

**RAUL PEREIRA MICENA**

**Estação de produção e abastecimento de hidrogênio solar: análise técnica e econômica**

**Raul Pereira Micena**

**Estação de produção e abastecimento de hidrogênio solar: análise técnica e econômica**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira  
Coorientador: Prof. Dr. Wendell de Queiróz Lamas

Guaratinguetá - SP  
2020

M619e Micena, Raul Pereira  
Estação de produção e abastecimento de hidrogênio solar: análise técnica e econômica / Raul Pereira Micena – Guaratinguetá, 2020.  
92 f : il.  
Bibliografia: f. 91

Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2020.  
Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira  
Coorientador: Prof. Dr. Wendell de Queiróz Lamas

1. Hidrogênio. 2. Energia solar. 3. Eletrólise. I. Título.


CDU 620.91(043)

**RAUL PEREIRA MICENA**

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
“MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA”

PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA  
ÁREA: ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

  
Prof. Dr. Ivonete Ávila  
Coordenadora

**BANCA EXAMINADORA:**



Prof. Dr. JOSÉ LUZ SILVEIRA  
Orientador / UNESP-FEG



Prof. Dr. CELSO EDUARDO TUNA  
UNESP-FEG



Prof. Dr. RONNEY ARISMEL MANCEBO BOLOY  
CEFET/RJ

Marco de 2020

## **DADOS CURRICULARES**

### **RAUL PEREIRA MICENA**

**NASCIMENTO:** 31 de Março de 1989 – Barretos/SP

**FILIAÇÃO:** José Micena  
Dirce Pereira Micena

**2008/2015:** Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade de São Paulo  
Escola de Engenharia de São Carlos

**2018/2020:** Mestrado Acadêmico em Engenharia Mecânica  
Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”  
Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. José Luz Silveira e ao meu co-orientador, Prof. Dr. Wendell de Queiróz Lamas, pelo apoio e pela oportunidade de trabalhar em um grupo tão especial e ao lado de pessoas empenhadas em desenvolver ciência em favor do bem da humanidade.

Aos colegas do LOSE e IPBEN, pelo conhecimento e sabedoria trocados em nossas conversas. Agradeço pela oportunidade de fazer amigos, com quem pude aprender muito e crescer como pessoa. Obrigado pela amizade e pelos momentos que compartilhamos.

À minha mãe Dirce Pereira Micena e meu pai José Micena, por todo o amor, pelo exemplo de vida, por estarem sempre presentes em minha vida, por acreditarem em meus sonhos e por tudo o que tem feito por mim e pela família. Aos meus irmãos Fernando e Marcelo, pelo apoio e pelo exemplo.

À minha querida Letícia, pelo carinho, pelo incentivo e por estar ao meu lado, mesmo nos momentos mais difíceis. Pelo presente de ter uma segunda família, pela qual terei sempre carinho e admiração.

A todos os professores com quem tive a oportunidade de aprender, não apenas a técnica, mas também através do exemplo e inspiração. Obrigado aos funcionários da biblioteca e da secretaria de pós-graduação da UNESP de Guaratinguetá pela dedicação e seriedade sempre que precisei de auxílio.

A Deus pela vida e pela oportunidade de compartilhar minha trajetória com pessoas tão especiais.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001

“O homem não passa de um junco, o mais fraco da natureza, mas é um junco pensante. Não é preciso que o universo inteiro se arme para esmagá-lo. Um vapor, uma gota de água, é o bastante para matá-lo. Mas, conquanto o universo o esmagasse, o homem seria ainda mais nobre do que aquilo que o mata, porque sabe que morre; e a vantagem que o universo tem sobre ele, o universo a ignora. Toda a nossa dignidade consiste, pois, no pensamento.”

(“Pensamentos”, XVIII, 8) – Blaise Pascal



## RESUMO

A utilização do hidrogênio como insumo energético para aplicações de transporte depende da disponibilização de alternativas renováveis para sua produção. Uma delas são as estações com eletrólise alimentada por uma planta solar fotovoltaica *on-grid*. Nesse trabalho, assume-se a substituição da atual frota de táxis da cidade brasileira Guaratinguetá-SP por veículos a célula-a-combustível. Para atender a demanda de hidrogênio dos veículos, é preciso produzir 170,24 kg de hidrogênio por dia. Esse hidrogênio deve ser fornecido comprimido a uma pressão de 87,5 MPa e a uma temperatura de  $-40^{\circ}\text{C}$ , de acordo com norma vigente. Assim, propõe-se uma análise energética com o cálculo da energia necessária para produzir o gás por meio de uma planta fotovoltaica *on-grid*, bem como as perdas envolvidas. Também são calculadas energias e perdas relacionadas com a compressão e refrigeração do hidrogênio, bem como o volume dos tanques. Os resultados indicam uma necessidade de geração de 10.037 kWh por dia para atender todos os processos envolvidos na estação de abastecimento. Desse total, 56,53 % é entregue na forma de hidrogênio. Se for considerada a energia solar que incide diretamente sobre os painéis, esse percentual é de 9,33 %. A maior parte das perdas se concentra na conversão da irradiação solar em energia elétrica e na eletrólise da água, sendo estas as duas principais oportunidades para melhorias de eficiência. O custo do hidrogênio foi calculado em 16,197 US\$/kg se produzido com energia solar fotovoltaica e em 20,812 US\$/kg se produzido com energia da rede elétrica, resultando em um payback de 4 anos para o investimento na planta. Considerando a produção de oxigênio, o custo do hidrogênio se torna menor, chegando a 1,80 US\$/kg se considerar o aproveitamento total do oxigênio no rateio de custos.

**PALAVRAS-CHAVE:** Veículo célula a combustível. Energia solar. Eletrólise. Análise energética. Análise econômica.

## ABSTRACT

The use of hydrogen as an energy carrier for transport applications depends on the availability of renewable alternatives for its production. One of them is the electrolysis stations powered by a grid connected photovoltaic solar plant. In this work, it is assumed that the current taxi fleet in the Brazilian city of Guaratinguetá will be replaced by fuel cell vehicles. To meet the hydrogen demand of vehicles, it is necessary to produce 170.24 kg per day. This hydrogen must be supplied compressed at a pressure of 87.5 MPa and at a temperature of -40 °C, in accordance with current regulations. Thus, an energy analysis is proposed with the calculation of the energy required to produce the gas through a photovoltaic plant connected to the grid, as well as the losses involved. Energies and losses related to hydrogen compression and cooling are also calculated, as well as the volume of the tanks. The results indicate a need to generate 10,037 kWh per day to meet all the processes involved in the supply station. Of this total, 56.53 % is delivered in the form of hydrogen. If the incoming solar in the photovoltaic panels is considered, this percentage is 9.33 %. Most of the losses are concentrated in the conversion of solar irradiation into electrical energy and in the electrolysis of water, these being the two main opportunities for efficiency improvements. The cost of hydrogen was calculated at 16,197 US\$/kg if produced with photovoltaic solar energy and at 20,812 US\$/kg if produced with electricity from the electric grid, resulting in a 4-year payback for investment in the plant. Considering the production of oxygen, the cost of hydrogen becomes lower, reaching 1.80 US\$/kg when considering the total use of oxygen in the apportionment of costs.

**KEYWORDS:** Fuel cell vehicles. Solar energy. Electrolysis. Energetic analysis. Economic analysis.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Tipos de veículos com base na tecnologia de propulsão. ....	19
Figura 2. Principais componentes de um veículo a célula a combustível. ....	20
Figura 3. Diagrama com os principais componentes de uma estação de reabastecimento <i>on-site</i> . ....	22
Figura 4. Distribuição da irradiação solar incidente sobre a Terra. ....	24
Figura 5. O efeito fotovoltaico. ....	25
Figura 6. Organização das células fotovoltaicas em módulos, strings e arranjos. ....	25
Figura 7. Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico mostrando seus principais componentes. ....	26
Figura 8. Sistema de Compensação de Energia Elétrica. ....	27
Figura 9. Representação gráfica das Horas-Sol-Pico (HSP). ....	28
Figura 10. Irradiação solar média mensal na cidade de Guaratinguetá – SP. ....	30
Figura 11. Localização e irradiação solar anual de Guaratinguetá. ....	30
Figura 12. Esquema básico de uma célula eletrolítica. ....	32
Figura 13. As principais tecnologias de células eletrolíticas. ....	33
Figura 14. Diagrama de pilha eletrolítica tipo bipolar e monopolar. ....	34
Figura 15. Componentes de um eletrolisador e sua montagem em gabinete. ....	35
Figura 16. Diagrama de um compressor a pistão de dois estágios. ....	37
Figura 17. Tipos de tanque de hidrogênio pressurizado. ....	39
Figura 18. Distribuição horária da demanda diária de gasolina em postos nos EUA. ....	42
Figura 19. Volumes de controle considerados na análise energética. ....	43
Figura 20. Subsistemas de um eletrolisador. ....	45
Figura 21. Diagrama do processo de compressão de hidrogênio. ....	48
Figura 22. Volume de controle do Eletrolisador. ....	53
Figura 23. Volumes de controle da planta fotovoltaica e barramento CA. ....	56
Figura 24. Massa específica a temperatura constante de 298 K e pressão de 0 a 100 MPa. ....	59
Figura 25. Diagrama de <i>Sankey</i> - Planta Fotovoltaica. ....	73
Figura 26. Diagrama de <i>Sankey</i> - Produção e processamento do hidrogênio. ....	74
Figura 27. Custos do hidrogênio, para os cenários 1 e 3. ....	76
Figura 28. Custos do hidrogênio com plantas fotovoltaicas parciais. ....	77
Figura 29. Custo do hidrogênio, cenários 1 e análise de sensibilidade do cenário 2. ....	78

Figura 30. Cenário 2, custo de hidrogênio e oxigênio com fator de proporção igual às massas dos produtos. ....	79
Figura 31. Receitas provenientes da venda do hidrogênio e oxigênio em função do período de amortização. ....	80
Figura 32. Receitas provenientes da venda do hidrogênio e oxigênio no 5º ano. ....	81
Figura 33. Diagrama de Sankey completo da estação de produção e abastecimento de hidrogênio solar. ....	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Coeficientes para cálculo do fator de compressibilidade (Z) do hidrogênio. ....	49
Tabela 2. Coeficientes para cálculo do calor específico a pressão constante do hidrogênio. ..	50
Tabela 3. Custos dos equipamentos para a análise econômica. ....	61
Tabela 4. Eletrolisador comercial de médio porte. ....	67
Tabela 5. Parâmetros da análise energética do eletrolisador. ....	68
Tabela 6. Dados técnicos do compressor de hidrogênio Kobelco HayacMini. ....	69
Tabela 7. Parâmetros da análise energética do compressor. ....	70
Tabela 8. Dimensionamento da estação de abastecimento em função da variação da quilometragem média diária. ....	72
Tabela 9. Custos de investimento em equipamentos. ....	75

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A_{fv}$	Área ocupada pela planta fotovoltaica	$m^2$
$CE_{URH}$	Consumo específico na Unidade de Refrigeração de Hidrogênio	kWh/kg
$C_{H2}$	Custo do hidrogênio	US\$/kg
$C_j$	Consumo de hidrogênio por veículo	kg/km
$C_{O\&M}$	Custos de operação e manutenção	US\$/kWh
$C_{O2}$	Custo do oxigênio	US\$/kg
$C_{EL}$	Custos anuais com eletricidade	R\$/ano
$C_p$	Calor específico do hidrogênio a pressão constante	J/(kg.K)
$C_v$	Calor específico do hidrogênio a volume constante	J/(kg.K)
$C_{T,AP}$	Capacidade de armazenamento do tanque de alta pressão	kg
$C_{T,BP}$	Capacidade de armazenamento do tanque de baixa pressão	kg
$D_{H2}$	Demanda diária de hidrogênio	kg/dia
$E_{sistaux}$	Energia elétrica das cargas auxiliares da pilha eletrolítica	kWh
$E_{comp}$	Energia de compressão sobre o gás	kWh
$E_{el,comp}$	Energia elétrica consumida pelo compressor	kWh
$\dot{E}_{el,comp}$	Potência elétrica do compressor	kW
$E_{el,pilha}$	Energia elétrica consumida pela pilha eletrolítica	kWh
$\dot{E}_{el,pilha}$	Potência elétrica da pilha eletrolítica	kW
$E_{el,fv}$	Energia elétrica CC da planta fotovoltaica	kWh
$E_{el,fvca}$	Energia elétrica CA da planta fotovoltaica	kWh
$E_{el,eletr}$	Energia elétrica consumida pelo eletrolisador	kWh
$\dot{E}_{el,eletr}$	Potência elétrica do eletrolisador	kW
$E_{el,grid}$	Energia elétrica trocada com a rede	kWh
$E_{el,tot}$	Energia elétrica total consumida na Estação	kWh
$E_{el,URH}$	Consumo elétrico total na Unidade de Refrigeração de Hidrogênio	kWh
$E_{H2}$	Energia em hidrogênio produzido	kWh
$E_{w,comp}$	Energia perdida na compressão	kWh
$E_{w,fvr}$	Perda de energia refletida nos painéis	kWh
$E_{w,fvt}$	Perda de energia térmica nos painéis	kWh
$E_{w,inv}$	Perda energética no inversor fotovoltaico	kWh
$E_{w,pilha}$	Perda energética no processo de eletrólise	kWh
$f$	Fator de anuidade	1/ano
$G_d$	Irradiação solar diária	kWh/m.dia
$HSP$	Horas Sol Pico	h
$Inv$	Investimento total na Estação de abastecimento	R\$
$K$	Período de amortização	Anos
$k$	Razão dos calores específicos	-
$K_{med}$	Rodagem média diária dos veículos	km/dia
$PCI_{H2}$	Poder Calorífico Inferior do hidrogênio	MJ/kg
$\dot{m}_{a,ele}$	Vazão de água para a pilha eletrolítica	kg/h
$\dot{m}_{af}$	Vazão de água de resfriamento	kg/s
$m_{H2}$	Massa de hidrogênio produzida	kg/h
$m_{O2}$	Massa de oxigênio produzida	kg/h
$\dot{m}_{H2}$	Vazão de hidrogênio	kg

