instalada (kW)	6000

No. Cilindros	6,0
V_Interno (m3)	110
Pressão (bar)	30
V_H2 (m3) / cilindro	3300
V_H2 (m3) / cilindro corrigido 30 bar	2933
V_Total H2 (m3)	17598
V_Total H2 (kg)	1422

Hora	m/s		kWh				m ³				bar	kWh			
	Vento 10m	Vento Corrigido	Potencia	Conversor	Balanço Energia	Disponível ELT	Excedente	H2 possível produzir	H2 Produzido	H2 Consumido	H2 Armazenado	H2 Desperdiçado	Pressão Tanque	CaC	
1	5,6	7,5	14.188	13.479	9.161	4.318	4.318	0	900	900	0	8.920	0	15	0
2	5,3	7,1	13.046	12.393	9.161	3.232	3.232	0	673	673	0	9.820	0	17	0
3	5,1	6,8	12.284	11.669	9.161	2.509	2.509	0	523	523	0	10.493	0	18	0
4	5,0	6,7	11.903	11.308	9.161	2.147	2.147	0	447	447	0	11.016	0	19	0
5	4,9	6,5	11.522	10.946	9.161	1.785	1.785	0	372	372	0	11.463	0	20	0
6	4,7	6,3	10.760	10.222	9.161	1.061	1.061	0	221	221	0	11.835	0	20	0
7	4,6	6,1	10.379	9.860	9.161	699	699	0	146	146	0	12.056	0	21	0
8	4,4	5,9	9.617	9.136	9.161	0	0	0	0	0	0	12.202	0	21	0
9	4,3	5,7	9.236	8.775	9.161	0	0	0	0	0	0	12.202	0	21	0
10	4,3	5,7	9.236	8.775	9.161	0	0	0	0	0	0	12.202	0	21	0
11	4,4	5,9	9.617	9.136	9.161	0	0	0	0	0	0	12.202	0	21	0
12	4,6	6,1	10.379	9.860	9.161	699	699	0	146	146	0	12.202	0	21	0
13	5,1	6,8	12.284	11.669	9.161	2.509	2.509	0	523	523	0	12.347	0	21	0
14	5,7	7,6	14.569	13.841	9.161	4.680	4.680	0	975	975	0	12.870	0	22	0
15	6,2	8,3	16.474	15.650	9.161	6.489	6.489	0	1.251	1.251	0	13.845	0	24	0
16	6,5	8,7	17.616	16.736	9.161	7.575	7.575	0	1.251	1.251	0	15.096	0	26	0
17	6,7	8,9	18.378	17.459	9.161	8.299	8.299	0	1.251	1.251	0	16.347	0	28	0
18	6,7	8,9	18.378	17.459	14.161	3.299	3.299	0	687	687	-3.632	17.598	0	30	-5.263
19	6,6	8,8	17.997	17.097	14.161	2.937	2.937	0	612	612	-3.632	14.653	0	25	-5.263
20	6,5	8,7	17.616	16.736	14.161	2.575	2.575	0	536	536	-3.632	11.633	0	20	-5.263
21	6,4	8,5	17.236	16.374	14.161	2.213	2.213	0	461	461	-3.632	8.538	0	15	-5.263
22	6,3	8,4	16.855	16.012	9.161	6.851	6.851	0	1.251	1.251	0	5.368	0	9	0
23	6,1	8,1	16.093	15.288	9.161	6.127	6.127	0	1.251	1.251	0	6.619	0	11	0
24	5,8	7,7	14.950	14.203	9.161	5.042	5.042	0	1.050	1.050	0	7.869	0	13	0
Total (24h)									14.526	14.526	-14.526		0		-21.053