$\dot{m}_{O_2}$	Vazão de oxigênio	kg
$N_f$	Tamanho da frota de veículos a célula a combustível	-
$N_{fv}$	Número de painéis fotovoltaicos da planta	-
$PCI_{H_2}$	Poder Calorífico do Hidrogênio	MJ/kg
$P_{el,GH}$	Potência elétrica do gerador de hidrogênio	kW
$P_{el,comp}$	Potência elétrica do compressor	kW
$P_{fv}$	Potência instalada da planta fotovoltaica	kW
$P_{H_2}$	Fator de proporção do hidrogênio	-
$P_i$	Pressão de entrada do compressor	MPa
$P_o$	Pressão de saída do compressor	MPa
$P_{O_2}$	Fator de proporção do oxigênio	-
$Pv_{,H_2}$	Preço de venda do hidrogênio	US\$/kg
$Pv_{,O_2}$	Preço de venda do oxigênio	US\$/kg
$r$	Taxa de juros anuais	%
$R_{H_2}$	Receitas com venda de hidrogênio	US\$
$R_{O_2}$	Receitas com venda de oxigênio	US\$
$r_p$	Razão de compressão de um compressor	-
$R_{Tot}$	Receitas totais com venda de hidrogênio e oxigênio	US\$
$T$	Período anual de operação	Dias/ano
$T_{af}$	Temperatura de água fria no trocador de calor	°C
$T_{aq}$	Temperatura de água quente no trocador de calor	°C
$t_{comp}$	Tempo diário de operação do compressor	h/dia
$T_{EL}$	Tarifa elétrica com impostos inclusos	R\$/kWh
$t_{eletr}$	Tempo diário de operação do eletrolisador	h/dia
$T_{amb}$	Temperatura ambiente	°C
$T_o$	Temperatura de saída do estágio de compressão	K
$T_{ref}$	Temperatura de referência constante do hidrogênio	K
$V_t$	Volume do tanque	m <sup>3</sup>
$URH$	Unidade de Refrigeração de Hidrogênio	-
$Z$	Fator de compressibilidade do hidrogênio	-
$Z_i$	Fator de compressibilidade na entrada do estágio na compressão	-
$Z_m$	Fator de compressibilidade médio na compressão	-
$Z_o$	Fator de compressibilidade na saída do estágio na compressão	-
$\eta_{ele,comp}$	Eficiência do motor elétrico do compressor	-
$\eta_{fv}$	Eficiência do painel fotovoltaico	-
$\eta_{inv}$	Eficiência do inversor fotovoltaico	-
$\eta_{mec}$	Eficiência mecânica do compressor	-
$\eta_p$	Eficiência politrópica	-
$\eta_{pilha}$	Eficiência da pilha eletrolítica	-
$\eta_{tc}$	Eficiência do trocador de calor	-

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>16</b>
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	16
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	17
1.3	OBJETIVOS .....	18
<b>2</b>	<b>ASPECTOS TÉCNICOS DE ESTAÇÕES DE ABASTECIMENTO DE HIDROGÊNIO COM ENERGIA SOLAR</b> .....	<b>19</b>
2.1	VEÍCULOS A CÉLULA A COMBUSTÍVEL .....	19
2.2	ESTAÇÕES DE RECARGA PARA VEÍCULOS A CÉLULA A COMBUSTÍVEL .....	20
<b>2.2.1</b>	<b>Componentes da uma Estação de reabastecimento com produção local</b> .....	<b>21</b>
<b>2.2.2</b>	<b>O processo de recarga</b> .....	<b>23</b>
2.3	A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	23
<b>2.3.1</b>	<b>A energia solar fotovoltaica no Brasil</b> .....	<b>29</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Recurso solar em Guaratinguetá – SP</b> .....	<b>29</b>
2.4	ELETRÓLISE DA ÁGUA .....	31
<b>2.4.1</b>	<b>Tecnologias de eletrólise</b> .....	<b>32</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Eletrolisadores</b> .....	<b>35</b>
2.5	COMPRESSÃO DO HIDROGÊNIO .....	36
2.6	ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO .....	37
<b>2.6.1</b>	<b>Armazenamento no Estado gasoso</b> .....	<b>38</b>
<b>3</b>	<b>ANÁLISE TÉCNICA DE UMA ESTAÇÃO DE PRODUÇÃO E ABASTECIMENTO DE HIDROGÊNIO</b> .....	<b>40</b>
3.1	DEMANDA DIÁRIA DE HIDROGÊNIO DA FROTA DE VEÍCULOS .....	41
<b>3.1.1</b>	<b>Cálculo da Demanda</b> .....	<b>41</b>
3.2	ANÁLISE ENERGÉTICA .....	42
<b>3.2.1</b>	<b>Eletrolisador</b> .....	<b>44</b>
3.2.1.1	Balanco Energético do Eletrolisador .....	45
3.2.1.2	Balanco de massa do Eletrolisador .....	47
<b>3.2.2</b>	<b>Compressor de hidrogênio</b> .....	<b>47</b>
3.2.2.1	Equação de Estado .....	49
<b>3.2.2.1.1</b>	<b>Cálculo da razão dos calores específicos do hidrogênio</b> .....	<b>49</b>



3.2.2.2	Trabalho de compressão .....	50
3.2.2.3	Balço de Energia no Compressor .....	52
3.2.2.4	Carga de resfriamento intermediário .....	53
<b>3.2.3</b>	<b>Unidade de Refrigerao de Hidrogênio (URH).....</b>	<b>54</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Planta Fotovoltaica .....</b>	<b>55</b>
3.2.4.1	Perdas na planta fotovoltaica .....	57
3.2.4.2	Balço Energético na planta fotovoltaica .....	57
3.3	TANQUES DE ARMAZENAMENTO .....	58
<b>3.3.1</b>	<b>Dimensionamento dos tanques .....</b>	<b>58</b>
<b>4</b>	<b>ANÁLISE ECONÔMICA.....</b>	<b>61</b>
4.1	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	61
4.2	MODELAGEM ECONÔMICA .....	62
<b>4.2.1</b>	<b>Cálculo do custo de produção do hidrogênio .....</b>	<b>64</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Cálculo da receita obtida com a venda do oxigênio e hidrogênio .....</b>	<b>65</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>67</b>
5.1	RESULTADOS DA ANÁLISE TÉCNICA .....	67
<b>5.1.1</b>	<b>Cálculo da demanda de hidrogênio.....</b>	<b>67</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Eletrolisador.....</b>	<b>67</b>
<b>5.1.3</b>	<b>Compressor .....</b>	<b>69</b>
<b>5.1.4</b>	<b>Unidade de Refrigerao de Hidrogênio (URH).....</b>	<b>70</b>
<b>5.1.5</b>	<b>Tanques de armazenamento .....</b>	<b>70</b>
<b>5.1.6</b>	<b>Planta fotovoltaica .....</b>	<b>71</b>
<b>5.1.7</b>	<b>Diagramas de Sankey .....</b>	<b>73</b>
5.2	RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA.....	75
<b>5.2.1</b>	<b>Investimento em equipamentos .....</b>	<b>75</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Custos de produção do hidrogênio.....</b>	<b>76</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>82</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>85</b>
	<b>ANEXO A – DIAGRAMA DE SANKEY COMPLETO.....</b>	<b>92</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Uma das grandes preocupações com relação ao uso da energia pela humanidade tem sido a sustentabilidade, especialmente quanto às emissões de gases de efeito estufa. O setor de transportes foi responsável por 31,6 % da demanda energética do mundo em 2016 (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018). No Brasil, o setor representou 39,6 % do consumo energético, sendo responsável pela emissão de 209 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes em 2017 (OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2018).

Uma das respostas para esse problema têm sido os veículos de propulsão elétrica. Diferentemente dos veículos convencionais, os veículos elétricos são equipados com um motor elétrico e, por conta disso, não emitem gases poluentes diretamente. Tipicamente, um veículo elétrico *plug-in* carrega consigo um sistema de armazenamento de energia química, que é propriamente convertida em corrente elétrica para o acionamento do motor.

Um veículo a célula a combustível é um veículo elétrico que utiliza energia elétrica proveniente da conversão do hidrogênio por meio de uma célula a combustível. A conversão em eletricidade ocorre com a reação entre o O<sub>2</sub> disponível na atmosfera e o H<sub>2</sub> armazenado no tanque do veículo. Essa reação resulta na formação de moléculas de água e de uma corrente elétrica entre o catodo e o anodo da célula a combustível. Por meio de controladores de potência específicos, a energia elétrica é condicionada para o funcionamento do motor.

O gás hidrogênio é muito escasso, compondo menos de 1 % da atmosfera terrestre. Assim, para usos energéticos o hidrogênio precisa ser obtido de forma artificial por meio de processos químicos. Diversas técnicas foram desenvolvidas para produção de hidrogênio, como a reforma a vapor, a gaseificação e a eletrólise. Apesar de ser uma das técnicas mais antigas, a eletrólise representa apenas 5 % da produção mundial de hidrogênio, sendo que a maior parte é produzida por reforma a vapor do gás natural, que representa 65 %. Com os custos atuais da eletricidade, a reforma a vapor ainda é mais barata do que a eletrólise (ADOLF *et al.*, 2017).

A eletrólise é uma reação em que a molécula de água é quebrada por meio de uma corrente elétrica, tendo como produtos os gases H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub>. Trata-se, portanto de uma técnica energeticamente intensiva. Por essa razão, o desenvolvimento de cadeias energéticas e econômicas baseadas no hidrogênio, chamadas de “economias de hidrogênio”, necessitam que

a energia utilizada na sua produção tenha origem em fontes renováveis, como a biomassa, a eólica e a solar. O hidrogênio renovável tem potencial para diversos usos, como armazenamento de energia para sistemas de potência, mistura em redes de gás natural, como parte de um sistema *power-to-gas*, composição de combustíveis gasosos para máquinas térmicas, ou no setor de transportes (GONDAL, 2018).

Veículos a célula a combustível precisam de uma cadeia de suprimento de hidrogênio, em cuja extremidade estão os postos de reabastecimento, podendo o hidrogênio ser produzido localmente ou em instalações de grande porte, sendo então transportado por gasodutos ou caminhões com tubos de hidrogênio gasoso ou líquido. Nessas estações de reabastecimento o hidrogênio é condicionado em uma pressão e em uma temperatura apropriadas para o preenchimento do tanque dos veículos.

## 1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esse trabalho foi dividido em seis capítulos, os quais são descritos resumidamente da seguinte forma:

- Capítulo 1 – INTRODUÇÃO: Esse capítulo contextualiza o problema a ser abordado, apresenta a estrutura e os objetivos do trabalho.
- Capítulo 2 - ASPECTOS TÉCNICOS DE ESTAÇÕES DE ABASTECIMENTO DE HIDROGÊNIO COM ENERGIA SOLAR: É apresentada uma revisão bibliográfica do estado da arte em relação aos principais elementos e processos relacionados às estações de produção e abastecimento de hidrogênio para uso veicular. Apresenta-se conceitos sobre veículos a célula a combustível, a produção de hidrogênio por eletrólise com energia solar, bem como os processos de compressão e armazenamento.
- Capítulo 3 – ANÁLISE TÉCNICA DE UMA ESTAÇÃO DE ABASTECIMENTO DE HIDROGÊNIO: Esse capítulo detalha a metodologia empregada no dimensionamento dos principais componentes de uma estação de reabastecimento. Com base na primeira lei da termodinâmica, são estabelecidos volumes de controle para a análise energética dos mesmos.
- Capítulo 4 – ANÁLISE ECONÔMICA: Esse capítulo descreve a metodologia utilizada na análise econômica. Com os parâmetros de custos de aquisição,

manutenção e operação dos equipamentos, bem como custos de energia e outros indicadores financeiros, são calculados os custos de produção do hidrogênio na estação de abastecimento.

- Capítulo 5 – RESULTADOS E DISCUSSÃO: São apresentados os resultados das análises técnica e financeira. Na análise técnica, calcula-se o dimensionamento dos equipamentos e realiza-se os balanços de energia e de massa de cada subsistema. Na análise econômica, calcula-se o custo do hidrogênio, em base de massa (US\$/kg).
- Capítulo 6 – CONCLUSÃO: São apresentados os resultados finais obtidos nos Capítulos 3 e 4, comparando-os com resultados obtidos por outros autores. Visando o desenvolvimento do assunto, são apresentadas sugestões para trabalhos futuros.

### 1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral dessa dissertação é estudar aspectos técnicos e econômicos de uma estação de reabastecimento de hidrogênio suprida eletricamente com energia solar fotovoltaica e da rede de distribuição, considerando a substituição total da frota de táxis da cidade de Guaratinguetá - SP.

De maneira específica, tem-se os seguintes objetivos:

- Dimensionar cada um dos subsistemas de uma estação de produção e abastecimento de hidrogênio;
- Determinar as perdas de energia nos processos envolvidos em cada subsistema, bem como suas eficiências;
- Calcular o custo do hidrogênio produzido, em base de massa (US\$/kg).

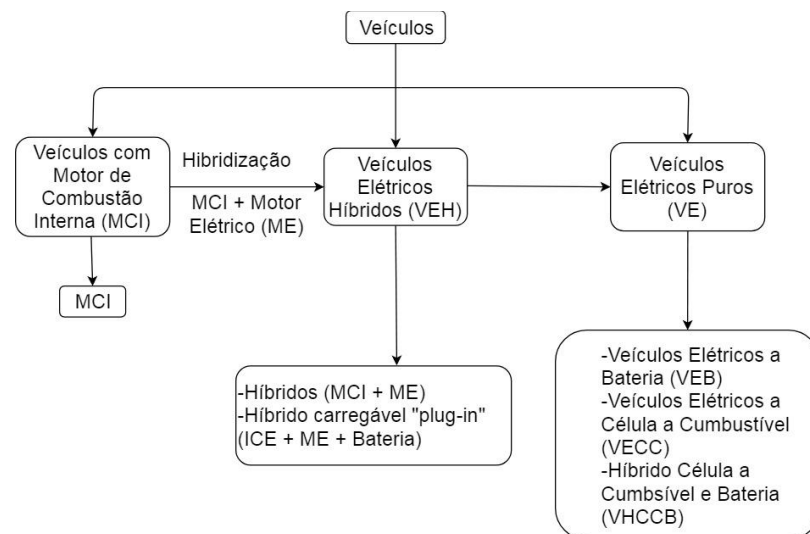
## 2 ASPECTOS TÉCNICOS DE ESTAÇÕES DE ABASTECIMENTO DE HIDROGÊNIO COM ENERGIA SOLAR

### 2.1 VEÍCULOS A CÉLULA A COMBUSTÍVEL

Veículos a célula a combustível são, em essência, veículos elétricos. Existem diversos outros tipos de veículos elétricos, podendo estes serem híbridos ou elétricos puros. Entre os veículos elétricos puros, a tecnologia mais difundida atualmente tem sido a dos veículos equipados com baterias. Esses veículos são alimentados por meio de carregadores apropriados, que condicionam parâmetros elétricos de acordo com o estado de carga de seu banco de baterias. Uma vez carregado, este banco fornece energia para uma central eletrônica responsável por gerenciar a energia elétrica que alimenta o motor e outros sistemas de bordo.

A Figura 1 mostra uma classificação de veículos, segundo a forma de utilização de energia utilizada para a tração.

Figura 1. Tipos de veículos com base na tecnologia de propulsão.



Fonte: Adaptado de Das, Tan e Yatim (2017).

Veículos a célula a combustível possuem um tanque de armazenamento de hidrogênio de alta pressão, tipicamente 35 ou 70 MPa. Considerando o pequeno espaço e autonomia do veículo, a pressão de 70 MPa se mostra mais custo-efetiva (LI *et al.*, 2019), sendo cada vez mais adotada entre os projetos mais recentes de veículos, uma vez que armazena maior quantidade de energia em um mesmo volume. O hidrogênio armazenado é enviado a uma célula a combustível, onde reage com o oxigênio gasoso, produzindo água e corrente elétrica.

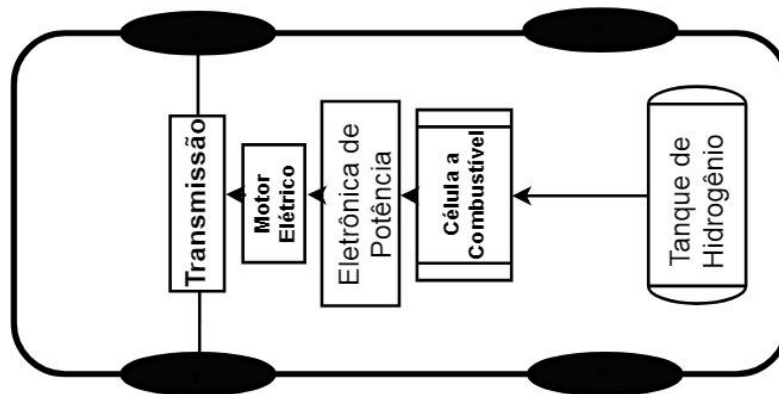
A célula a combustível opera uma reação que é basicamente a oposta à da eletrólise, reagindo moléculas de  $H_2$  e com  $O_2$ , tendo como produto moléculas de  $H_2O$ . Nesse processo são liberados elétrons, dando origem a uma corrente elétrica.

Existem diversos tipos de célula a combustível, sendo que atualmente, a mais utilizada em veículos tem sido a de membrana de troca de prótons, do inglês *Proton-Exchange Membrane* (PEM). Isso porque elas têm menores temperaturas de operação, robustez, flexibilidade em tipos de combustível, alta densidade de potência, rápida inicialização e menores problemas com corrosão e vazamentos (OLABI *et al.*, 2017).

A energia elétrica produzida na célula a combustível é condicionada em um controlador eletrônico, que controla a distribuição de energia da célula a combustível para o motor e demais sistemas de potência do veículo. A maior desvantagem na utilização de células a combustível em veículos é a sua capacidade em lidar com cargas durante transientes, o que geralmente é contornado com a utilização de um banco de baterias auxiliares (CARROQUINO *et al.*, 2018).

Os principais componentes de um veículo a célula a combustível são mostrados na Figura 2.

Figura 2. Principais componentes de um veículo a célula a combustível.



Fonte: Elaboração própria.

## 2.2 ESTAÇÕES DE RECARGA PARA VEÍCULOS A CÉLULA A COMBUSTÍVEL

Veículos a hidrogênio precisam ser abastecidos em instalações que forneçam hidrogênio gasoso pressurizado e acondicionado de acordo com os parâmetros de abastecimento do tanque interno dos veículos.

Como o hidrogênio é um gás inflamável, o processo de abastecimento em altas pressões é especialmente delicado, sendo necessário o estrito cumprimento de normas de conformidade e segurança. A principal norma de conformidade para o abastecimento de hidrogênio veicular é a SAE J2601 (SAE INTERNATIONAL, 2016).

Segundo Alazemi e Andrews (2015), estações de reabastecimento de hidrogênio podem ser classificadas de acordo com a origem do hidrogênio utilizado, sendo basicamente de dois tipos:

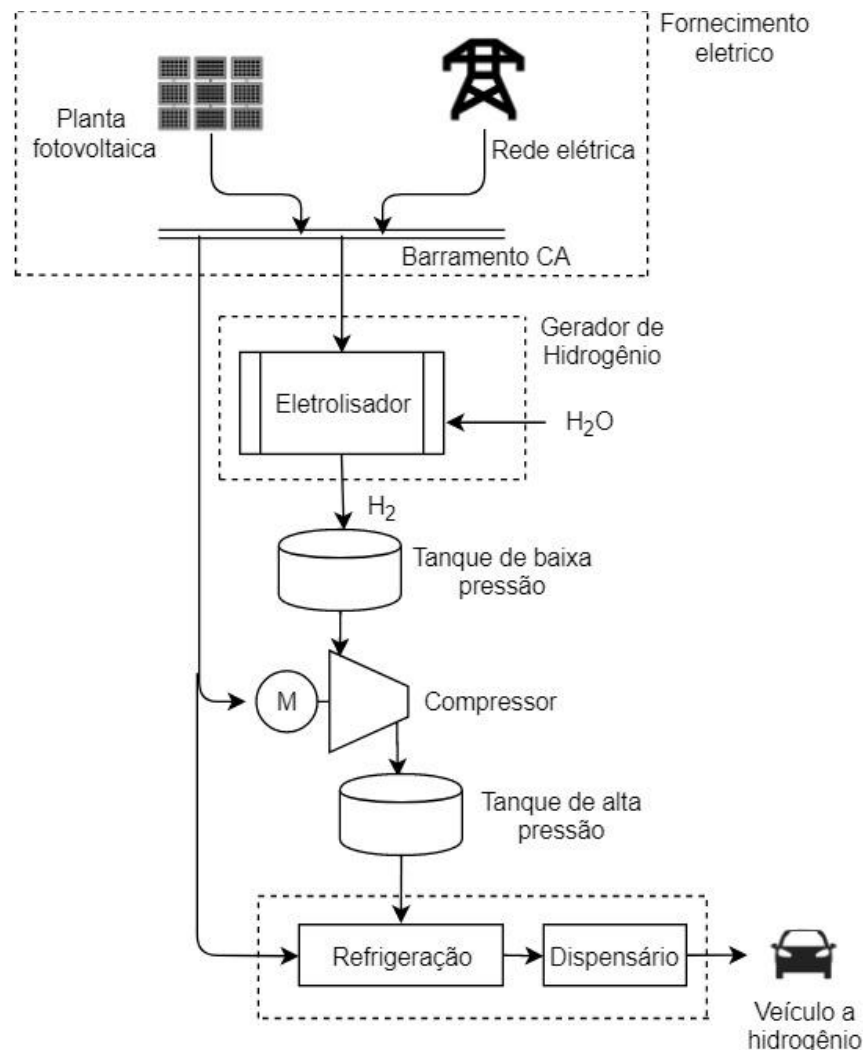
- 1) Estações com produção remota de hidrogênio (*off-site*): Nesse caso o hidrogênio é produzido fora do local de abastecimento, em uma instalação industrial, geralmente petroquímica, de onde é transportado via gasoduto, rodovia, ferrovia ou navio.
- 2) Estações com produção local de hidrogênio (*on-site*): Nesse caso o hidrogênio é produzido localmente por meio de fontes energéticas disponíveis no local da instalação, sejam renováveis, como a solar, a eólica ou a biomassa, ou fósseis como o gás natural. Os principais métodos de produção são a eletrólise e a reforma a vapor do metano.

Esses dois tipos de Estações de reabastecimento gasoso compartilham semelhanças em relação aos principais componentes, que são o dispensário (*dispenser*), responsável pela injeção do hidrogênio na tomada que dá acesso ao tanque do veículo, um sistema de compressão, que comprime o gás até uma pressão compatível com o processo de reabastecimento, tanques de armazenamento, que estocam o hidrogênio para posterior abastecimento ou compressão a pressões mais altas, trocadores de calor e resfriadores, responsáveis por acondicionar o gás para compressão ou abastecimento e um sistema de segurança e controle dos componentes. As Estações *off-site* recebem o gás por meio de um ponto de recebimento, enquanto que as Estações *on-site* contam com um sistema de produção de hidrogênio, além do fornecimento de energia, por meio da rede de distribuição de energia elétrica ou fonte de energia, como a solar e eólica.

### **2.2.1 Componentes da uma Estação de reabastecimento com produção local**

Na Figura 3 é mostrado um diagrama esquemático com os principais processos envolvidos em uma Estação de reabastecimento do tipo *on-site*.

Figura 3. Diagrama com os principais componentes de uma estação de reabastecimento *on-site*.



Fonte: Elaboração própria.

Dessa forma, entre os principais componentes de uma estação de reabastecimento, pode-se destacar:

- Fornecimento de energia elétrica - composto por uma planta geradora com fonte renovável conectada à rede elétrica de distribuição (*on-grid*) por meio de um barramento em corrente alternada (CA).
- Eletrolisador – composto pelo conjunto formado pela pilha eletrolítica e seus subsistemas auxiliares, como conversores de corrente, filtros e purificadores.
- Compressor – componente responsável por elevar a pressão do hidrogênio armazenado no tanque de baixa pressão para a pressão de abastecimento.



- Tanques de baixa e de alta pressão – Responsáveis por armazenar o hidrogênio entre as etapas de produção, condicionamento (compressão e refrigeração) e de abastecimento.
- Unidade de refrigeração – Diminui a temperatura do hidrogênio antes de ser abastecido no tanque do veículo. Geralmente essa unidade é integrada ao dispensário, fazendo parte desse.

### 2.2.2 O processo de recarga

Por meio de uma mangueira específica, o hidrogênio é liberado da estação para o interior do tanque do veículo, que é preenchido até se obter uma determinada densidade de massa, conhecida como estado de carga, que indica a quantidade de combustível disponível entre um valor mínimo e máximo de 100 %. Dado o volume fixo do tanque do veículo, o Estado de carga é calculado com base na pressão e na temperatura do gás em seu interior.

As estações de reabastecimento de hidrogênio automotivo devem seguir norma específica da Society of Automotive Engineers (SAE), código SAE J2601 (SAE INTERNATIONAL, 2016). Esta norma divide as estações de abastecimento de hidrogênio de acordo com as pressões nominais de abastecimento, a 35 e 70 MPa, sendo denominadas estações H35 e H70, respectivamente. No presente trabalho considera-se uma estação do tipo H70.

Entre as diversas especificações desta norma, é estabelecida uma pressão máxima de 87,5 MPa para o abastecimento em estações do tipo H70. Esta pressão maior se deve ao processo de expansão do gás no interior do tanque do veículo no momento da recarga, com consequente aquecimento. Para que a temperatura do tanque não ultrapasse os limites de segurança, esta norma estabelece que, a esta pressão, o abastecimento deve ser feito a  $-40^{\circ}\text{C}$ . Essa temperatura e a pressão de 87,5 MPa serão as referências para a posterior análise técnica dos equipamentos da estação.

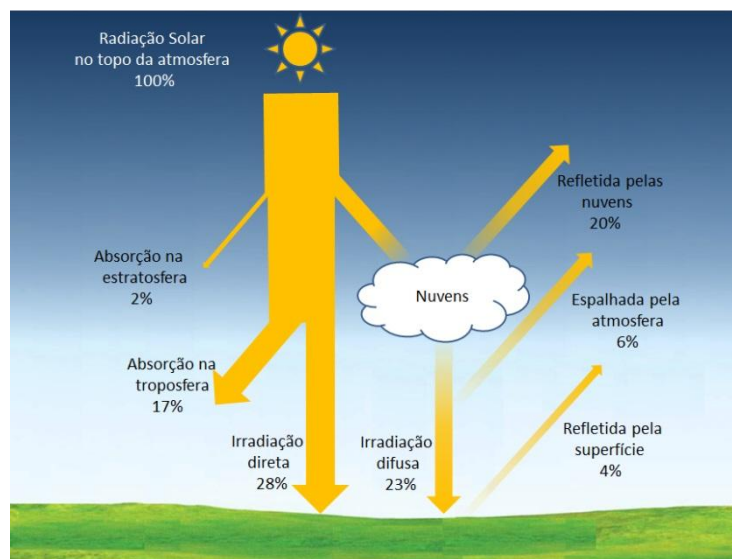
## 2.3 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar é a maior fonte de energia renovável disponível na natureza, tendo como origem a radiação proveniente das reações de fusão de núcleos de hidrogênio e de hélio no interior do Sol. Essa reação resulta em uma liberação de grande quantidade de energia, que se propaga através do espaço até atingir a região de influência do planeta Terra.

A energia média irradiada pelo Sol que chega ao topo da atmosfera terrestre, chamada de constante solar, é de  $1.367 \text{ W/m}^2$  (TIWARI, 2004). De acordo com a Figura 4, Essa energia chega à superfície da Terra por meio de dois processos. O primeiro diz respeito à irradiação que atinge a superfície de forma direta, atravessando a atmosfera. Essa parcela representa 28 % de toda a irradiação incidente na camada externa da atmosfera.

O segundo processo ocorre por meio do espalhamento da radiação por influência da atmosfera, conhecido como radiação difusa. Esse processo corresponde a 23 % da irradiação que chega até a superfície. Assim, a radiação solar incidente na superfície terrestre corresponde à soma dessas duas parcelas.

Figura 4. Distribuição da irradiação solar incidente sobre a Terra.



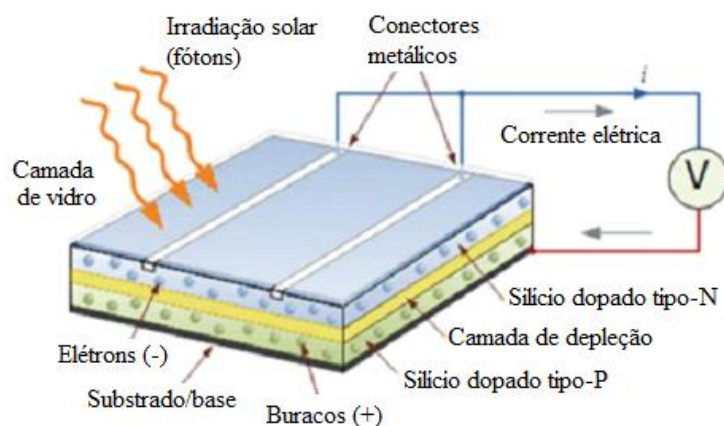
Fonte: Adaptado de University of Oklahoma (2005).

Os sistemas fotovoltaicos são caracterizados pela alta confiabilidade e baixa manutenção, sendo que seu alto custo inicial frequentemente é compensado pelo baixo custo operacional. Através do efeito fotovoltaico, as células solares contidas nos painéis convertem a energia solar diretamente em energia elétrica renovável, segura e não poluente (SILVEIRA; TUNA; LAMAS, 2013).

A unidade básica da energia solar fotovoltaica é a célula fotovoltaica. Ela é composta por duas camadas de material semicondutor dopado. As camadas, uma do tipo N, com excesso de elétrons e outra do tipo P, com déficit de elétrons, são unidas, formando uma junção PN. Quando há incidência de fótons provenientes da irradiação solar sobre a célula fotovoltaica, os elétrons que estão na banda de valência absorvem energia e, uma vez

excitados, saltam para a banda de condução, passando à condição de elétrons livres. Esses elétrons excitados circulam pelo material tipo N e alguns alcançam a junção PN, onde são conduzidos para o semiconductor do tipo P pelo potencial interno (potencial de Galvani). Esse efeito gera uma corrente elétrica e, assim, parte da energia da irradiação solar é convertida em energia elétrica. Se a célula não sofrer incidência solar, os elétrons e as lacunas permanecem presos atrás dessa barreira (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Os principais componentes de uma célula fotovoltaica e os elementos envolvidos em sua operação são mostrados na Figura 5.

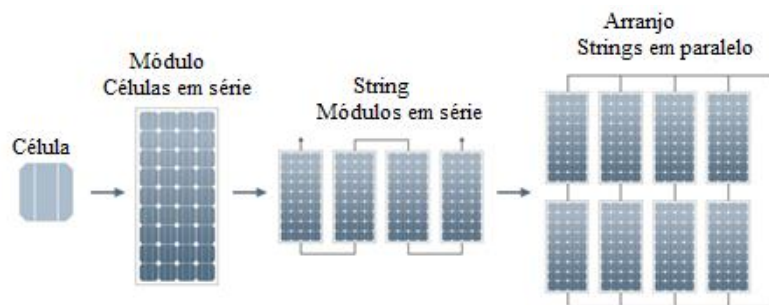
Figura 5. O efeito fotovoltaico.



Fonte: Traduzido de Mohd et al. (2017).

No processo de industrialização, as células fotovoltaicas são interconectadas em arranjos série-paralelo formando assim, os módulos fotovoltaicos, conforme Figura 6. Os módulos fotovoltaicos mais utilizados baseiam-se na tecnologia poli ou mono-cristalina (BENAOUADJ *et al.*, 2012). Porém, recentemente, filmes finos estão se popularizando, especialmente para grandes instalações (LI *et al.*, 2019).

Figura 6. Organização das células fotovoltaicas em módulos, strings e arranjos.

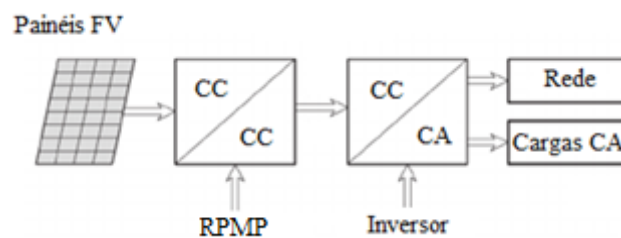


Fonte: Adaptado e traduzido de Stapleton, Neill e Milne (2013).

Em geral, nas instalações fotovoltaicas, os módulos são organizados em circuitos em série, afim de se alcançar a tensão DC necessária. Para se obter uma potência maior, várias strings são conectadas em paralelo para se formar um arranjo. Tal organização é mostrada na Figura 6. O comportamento de um sistema fotovoltaico sob diferentes intensidades de irradiação solar e temperatura pode ser entendido examinando suas características de corrente-tensão (I-V) e tensão-potência (P-V). Sempre existirá um único ponto de operação no qual a potência será máxima, ou seja, o Ponto de Máxima Potência (PMP) em uma dada temperatura e irradiação.

O PMP não é fixo; flutua continuamente de acordo com a temperatura e irradiação solar. Devido a essa dinâmica, um Rastreador de Ponto de Máxima Potência (RPMP), conforme Figura 7 é necessário para garantir que seja sempre extraída a máxima potência do arranjo (BHATTI *et al.*, 2016).

Figura 7. Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico mostrando seus principais componentes.



Fonte: Adaptado de Altin e Yildirimoglu (2013).

A energia gerada pelo sistema sofre influência das variações da irradiação solar, seja devido ao horário do dia, época do ano, ou influência de eventos climáticos. Trata-se, portanto, de uma fonte de energia altamente variável, o que faz da mesma uma fonte não despachável, ou seja, não é possível controlar a sua geração de acordo com a demanda.

Uma das maneiras de se lidar com essa limitação é por meio da utilização de sistemas de armazenamento de energia, geralmente baterias (AYENG'O *et al.*, 2018). Assim, a energia elétrica gerada em excesso, ou seja, quanto a potência gerada é superior à potência da carga, é armazenada para uso em momentos quando a demanda for maior do que a potência gerada.

Contudo, baterias ainda são caras e, via de regra, sua vida útil é inferior à dos sistemas fotovoltaicos, necessitando de trocas em períodos que podem variar de 3 anos, no caso de baterias de chumbo-ácido, a 16 anos, no caso de baterias de íon-lítio (AYENG'O *et al.*, 2018). Assim, o armazenamento de energia ainda é aplicado geralmente apenas em sistemas isolados

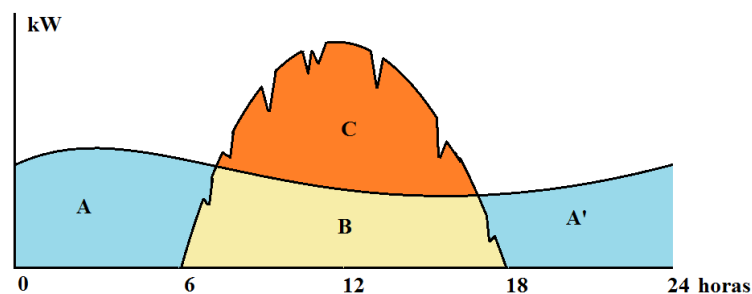
da rede elétrica de distribuição, como fazendas distantes, lugares ermos ou ilhas. Esses sistemas isolados da rede elétrica de distribuição são chamados de *off-grid*.

Em situações onde há acesso à rede elétrica, os sistemas solares fotovoltaicos geralmente são conectados à mesma por meio de inversores, responsáveis por converterem a saída em corrente contínua (CC) dos painéis em corrente alternada (CA) em frequência compatível com a rede elétrica. Devido a essa conexão com a rede, Esses sistemas são chamados de *on-grid*.

Nos sistemas *on-grid*, a energia elétrica excedente, ou seja, superior à demanda da carga, é injetada na rede elétrica. Em momentos em que a demanda é menor do que a potência gerada, o suprimento elétrico das cargas é complementado com energia da rede, havendo então cobrança de tarifa. Dessa forma, a rede elétrica funciona como uma bateria virtual. Por fim, o usuário é cobrado pelo seu consumo líquido de energia, ou seja, a diferença entre o que é gerado e o que é consumido. Tal sistema de cobrança é chamado de *net-metering* ou Sistema de Compensação de Energia Elétrica, conforme regulamentação da ANEEL (GUCCIARDI GARCEZ, 2017).

A Figura 8 ilustra o funcionamento do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. As áreas indicadas pelas letras A e A' correspondem ao consumo de energia junto à rede de distribuição. A área indicada pela letra C corresponde ao excedente gerado pelo sistema fotovoltaico. A área indicada pela letra B corresponde à energia gerada e consumida instantaneamente pela carga. Assim, o consumo líquido da carga no dado período corresponde à diferença entre a soma das áreas A e A' e a área C.

Figura 8. Sistema de Compensação de Energia Elétrica.



Fonte: Elaboração própria.

Os painéis fotovoltaicos geram eletricidade em uma potência proporcional à irradiação solar à qual está submetido, sendo que essa varia de acordo com o horário do dia e condições climáticas. Dessa forma, a potência nominal de um painel fotovoltaico é estabelecida por

normas de condições padronizadas de teste. A principal delas, a STC (Standard Test Conditions), estabelece uma irradiação incidente padrão de  $1 \text{ kW/m}^2$  e temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  (HÜTTL *et al.*, 2019).

Como a irradiação solar varia ao longo do dia, uma forma de se representar a energia solar média incidida diariamente em uma dada localidade é por meio das Horas-Sol-Pico (HSP).

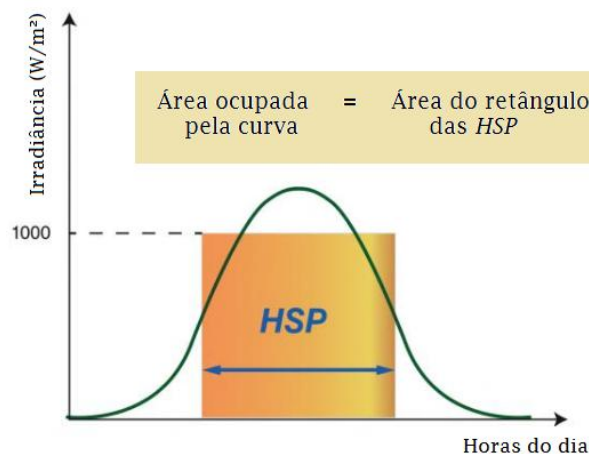
HSP é definida como o tempo em horas de uma irradiação solar constante hipotética  $G_{STC}$  de  $1 \text{ kW/m}^2$ . Ou seja, contabiliza-se a energia solar diária na forma de pacotes de 1 h cada com potência de  $1 \text{ kW/m}^2$ , que é a irradiação padrão de testes (STC) com a qual os painéis fotovoltaicos são testados e certificados.

Assim, as HSP são dadas pela relação entre a irradiação solar global diária  $G_d$  e a irradiação padrão de teste  $G_{STC}$  (MESSENGER; VENTRE, 2004), conforme equação (1).

$$HSP = \frac{G_d}{G_{STC}} \frac{[kWh/m^2 \cdot dia]}{[1 \text{ kW}/m^2]} \quad (1)$$

Na Figura 9 é mostrada a variação da irradiação solar durante o período de um dia. A área sob a curva de irradiação equivale à energia solar incidente  $G_d$  ( $\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$ ) sobre o painel em um dia. A área retangular representa a quantidade de horas com irradiação de  $1 \text{ kW}/\text{m}^2$  (HSP) necessária para que uma dada área receba uma quantidade equivalente de energia.

Figura 9. Representação gráfica das Horas-Sol-Pico (HSP).



Fonte: Traduzido de Carreras (2019).

### **2.3.1 A energia solar fotovoltaica no Brasil**

De acordo com Pereira et al. (2017), a média anual de irradiação global apresenta uma boa uniformidade no Brasil, com médias relativamente altas em todo o território. Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1.500-2.500 W/m<sup>2</sup>) são superiores aos da maioria dos países europeus, como Alemanha (900-1.250 W/m<sup>2</sup>), França (900-1.650 W/m<sup>2</sup>) e Espanha (1.200-1.850 W/m<sup>2</sup>), locais onde projetos de aproveitamentos solares são amplamente disseminados.

Apesar das condições favoráveis ao desenvolvimento da fonte, a energia solar fotovoltaica ainda é incipiente no Brasil, sendo o primeiro leilão específico para essa fonte realizado apenas recentemente, no ano de 2014 (CCEE, 2014). O Brasil, conforme Ministério das Minas e Energia (2016) possuía, ao final de 2016, 24 MW de potência instalada em centrais solares fotovoltaicas centralizadas, crescendo rapidamente, alcançando 2,48 GW ao final de 2019 segundo a ANEEL (2019).

Para além das plantas centralizadas de grande porte, um dos maiores indutores do desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil tem sido a geração distribuída. A regulamentação, feita em 2012 e aperfeiçoada em 2016, trouxe importantes estímulos à instalação de centrais geradoras de pequeno porte baseadas em fontes renováveis, como as energias solar e eólica. Como parte dessa regulamentação, foi instituído o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, que permite o acúmulo de excedentes de geração em relação ao consumo, gerando créditos que podem ser utilizados num prazo de cinco anos (ANEEL, 2012).

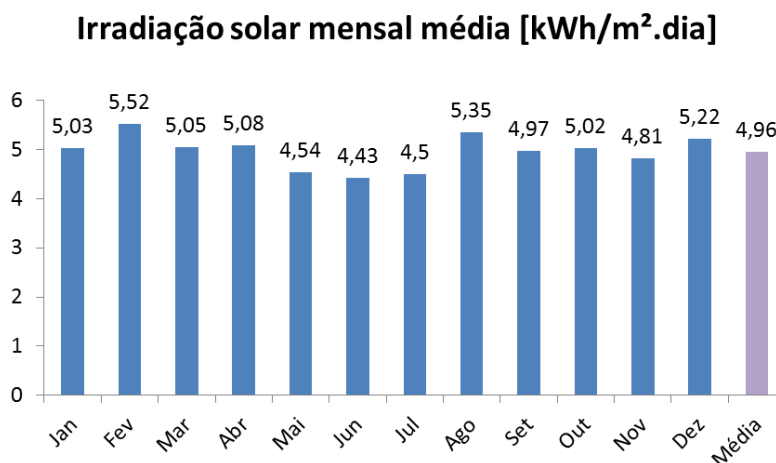
O número de conexões de micro (até 75 kW de potência instalada) e minigeração (maior que 75 kW e menor que 5 MW) distribuída de energia renovável está em plena ascensão no Brasil, atingindo 176.651 conexões em operação ao final de 2019, contra apenas quatro em 2012, com potência instalada de 2,22 GW, sendo a energia solar responsável por 92 % desse total de acordo com a ANEEL (2019b).

### **2.3.2 Recurso solar em Guaratinguetá – SP**

A cidade de Guaratinguetá – SP está localizada na região do Vale do Paraíba, no estado de São Paulo. De acordo com dados disponibilizados pelo INPE, através do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (2017) a irradiação solar média anual é de 4,96 kWh/m<sup>2</sup>.dia, com

máxima de 5,32 kWh/m<sup>2</sup>.dia no mês de Fevereiro e mínima de 4,43 kWh/m<sup>2</sup>.dia no mês de Junho. As médias mensais são mostradas na Figura 10.

Figura 10. Irradiação solar média mensal na cidade de Guaratinguetá – SP.

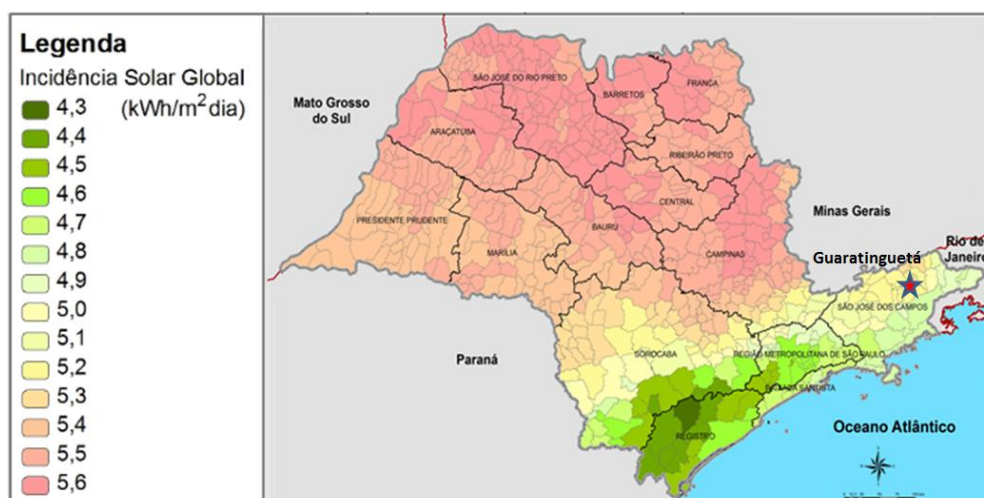


Fonte: Elaboração própria.

A Figura 10 mostra a irradiação solar média para cada mês do ano, com destaque para a média anual de 4,96 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Esse valor é utilizado no dimensionamento da planta solar fotovoltaica, como será detalhado na seção de metodologia.

A localização e a irradiação solar média anual do município de Guaratinguetá são mostradas na Figura 11.

Figura 11. Localização e irradiação solar anual de Guaratinguetá.



Fonte: Adaptado de Secretaria de Energia - Subsecretaria de Energias Renováveis (2013).



## 2.4 ELETRÓLISE DA ÁGUA

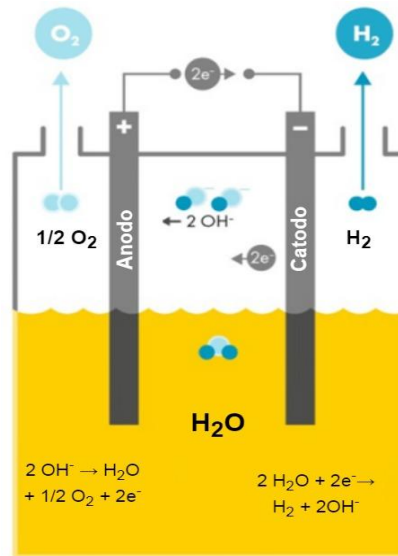
A eletrólise é o mais importante método de produção de hidrogênio por meio da água. É uma tecnologia madura, baseada na geração de moléculas de hidrogênio e oxigênio por meio da aplicação de uma corrente contínua na água, dissociando-a. Atualmente, cerca de 4 % da produção mundial de hidrogênio se dá por meio da eletrólise da água.

O hidrogênio obtido com esse método é de elevada pureza e, uma vez seco e livre das impurezas de oxigênio, pode alcançar 99,999 % em volume. Esse nível de pureza qualifica o hidrogênio eletrolítico para aplicação em células a combustível de baixa temperatura, sendo essa uma vantagem sobre os processos baseados em biomassa. A eletrólise consiste em submeter a água à condução de uma corrente elétrica contínua, quebrando-a em moléculas de hidrogênio e oxigênio. Por sua vez, a água, em sua forma pura, tem comportamento isolante, sendo impossível realizar a sua decomposição eletrolítica. Isso ocorre uma vez que a auto-ionização da água pura não é suficiente para que a mesma possa conduzir corrente elétrica.

Dessa forma, para que a água seja separada em cátions e ânions, é necessário que essa seja posta na forma de uma solução com alguma substância que contenha íons mais reativos que os da água, como um ácido ou uma base forte. Essa substância, capaz de produzir uma solução condutora quando dissolvido na água, é chamada de eletrólito.

A Figura 12 ilustra de maneira simplificada o processo de eletrólise da água. Sendo uma reação de oxi-redução, esse processo compreende duas semi-reações que ocorrem concomitantemente, sendo uma de oxidação, por meio de um eletrodo positivo (anodo), e uma reação de redução, realizada no eletrodo negativo (catodo). Ambos os eletrodos estão em contato com a solução composta pela água e o eletrólito.

Figura 12. Esquema básico de uma célula eletrolítica.



Fonte: Adaptado e traduzido de Adolf et al. (2017).

Como se trata de uma reação endotérmica é necessário que se forneça energia para que ocorra. Assim, a reação global da eletrólise da água pode ser expressa como:



Os processos utilizados para a realização da eletrólise são classificados de acordo com a composição dos eletrólitos, condições de operação e agentes iônicos envolvidos ( $OH^-$ ,  $H^+$ ,  $O_2^-$ ). Porém, todos esses métodos compartilham a mesma reação global.

#### 2.4.1 Tecnologias de eletrólise

As células eletrolíticas são unidades básicas do processo de eletrólise e compreendem os eletrodos positivo e negativo, que ficam em contato com o eletrólito e uma membrana ou diafragma. As células eletrolíticas são classificadas em três principais tipos: alcalinas, membrana de eletrólito polimérica (PEM, do inglês, *polymer-electrolyte membrane*) e pilha eletrolítica de óxido sólido (SOE, do inglês, *solid oxide electrolyser*) (GALLANDAT; ROMANOWICZ; ZÜTTEL, 2017).

A eletrólise alcalina representa a tecnologia mais madura, tendo sido aplicada para produção de hidrogênio em larga escala, com potência na ordem de megawatts. Os eletrodos são imersos em um eletrólito líquido e separados por um diafragma. O eletrólito é geralmente

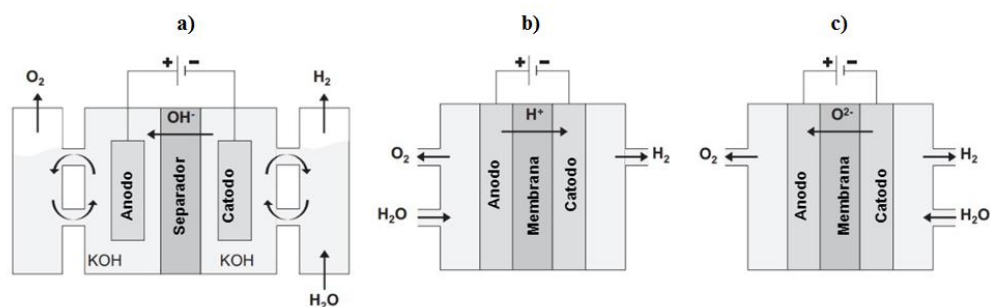
uma solução aquosa de 25 % a 30 % de KOH, e fica separado em reservatórios diferentes para cada gás produzido ( $O_2$  e  $H_2$ ).

A eletrólise PEM foi introduzida pela GE nos anos 1960. Uma membrana de troca de prótons separa as duas semi-células, e os eletrodos são montados diretamente sobre a membrana. O ambiente ácido corrosivo fornecido pela membrana de troca de prótons requer o uso de metais nobres catalíticos, como o irídio para o anodo e platina para o catodo. O suprimento de água ocorre pelo anodo.

A eletrólise de óxido sólido começou a ser desenvolvida nos EUA nos anos 1970 e é operada em altas temperaturas, tipicamente entre 700 e 900 °C. A alta temperatura permite maiores eficiências do que a eletrólise alcalina e PEM, mas implica em uma considerável complexidade relacionada à estabilidade dos materiais. A água de alimentação é pré-aquecida em um recuperador de calor instalado na saída dos produtos da reação, em conjunto de fontes externas de calor ou um aquecedor elétrico (BUTTLER; SPLIETHOFF, 2018).

A Figura 13 mostra as três principais tecnologias atuais de eletrólise, seus elementos básicos, bem como os reagentes e os produtos relacionados. À esquerda está representada a célula eletrolítica do tipo alcalina, com passagem do íon hidroxila ( $OH^-$ ) pelo separador, do catodo para o anodo. Ao centro, a célula do tipo PEM, caracterizado por uma membrana polimérica condutora de prótons ( $H^+$ ), que passam do anodo para o catodo. À direita, a célula de eletrólise de óxido sólido, caracterizada pelo eletrólito em membrana condutora do ânion  $O^{2-}$ . No centro, a célula do tipo PEM, e a direita, a célula do tipo SOE. Os íons transferidos entre os eletrodos são  $H^+$ ,  $OH^-$  e  $O^{2-}$ , respectivamente.

Figura 13. As principais tecnologias de células eletrolíticas.

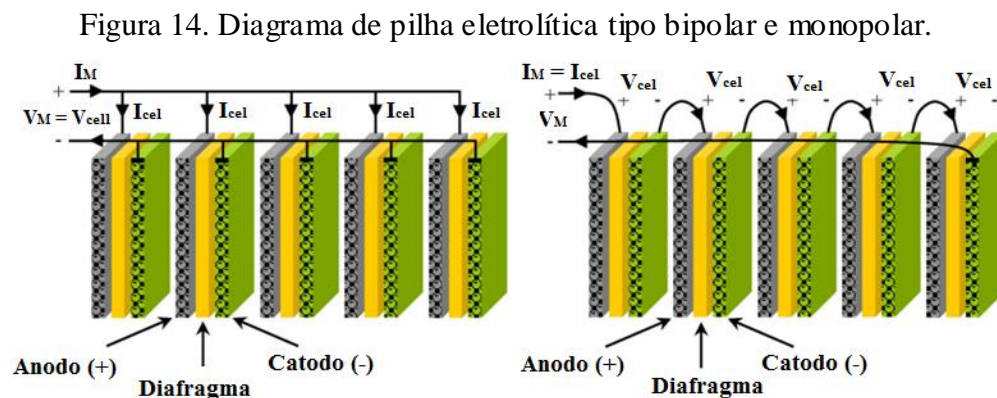


Fonte: Adaptado e traduzido de Schmidt et al. (2017).

As células eletrolíticas são enfileiradas formando uma pilha (ou *stack*, em inglês), que é o principal componente de uma pilha eletrolítica. A pilha é montada em duas configurações principais, a unipolar e a bipolar. Pilhas eletrolíticas unipolares (ou tipo tanque) consistem em

uma montagem em que os eletrodos positivos e negativos são alternados entre separadores porosos, ou membranas. Os eletrodos positivos e os negativos de cada célula são ligados em paralelo. Esse aparato fica mergulhado em um mesmo tanque de eletrólito. Um eletrolisador em escala de planta é montado pela conexão em série dessas unidades. A tensão total aplicada ao conjunto é a mesma de cada célula individual.

Por outro lado, nas pilhas eletrolíticas bipolares uma única placa metálica conecta eletricamente as células adjacentes em série. Os eletrodos localizados nas extremidades da pilha formam um par positivo e negativo. Os eletrodos centrais funcionam como catodo em um dos lados e como anodo no outro lado. Nesse caso, a tensão elétrica total da pilha é igual à soma da tensão de cada célula. Essas pilhas são em geral submetidas a uma tensão total maior e uma menor corrente do que as unipolares. Os esquemas básicos de montagem das pilhas eletrolíticas são mostrados na Figura 14. À direita, a pilha eletrolítica bipolar, à esquerda, a monopolar.



Em equipamentos industriais típicos, a configuração unipolar apresenta uma tensão de aproximadamente 2,2 V em cada célula, enquanto que a bipolar possui tensão de  $2,2 \times (n-1)$ , onde  $n$  é o número de eletrodos.

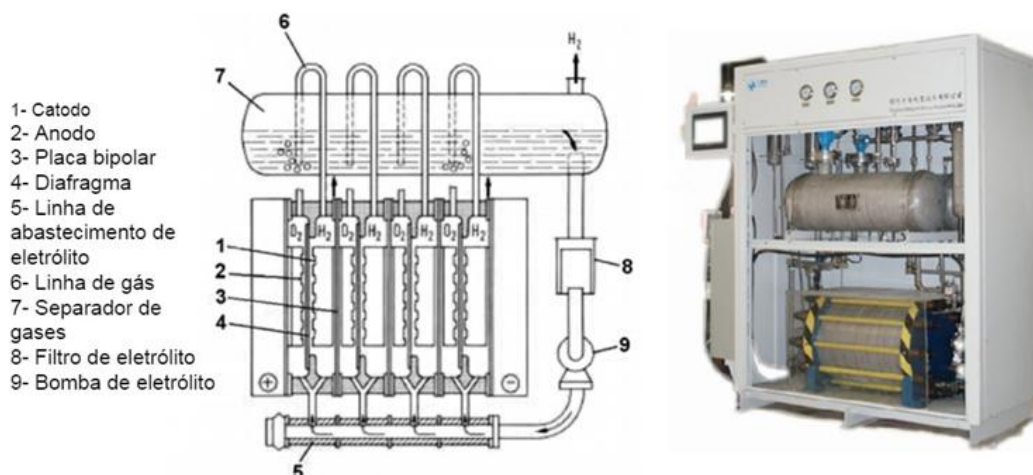
Devido à simplicidade da configuração unipolar, esse tipo de pilha eletrolítica é mais fácil de fabricar e requer menor manutenção, apesar de representar altas correntes e baixas tensões, o que provoca perdas ôhmicas maiores. Por outro lado, a configuração bipolar apresenta perdas ôhmicas menores, apesar de que demanda um processo de fabricação bem mais preciso, afim de se prevenir fuga de gás e de eletrólito entre as células (FIGUEIREDO; NUNES; BRITO, 2017).

## 2.4.2 Eletrolisadores

Além do processo de eletrólise em si, realizado pelas células eletrolíticas, organizadas em pilhas, os equipamentos comerciais de eletrólise compreendem um conjunto maior, que inclui subsistemas auxiliares. Esse conjunto é chamado de eletrolisador. Esses subsistemas incluem diferentes processos e equipamentos, como de purificação de água, tratamento e resfriamento de hidrogênio, controle e de segurança.

Eletrolisadores comerciais compreendem também uma unidade de suprimento elétrico, equipada com um retificador CA/CC responsável por retificar e controlar a corrente elétrica para os demais processos. Na Figura 15, à esquerda, são mostrados os componentes de um eletrolisador equipado com uma pilha eletrolítica alcalina do tipo bipolar. À direita, o gabinete de montagem.

Figura 15. Componentes de um eletrolisador e sua montagem em gabinete.



Fonte: Adaptado e traduzido de Yangzhou Chungdean Hydrogen Equipment Co. Ltd (2011) e Reissner, Seyed e Hosseiny (2015).

A fim de se obter modularidade na montagem, os fabricantes costumam reunir esses subsistemas em um único gabinete ou em um container. Assim, uma planta de eletrólise pode ser ampliada, ou ter seus componentes substituídos ou retirados para manutenção de forma simplificada, facilitando a sua gestão e operação.

## 2.5 COMPRESSÃO DO HIDROGÊNIO

Como visto na sessão anterior, a tecnologia mais madura e conhecida para o armazenamento do hidrogênio é por meio de sua compressão. Esse processo consiste em elevar a pressão de um gás, passando-o de um reservatório de baixa pressão para outro de alta pressão. O principal componente envolvido nesse processo é o compressor.

Apesar de existirem diversas topologias de compressores mecânicos, elas se baseiam no deslocamento positivo, técnica que consiste em se reduzir o espaço onde o gás está contido, confinando-o em um volume menor. Dessa forma, o número de colisões entre as moléculas de gás e as paredes do espaço de confinamento aumentam, resultando em uma maior pressão (SDANGHI *et al.*, 2019).

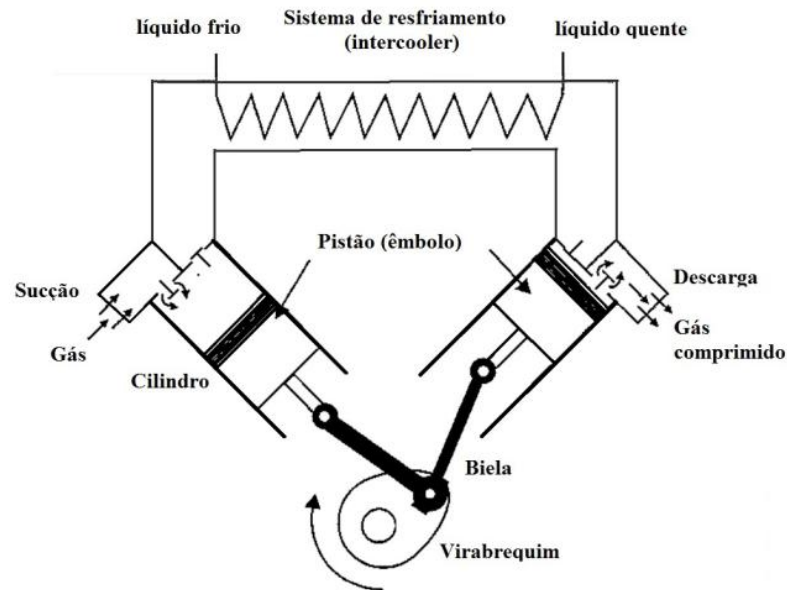
Essa técnica é utilizada em diversos tipos de compressores alternativos, baseados num sistema de biela-manivela em que um pistão alterna sua posição na direção de um cilindro, variando o seu espaço. Esse tipo também é chamado de fluxo intermitente, uma vez que a vazão de descarga varia, conforme o deslocamento do pistão ou membrana.

Altas pressões podem ser alcançadas por meio de associações em série de conjuntos cilindro-pistão, formando-se assim um compressor multi-estágios. A compressão de um gás compreende a realização de trabalho sobre o mesmo, aumentando sua energia interna, que por sua vez, resulta em um aumento de sua temperatura.

De modo a se manter a temperatura do gás dentro de uma determinada faixa ao longo de todo o processo de compressão, geralmente são instalados trocadores de calor entre cada estágio de compressão, também chamado de sistema de refrigeração, ou *intercooler*.

A Figura 16 mostra o diagrama de um compressor a pistão de dois estágios bem como seus principais componentes. Seus dois pistões realizam trabalho sobre o gás ao diminuir seu volume. O *intercooler* realiza o resfriamento do gás antes de ser admitido no estágio seguinte. Válvulas controlam a passagem do gás de um estágio para o outro, bem como a abertura e fechamento da entrada (sucção) e saída (descarga).

Figura 16. Diagrama de um compressor a pistão de dois estágios.



Fonte: Adaptado de Pasetti (2016).

## 2.6 ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO

O hidrogênio não necessariamente é consumido no mesmo tempo e espaço de sua produção e, muitas vezes, essas operações acontecem em diferentes taxas. Tais discrepâncias tornariam a produção e o consumo incompatíveis entre si, se tomados isoladamente.

Uma forma de se conectar e de se harmonizar os parâmetros entre um processo e outro é por meio do armazenamento do hidrogênio, geralmente por meio de um reservatório, onde é estocado. Segundo Moradi e Groth (2019) as aplicações das tecnologias de armazenamento de hidrogênio podem ser divididas entre estacionárias ou móveis.

O armazenamento móvel tem a finalidade de transportar quantidades fracionadas do hidrogênio estocado. Entre suas aplicações estão os tanques embarcados em veículos (terrestres, navais e aeroespaciais) movidos pela energia liberada pelo hidrogênio, seja na combustão ou por meio de células a combustível. Outra aplicação do armazenamento móvel é o transporte do hidrogênio entre os centros de produção e de consumo ou distribuição, utilizado nas estações de reabastecimento do tipo *off-site*.

Entre as aplicações estacionárias estão o armazenamento no ponto de produção, onde o hidrogênio é estocado após ser produzido em estações *off-site*, podendo então ser despachado por meio de gasoduto ou de outro meio de transporte. O armazenamento no ponto de consumo

se dá junto ao seu uso final, devendo ser abastecido com meios de transporte (se produzido *off-site*) ou produção local. Aplicações estacionárias de armazenamento possuem menores exigências quanto ao peso e ao volume (ABE *et al.*, 2019).

### 2.6.1 Armazenamento no Estado gasoso

A temperatura e pressão ambiente, o hidrogênio gasoso possui densidade energética pequena, se comparado a combustíveis fósseis gasosos, de modo que seu armazenamento resultaria pouco prático e econômico, necessitando um grande volume em tanques. Devido a isso, o hidrogênio é colocado em pressões elevadas por meio de compressores e armazenado em tanques apropriados, chamados de vasos de pressão.

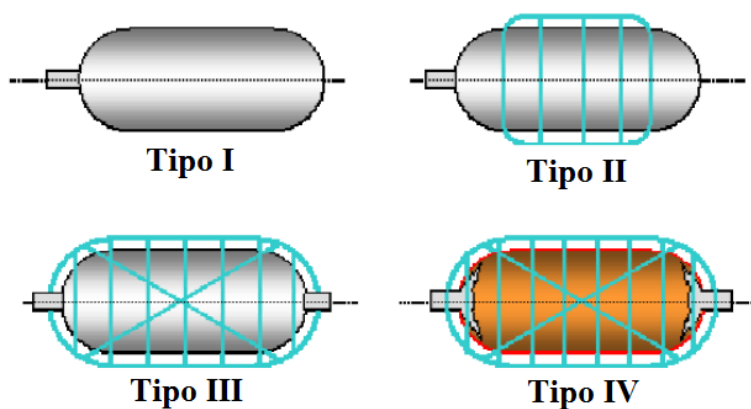
Existem quatro tipos de vasos de pressão que podem ser utilizados para o armazenamento de hidrogênio, a saber (MORADI; GROTH, 2019):

- Tipo I – Vasos de pressão convencionais metálicos. Esse tipo de vaso de pressão é o de menor custo de aquisição e também o mais pesado, aproximadamente 1,4 kg por litro de capacidade. São geralmente feitos de alumínio ou aço e suportam pressões de até 50 MPa.
- Tipo II – Vaso de pressão de aço envolto parcialmente, em sua seção cilíndrica, por fibra de vidro ou carbono bobinado ou outro material composto. São pesados e suportam pressões de 45 a 80 MPa.
- Tipo III – Vaso de pressão totalmente envolto e revestido por metal. A carga estrutural é suportada principalmente pela estrutura de fibra de carbono bobinada, e o revestimento de alumínio tem função de vedação, suportando cerca de 5 % da carga mecânica. Essa tecnologia tem confiabilidade comprovada para pressões de até 45 MPa.
- Tipo IV – Vaso de pressão com 100 % material compósito (não metálico). Nesse caso, são utilizados materiais compósitos de fibra de carbono ou vidro-carbono para suportar a carga estrutural, enquanto que materiais poliméricos, como polietileno de alta densidade, são utilizados no revestimento. Esse tipo de vaso de pressão é o de menor peso e pode suportar pressões superiores a 100 MPa. Atualmente, Esse tem sido o tipo mais utilizado em aplicações automotivas, em veículos a célula a combustível.



Os principais tipos de vasos de pressão para armazenamento de hidrogênio gasoso são mostrados na Figura 17. Os tipos I e II não são indicados para aplicações automotivas, devido ao seu elevado peso e volume. Os tipos III e IV são mais leves e resistentes a pressões mais elevadas, além de serem menos susceptíveis aos processos de fragilização por hidrogênio, fenômeno em que os átomos do gás penetram e se difundem pelo metal em contato, alterando sua microestrutura e diminuindo sua elasticidade.

Figura 17. Tipos de tanque de hidrogênio pressurizado.



Fonte: Traduzido de Hy Response (2016).

### **3 ANÁLISE TÉCNICA DE UMA ESTAÇÃO DE PRODUÇÃO E ABASTECIMENTO DE HIDROGÊNIO**

O primeiro passo dessa análise consiste no cálculo da demanda diária média de hidrogênio por parte dos veículos. O cálculo dessa demanda é feito com base no tamanho assumido da frota de veículos, o respectivo consumo por quilômetro rodado e na rodagem diária média dos veículos, assumida como uniforme.

Uma vez calculada a demanda e de posse de dados reais de consumo elétrico de um eletrolisador alcalino disponível comercialmente, calcula-se a eficiência de sua pilha eletrolítica. Conhecendo a taxa de produção do eletrolisador, calcula-se o tempo de operação diário necessário e sua potência nominal de entrada. Com a massa de hidrogênio a ser produzida, calcula-se o consumo elétrico na pilha e na entrada do eletrolisador, bem como as perdas e consumo nas cargas auxiliares.

Com a vazão média de hidrogênio (kg/h) oriunda do eletrolisador, calcula-se a potência do compressor necessária para que se eleve o gás da pressão de saída do eletrolisador para a pressão de abastecimento. Com a massa de hidrogênio oriunda do eletrolisador, calcula-se o trabalho realizado pelo compressor necessário para que se eleve o gás da pressão de saída do eletrolisador (2 MPa) para a pressão de abastecimento (87,5 MPa), mantendo temperatura constante em cada estágio por meio de trocadores de calor a água (intercoolers). São calculadas também as perdas relacionadas a ineficiências elétricas e mecânicas do compressor, assim como as vazões nos trocadores de calor.

É calculado então o consumo específico na unidade de refrigeração pré-abastecimento, assim como as capacidades de armazenamento e volume interno dos tanques de baixa e alta pressão.

Por fim, levando em conta todo o consumo elétrico dos equipamentos e processos da estação de abastecimento, assim como as perdas, calcula-se a potência da planta fotovoltaica dimensionada para atender o consumo elétrico. Calculam-se também as perdas na conversão da irradiação solar em energia elétrica, bem como a quantidade de painéis fotovoltaicos e área ocupada.

### 3.1 DEMANDA DIÁRIA DE HIDROGÊNIO DA FROTA DE VEÍCULOS

#### 3.1.1 Cálculo da Demanda

O sistema de táxis regulares da cidade brasileira de Guaratinguetá, localizada no Estado de São Paulo, é composto por uma frota de 112 veículos a combustão interna, movidos por gasolina e etanol. Segundo dados da Confederação Nacional dos Transportes (CNT) (2016), a rodagem média de taxistas no Brasil é de 200 km/dia.

Assume-se nesse trabalho a substituição da frota atual de por veículos equivalentes movidos a célula a combustível do modelo Toyota Mirai. Lançado em 2014, Esse veículo possui um tanque de armazenamento de 5 kg de hidrogênio, armazenado uma pressão de 70 MPa. É equipado com uma célula a combustível do tipo *solid polymer electrolyte*. Sua propulsão é feita por um motor elétrico de corrente alternada de 113 kW e o seu consumo é de  $0,0076 \text{ kg}_{\text{H}_2} / \text{km}$  (TOYOTA MOTOR EUROPE, 2017).

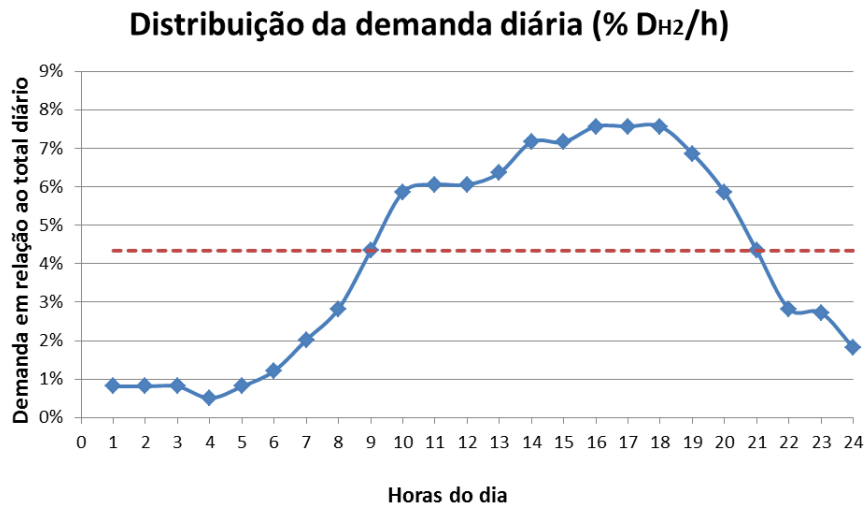
De forma semelhante ao proposto por (RIVEROS-GODOY; CAVALIERO; SILVA, 2012), a demanda diária de hidrogênio por parte da frota de veículos é calculada de acordo com a equação (3):

$$D_{\text{H}_2} = N_f \cdot C_j \cdot K_{med} \quad (3)$$

Em que  $D_{\text{H}_2}$  representa a demanda agregada de hidrogênio por parte da frota de veículos, em kg/dia,  $N_f$  é o tamanho da frota analisada, em número de veículos,  $C_j$  é o consumo de hidrogênio dos veículos [ $\text{kg}_{\text{H}_2} / \text{km}$ ] e  $K_{med}$  é o percurso médio diário de cada veículo.

A demanda  $D_{\text{H}_2}$  trata-se, portanto, do total de hidrogênio a ser produzido localmente na estação para atender o consumo diário da frota de veículos. Como os veículos são abastecidos em diferentes horários, há uma demanda instantânea variável de hidrogênio. Neste estudo, adota-se um padrão de demanda horária verificada por um estudo que considerou a variação de demanda de gasolina em postos nos EUA. Este padrão de consumo foi utilizado por autores de diferentes trabalhos a respeito de estações de abastecimento de hidrogênio, como Elgowainy et al. (2014) e ReddI et al. (2018) e é mostrado na Figura 18.

Figura 18. Distribuição horária da demanda diária de gasolina em postos nos EUA.



Fonte: Adaptado de Chen et al. (2008).

Verifica-se uma variação na demanda ao longo das horas do dia, com média horária de fornecimento de 4,3 % da demanda total diária, representada pela linha tracejada no gráfico da Figura 18. Denomina-se horário de pico as horas em que a demanda é superior à média. Neste caso, o horário de pico é de 12 horas e se estende das 9 às 21 h. O total de combustível fornecido em taxa horária acima da média de 4,3 % é denominado demanda de pico e equivale a 26,36 % do total fornecido no período de um dia.

### 3.2 ANÁLISE ENERGÉTICA

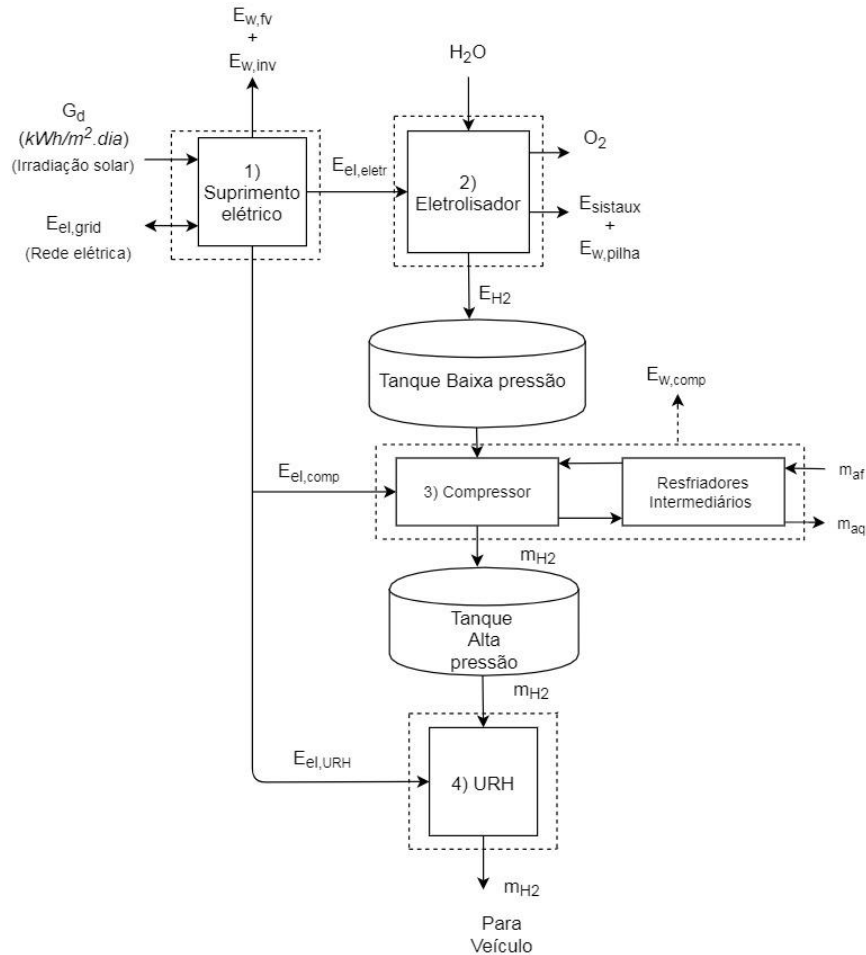
A análise energética tem como objetivo o balanço das energias na entrada e saída de cada um dos volumes de controle considerados, bem como as perdas. Trata-se, portanto, de uma análise por meio da Primeira Lei da Termodinâmica. São realizados os balanços de massa e de energia em cada volume de controle.

A Figura 19 mostra os volumes de controle considerados na análise energética. Numerados de 1 a 5, são respectivamente:

1. Suprimento energético, compreendido pela planta fotovoltaica *on-grid* e operando com compensação de excedentes de geração de energia elétrica;
2. Eletrolisador, composto por uma pilha eletrolítica do tipo alcalina juntamente com seus componentes auxiliares;

3. Processo de compressão, composto por um compressor multi-estágios bem como resfriadores intermediários;
4. Unidade de Refrigeração de Hidrogênio (URH).

Figura 19. Volumes de controle considerados na análise energética.



Fonte: Elaboração própria.

A energia elétrica é fornecida para os processos de eletrólise, compressão e refrigeração em corrente alternada por meio de um barramento principal, cujo balanço energético é dado pela equação (4).

$$E_{el,tot} = E_{el,eletr} + E_{el,comp} + E_{el,URH} \quad (4)$$

Em que  $E_{el,tot}$  [kWh] é a energia elétrica total consumida pelas cargas durante um dia,  $E_{el,eletr}$  é a energia consumida pelo eletrolisador,  $E_{el,comp}$  é a energia consumida pelo compressor e  $E_{el,URH}$  é o consumo da unidade de refrigeração.

No entanto, uma parte da energia fornecida a cada um dos processos não é convertida em trabalho, sendo perdida ou dissipada, devido à ineficiência inerente à conversão da energia, conforme a 2ª Lei da Termodinâmica. Nesta análise, os fluxos energéticos indicados pelo termo  $E_w$  representam a energia perdida ou dissipada nos processos analisados.

A presente análise energética considera o funcionamento em regime permanente dos equipamentos. Assim, as energias consumidas nos processos e nas perdas de cada subsistema são um produto entre suas potências e o seu respectivo período diário de operação [h/dia]. A energia elétrica é provida por uma planta fotovoltaica operando em conjunto com a rede elétrica, com aquisição de energia na rede nos períodos de geração menor que o consumo e injeção de excedentes na rede nos períodos de excesso de geração.

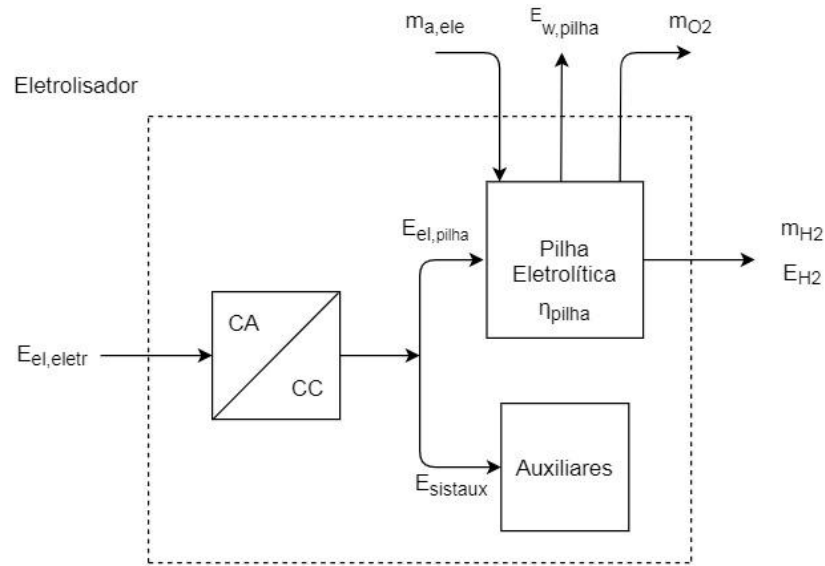
Assume-se que os tanques de armazenamento de baixa e alta pressão atuam como elementos armazenadores, desprezando-se trocas de energia e massa com o ambiente.

### **3.2.1 Eletrolisador**

De acordo com Kotowicz et al. (2017), o eletrolisador é o equipamento utilizado na produção de hidrogênio que compreende, além da pilha eletrolítica, subsistemas auxiliares como o de purificação de hidrogênio, o de medição e controle, o de conversão de corrente, o de bombeamento, entre outros. Uma vez que consomem energia em seus processos, tais subsistemas devem ser levados em conta na análise energética.

A Figura 20 mostra o volume de controle do eletrolisador, bem como seus fluxos de massa e energia por unidade de tempo.

Figura 20. Subsistemas de um eletrolisador.



Fonte: Adaptado de Kotowicz et al. (2017).

Na figura 20 observa-se um fluxo de entrada de energia elétrica em corrente alternada (CA) no volume de controle, que é convertida para corrente contínua (CC). A pilha eletrolítica, por sua vez, recebe um fluxo mássico  $\dot{m}_{a,ele}$  de água, tendo como produtos oxigênio  $\dot{m}_{O_2}$  e hidrogênio  $\dot{m}_{H_2}$ . Este processo consome um fluxo de energia  $\dot{E}_{el,pilha}$ , com uma eficiência  $\eta_{pilha}$ , resultando em uma perda de energia  $\dot{E}_{w,pilha}$  para o ambiente. Em seguida o hidrogênio é purificado, medido e condicionado pelos sistemas auxiliares, responsáveis por um consumo de energia  $\dot{E}_{sistaux}$ .

### 3.2.1.1 Balanço Energético do Eletrolisador

Segundo Hosseini, Dincer e Rosen (2013) a eficiência de uma pilha eletrolítica ( $\eta_{pilha}$ ) pode ser definida por uma relação entre a potência disponibilizada em forma de vazão de hidrogênio e a potência elétrica de entrada na pilha eletrolítica e é dada pela equação (5).

$$\eta_{pilha} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot PCI_{H_2}}{\dot{E}_{el,pilha}} \quad (5)$$

Em que  $\dot{m}_{H_2}$  é a vazão de hidrogênio da pilha eletrolítica [kg/h],  $PCI_{H_2}$  é o poder calorífico inferior do hidrogênio [33,33 kWh/kg] e  $\dot{E}_{el,pilha}$  é a potência em corrente contínua fornecida ao pilha [kW].

A energia elétrica total consumida na pilha no período de um dia,  $E_{el,pilha}$ , [kWh] é dada pelo produto entre a potência  $\dot{E}_{el,pilha}$  e o período de operação diário  $t_{eletr}$  [h/dia], conforme equação (6).

$$E_{el,pilha} = \dot{E}_{el,pilha} \cdot t_{eletr} \quad (6)$$

Assim, a perda  $E_{w,pilha}$  [kWh] envolvida na eletrólise, referente à eficiência não ideal da pilha pode ser calculada com a equação (7).

$$E_{w,pilha} = E_{el,pilha} \cdot (1 - \eta_{pilha}) \quad (7)$$

Conforme mostrado na Figura 20,  $\dot{E}_{sistaux}$  é a taxa de consumo energético dos subsistemas auxiliares. De acordo com Kotowicz et. al.,  $\dot{E}_{sistaux}$  equivale a 10 % da potência elétrica de entrada  $\dot{E}_{el,eletr}$  de eletrolisadores comerciais de larga escala, sendo os 90 % restantes relativos ao consumo da pilha. Dessa forma, o consumo elétrico na entrada do eletrolisador,  $E_{el,eletr}$ , pode ser calculado com a equação (8).

$$E_{el,eletr} = \frac{E_{el,pilha}}{0,90} \quad (8)$$

A energia entregue pela pilha eletrolítica na forma de gás hidrogênio no período de um dia é dada com a equação (9).

$$E_{H_2} = m_{H_2} \cdot PCI_{H_2} \quad (9)$$

Em que  $m_{H_2}$  é a massa de hidrogênio [kg/h] na saída da pilha e  $t_{eletr}$  é o tempo de operação diária [h].

Assim, tem-se que o balanço energético no eletrolisador é dado por meio da equação (10).

$$E_{el,eletr} = E_{sistaux} + E_{w,pilha} + E_{H_2} \quad (10)$$



### 3.2.1.2 Balanço de massa do Eletrolisador

O balanço de massa no eletrolisador é dado pela equação (11).

$$\dot{m}_{a,ele} - \dot{m}_{H_2} - \dot{m}_{O_2} = 0 \quad (11)$$

Em que  $\dot{m}_{a,ele}$ ,  $\dot{m}_{H_2}$  e  $\dot{m}_{O_2}$  são as vazões [kg/h] de água, hidrogênio e oxigênio entrando e saindo da pilha eletrolítica, respectivamente.

A vazão de hidrogênio  $\dot{m}_{H_2}$  oriundo da pilha eletrolítica é determinada pela demanda diária  $D_{H_2}$ , calculada com a equação (3), dividida pelo período de operação diário da pilha eletrolítica. Com as massas molares da água (18 g/mol), hidrogênio (2 g/mol) e oxigênio (32 g/mol), é possível calcular as vazões de água e oxigênio da pilha, aplicando-as na equação (1), da reação da eletrólise. Assim, para cada quilograma de hidrogênio produzido na pilha, serão demandados 9 kg de água, com produção adicional de 8 kg de oxigênio.

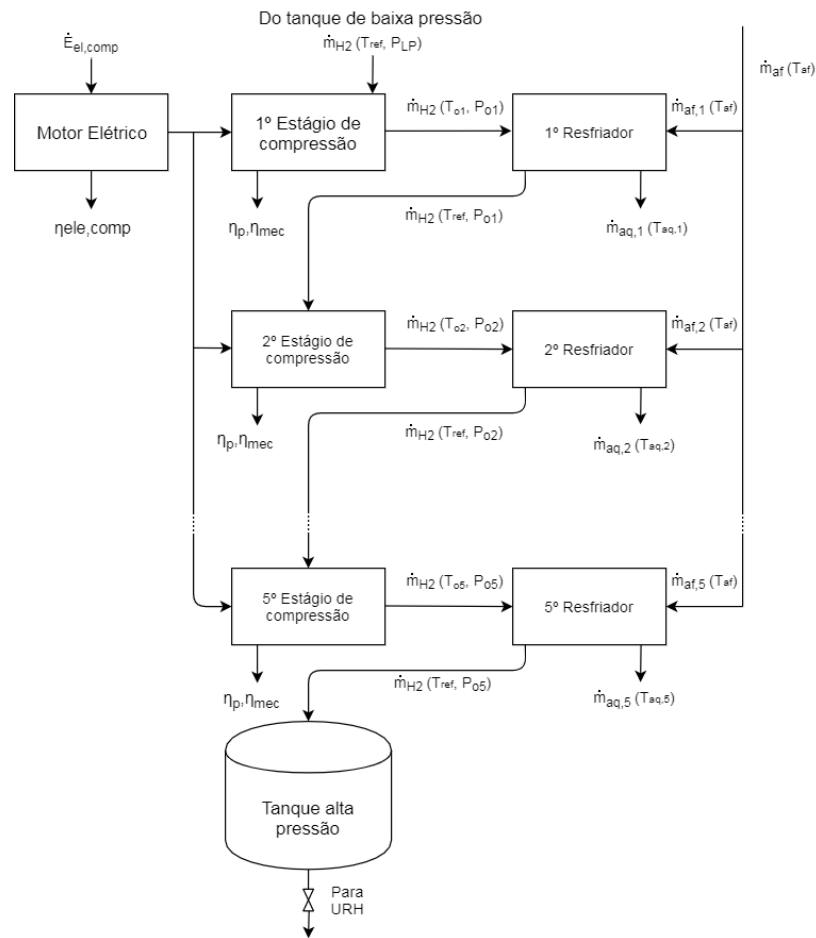
### 3.2.2 Compressor de hidrogênio

A compressão do hidrogênio é realizada por meio de um compressor a pistão multiestágios, acionado por um motor elétrico de corrente alternada. Resfriadores são utilizados na saída de cada estágio, buscando-se uma compressão idealmente isotérmica.

Procura-se modelar as características de um compressor de hidrogênio comercial disponível no mercado, com características de operação compatíveis com a aplicação proposta.

Os principais fluxos de massa e energia envolvidos no processo de compressão são mostrados na Figura 21.

Figura 21. Diagrama do processo de compressão de hidrogênio.



Fonte: Elaboração própria.

O hidrogênio, oriundo do tanque de baixa pressão, chega ao primeiro estágio do compressor a um fluxo mássico  $\dot{m}_{H_2}$  [kg/h] com pressão  $P_{LP}$  [MPa], e temperatura  $T_{ref}$  [K]. Na saída do primeiro estágio, o gás está em uma temperatura  $T_{01}$  e uma pressão  $P_{01}$ .

O trocador de calor realiza no gás um resfriamento isobárico de  $T_{01}$  para  $T_{ref}$  por meio da troca de calor com um fluxo de água fria  $\dot{m}_{af1}$  [kg/s], que recebe calor. A temperatura da água é de  $T_{af}$  na entrada e  $T_{aq}$  na saída do resfriador.

Essa sequência se repete nos estágios seguintes até que, ao final, o hidrogênio gasoso esteja comprimido em uma pressão  $P_{05}$  e com a mesma temperatura  $T_{ref}$  da entrada, sendo então armazenado no tanque de alta pressão.

O motor elétrico do compressor tem eficiência  $\eta_{ele,comp}$ , que resulta em perdas. Cada estágio realiza sobre o hidrogênio um trabalho de compressão com potência  $P_{comp}$ , com

eficiência mecânica  $\eta_{mec}$  e eficiência politrópica  $\eta_p$ , resultando em novas perdas, proporcionais a 1 menos a eficiência do processo.

### 3.2.2.1 Equação de Estado

Em regimes de alta pressão e temperatura, o comportamento do hidrogênio se desvia de um gás ideal, tornando-se compressível. Assim, é necessário levar em conta o fator de compressibilidade ( $Z$ ) em sua Equação de Estado. As características físicas do hidrogênio são determinadas de acordo com a equação de Estado proposta por Lemmon, Huber e Leachman (2008), em que o fator de compressibilidade é dado pela equação (12) e apresenta erros inferiores a 0,1 % para valores de temperatura entre 200 e 1000 K e pressões até 200 MPa.

$$Z(p, T) = 1 + \sum_{i=1}^9 a_i \left( \frac{100K}{T} \right)^{b_i} \left( \frac{p}{1MPa} \right)^{c_i} \quad (12)$$

Os coeficientes  $a_i$ ,  $b_i$  e  $c_i$  são dados como listados na Tabela 1.

Tabela 1. Coeficientes para cálculo do fator de compressibilidade ( $Z$ ) do hidrogênio.

$i$	$a_i$	$b_i$	$c_i$
1	0,058884600000000000	1,325	1
2	-0,061361110000000000	1,87	1
3	-0,002650473000000000	2,5	2
4	0,002731125000000000	2,8	2
5	0,001802374000000000	2,938	2,42
6	-0,001150707000000000	3,14	2,63
7	0,000095885280000000	3,37	3
8	-0,000000110904000000	3,75	4
9	0,000000000126440300	4	5

Fonte: Lemmon, Huber e Leachman (2008).

#### 3.2.2.1.1 Cálculo da razão dos calores específicos do hidrogênio

Os calores específicos sob pressão e volume constante de um gás ideal são funções de sua temperatura. Em diversas circunstâncias, o calor específico a pressão constante não varia significativamente com a temperatura e pode ser assumido como constante. Contudo, em

circunstâncias em que tal variação é significativa, é conveniente usar um valor médio para o calor específico.

O calor específico a pressão constante é dado pela Equação de Shomate, conforme equação (13) (NIST, 2018b).

$$C_p = A + Bt + Ct^2 + Dt^3 + E/t^2 \quad (13)$$

Em que  $t$  é a temperatura em K/1000 e os coeficientes  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$  e  $E$  são dados pela Tabela 2.

Tabela 2. Coeficientes para cálculo do calor específico a pressão constante do hidrogênio.

Temperatura (K)	298 - 1000	1000 - 2500	2500 - 6000
$A$	33,07	18,563	43,414
$B$	-11,36	12,257	-4,293
$C$	11,43	-2,86	1,2724
$D$	-2,77	0,2682	-0,097
$E$	-0,16	1,978	-2,053

Fonte: Cox, Wagman e Medvedev (1984) e NIST (2018).

Para um gás ideal tem-se que a diferença entre os calores específicos é dada por uma relação linear, chamada de relação de Mayer, dada pela equação (14).

$$C_p - C_v = R \quad (14)$$

Onde  $R$  é a constante de gás,  $C_p$  é o calor específico a pressão constante  $C_v$  é o calor específico em volume constante.

Assim, a razão dos calores específicos é dada pela equação (15).

$$k = C_p / C_v \quad (15)$$

### 3.2.2.2 Trabalho de compressão

Na prática, compressores de hidrogênio realizam um trabalho que não pode ser considerado isotérmico nem isentrópico. Dessa forma, o processo de compressão se torna

melhor abordado como um processo politrópico, no qual a pressão e volume estão relacionados conforme equação (16) (OZSABAN; MIDILLI; DINCER, 2011)

$$P.V^n = k \quad (16)$$

Em que  $P$  é a pressão,  $V$  é o volume,  $n$  é o índice politrópico, que depende da natureza do gás e detalhes do processo de compressão. Se  $n > 0$ , indica que calor é transferido para o gás durante a compressão. Se  $n < 0$  então calor é rejeitado pelo gás durante a compressão.

Assim, a energia requerida  $E_{comp}$  [kJ] para um trabalho de compressão politrópica do hidrogênio em um compressor de múltiplos estágios é dada pela equação (17), adaptada de Ozsaban, Midilli e Dincer (2011).

$$E_{comp} = \sum_{j=1}^y E_{comp,j} = \sum_{j=1}^y \left( m_{H_2} Z_m \frac{n}{n-1} R_{H_2} T_{amb} \left[ (r_p)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \right)_j \quad (17)$$

Em que  $j$  é o número de estágios de compressão  $m_{H_2}$  é a massa de hidrogênio a ser comprimida e  $R_{H_2}$  é a constante de gás do hidrogênio.

A razão de pressão de cada estágio de compressão do compressor  $r_p$ , e é dada pela equação (18).

$$r_p = \left( \frac{P_o}{P_i} \right)^{1/y} \quad (18)$$

Em que  $P_o$  é a pressão do hidrogênio na saída do compressor e, portanto, na entrada do tanque de alta pressão,  $P_i$  é a pressão do hidrogênio na entrada do compressor e  $y$  o número do estágio.

Na saída de cada estágio, a temperatura do gás é dada pela equação (19).

$$T_o = (r_p)^{(n-1)/n} \cdot T_{ref} \quad (19)$$

Em que  $T_{ref}$  é a temperatura do hidrogênio na entrada de cada estágio e  $n$  é o expoente politrópico.

$Z_m$  é o fator de compressibilidade médio do hidrogênio entre os pontos entrada (sucção) e saída (descarga) de cada estágio da bomba

$$Z_m = \frac{Z_i + Z_o}{2} \quad (20)$$

Em que  $Z_i$  e  $Z_o$  são os fatores de compressibilidade na entrada e na saída de cada estágio, respectivamente, calculados segundo a equação (12).

O expoente politrópico com referência na temperatura ambiente e na pressão de entrada do compressor é calculada pela Equação 18, com a razão dos calores específicos ( $k$ ) calculados segundo as equações (12) e (15), com eficiência politrópica  $\eta_p$  igual a 0,90.

$$\frac{n}{n-1} = \frac{k}{k-1} \cdot \eta_p \quad (21)$$

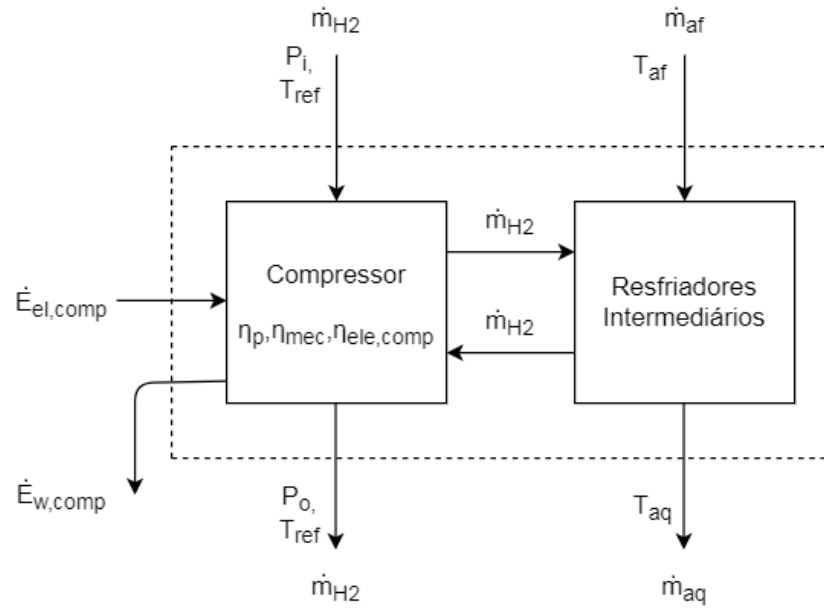
Com isso, a energia elétrica fornecida na entrada  $E_{el,comp}$  no compressor (kW) é calculada considerando a eficiência politrópica  $\eta_p$  (0,9), a eficiência mecânica de compressão  $\eta_{mec,comp}$  (0,95) e a eficiência do motor elétrico de acionamento do compressor,  $\eta_{ele,comp}$  (0,9), conforme equação (22).

$$E_{el,comp} = \frac{E_{comp}}{\eta_p \cdot \eta_{mec} \cdot \eta_{ele,comp}} \quad (22)$$

### 3.2.2.3 Balanço de Energia no Compressor

A Figura 22 mostra as vazões de massa, entradas e saídas de potência consideradas na análise energética do compressor, juntamente com seu resfriador intermediário associado.

Figura 22. Volume de controle do Eletrolisador.



Fonte: Elaboração própria.

Com a Equação 22 e as eficiências relacionadas à compressão,  $\eta_p$ ,  $\eta_{mec}$  e  $\eta_{ele,comp}$ , são calculadas as perdas envolvidas [kJ] nesse processo conforme equação (23).

$$E_{w,comp} = E_{el,comp} \cdot (1 - \eta_p \cdot \eta_{mec} \cdot \eta_{ele,comp}) \quad (23)$$

De modo que o balanço das energias elétrica de entrada ( $E_{el,comp}$ ), perdas totais ( $E_{w,comp}$ ) e a energia efetivamente transferida para o hidrogênio na forma de trabalho de compressão ( $E_{comp}$ ) se relacionam em um balanço de potências conforme equação (24).

$$E_{el,comp} = E_{comp} + E_{w,comp} \quad (24)$$

#### 3.2.2.4 Carga de resfriamento intermediário

A temperatura do hidrogênio na saída de cada estágio do compressor é calculada com a Equação 16. Para que a temperatura se mantenha constante, resfriadores intermediários (em inglês, *intercoolers*) são instalados na saída de cada estágio. A relação entre o calor fornecido pelo hidrogênio na saída de cada estágio do compressor e a água de resfriamento no trocador de calor é dada pela equação (25).

$$\dot{m}_{af} \cdot c_{p,w} \cdot (T_{aq} - T_{af}) = \eta_{tc} \cdot (\dot{m}_{H_2} \cdot c_{p,H_2} \cdot (T_{i,H_2} - T_{ref})) \quad (25)$$

Em que  $\dot{m}_{H_2}$  é o fluxo de massa de hidrogênio pelo compressor,  $\eta_{tc}$  é a eficiência do trocador de calor,  $c_{p,H_2}$  é o calor específico do hidrogênio,  $T_{o,H_2}$  é a temperatura do hidrogênio na saída do trocador de calor,  $T_{i,H_2}$  é a temperatura do hidrogênio na entrada do trocador de calor,  $\dot{m}_{afj}$  é a massa de água de resfriamento,  $c_{p,w}$  é o calor específico da água de resfriamento,  $T_{aqj}$  e  $T_{afj}$  é a temperatura da água saindo e entrando no trocador de calor, respectivamente.

### 3.2.3 Unidade de Refrigeração de Hidrogênio (URH)

No momento do abastecimento, o tanque do veículo está em uma pressão menor do que a do tanque de alta pressão da Estação de reabastecimento. Isto faz com que o hidrogênio se expanda e aumente de temperatura enquanto preenche o tanque do veículo. Essa temperatura deve ser mantida sob controle a fim de que o abastecimento se dê de forma segura. Assim, o protocolo SAE J2601 Estabelece que, durante o abastecimento, o hidrogênio deve estar em uma temperatura de  $-40$  °C. Essa temperatura é alcançada por meio da unidade de refrigeração.

A refrigeração do hidrogênio é feita por meio de um ciclo termodinâmico de refrigeração, circulando um refrigerante através de um compressor, condensador, válvula de expansão e um trocador de calor evaporador.

Elgowainy et al. (2017) estudaram o consumo de energia em uma unidade de refrigeração e caracterizam seu consumo elétrico em função da quantidade de hidrogênio refrigerado entregue por dia, igual à demanda diária  $D_{H_2}$ , e da temperatura ambiente média  $T_{amb}$ , dada em °C.

Assim, consumo específico de energia elétrica [ $kWh/kg_{H_2}$ ] na URH é calculado com a seguinte equação (26).

$$CE_{URH} = \frac{0,3}{1,6 \cdot e^{(-0,018 \cdot T_{amb})}} + \left[ \frac{25 \cdot \ln(T_{amb}) - 21}{D_{H_2}} \right] \quad (26)$$



Em que  $D_{H_2}$  é a quantidade de hidrogênio entregue por dia [ $kg_{H_2}/dia$ ] e  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente em graus Celsius.

Dessa forma, a energia elétrica diária consumida pela unidade de refrigeração é calculada conforme equação (27).

$$E_{el,URH} = D_{H_2} \cdot CE_{URH} \quad (27)$$

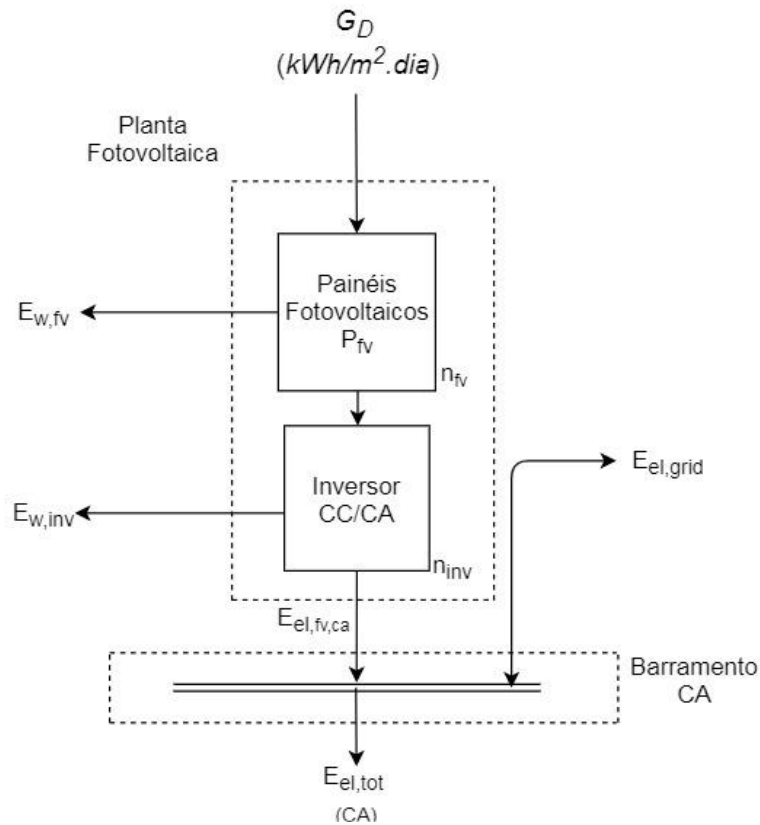
Em que  $E_{el,URH}$  é a energia consumida pela URH (kWh), e  $CE_{URH}$  é o consumo específico de energia [ $kWh/kg_{H_2}$ ] na URH.

### 3.2.4 Planta Fotovoltaica

Uma planta fotovoltaica converte irradiação solar em energia elétrica em seus painéis fotovoltaicos, conectados a um inversor por meio de um cabeamento. O inversor, por sua vez, é conectado à rede elétrica e carga por meio de um barramento em corrente alternada.

A Figura 23 mostra os volumes de controle da planta fotovoltaica, bem como do barramento CA, onde a mesma se conecta com as cargas e com a rede elétrica. São indicadas as perdas [ $kWh/dia$ ] associadas à ineficiência dos painéis fotovoltaicos ( $E_{w,fv}$ ) e do inversor ( $E_{w,inv}$ ).

Figura 23. Volumes de controle da planta fotovoltaica e barramento CA.



Fonte: Elaboração própria.

Segundo Markvart e Castañer (2003), a energia produzida [kWh/dia] por uma planta fotovoltaica *on-grid* é calculada por meio da equação (28).

$$E_{el,fv,ca} = P_{fv} \cdot \eta_{inv} \cdot HSP \quad (28)$$

Em que  $P_{fv}$  é a potência instalada da planta fotovoltaica [kW],  $HSP$  são as Horas-Sol-Pico na localização da planta e  $\eta_{inv}$  é a eficiência do inversor fotovoltaico. Neste trabalho adota-se uma eficiência de inversor de 0,90.

A quantidade de painéis utilizados na planta fotovoltaica é o número inteiro igual ou imediatamente superior ao valor dado pela razão entre a potência instalada total e a dos painéis utilizados, conforme Equação (29)

$$N_{pv} = \frac{P_{fv}}{P_{fv,p}} \quad (29)$$

Em que  $P_{fv}$  é a potência instalada total da planta e  $P_{fv,p}$  é a potência de um único painel.

A área ocupada pelos painéis  $A_{fv}$  [m<sup>2</sup>] é dada pelo produto da área de um único painel com o número total de painéis  $N_{fv}$ . Neste trabalho, assume-se como referência para os cálculos o painel fotovoltaico modelo Canadian Solar CS6U-330 (CANADIAN SOLAR INC., 2017), com potência nominal de 0,330 kW e superfície de 1,94 m<sup>2</sup>.

#### 3.2.4.1 Perdas na planta fotovoltaica

Em seu estudo, Hanifi et. al. (HANIFI *et al.*, 2018) calcularam uma eficiência  $\eta_{fv}$  de 17,44 % na conversão da energia solar em elétrica por painéis fotovoltaicos de tecnologia atual, sendo o restante perdida por reflexão óptica (6,98%) ou na forma de calor (75,58 %). Dessa forma, a perda total associada ao painel  $E_{w,fv}$  [kWh/dia] em relação à irradiação incidente é calculada com a equação (30).

$$E_{w,fv} = A_{fv} \cdot G_D \cdot (1 - \eta_{fv}) \quad (30)$$

Onde  $A_{fv}$  é a área ocupada pelos painéis fotovoltaicos [m<sup>2</sup>], considerando painéis disponíveis no mercado com potência de 169,75 W/m<sup>2</sup>, e  $G_D$  é a irradiação solar média diária [kWh/m<sup>2</sup>.dia]. Por fim,  $\eta_{fv}$  é a eficiência dos painéis.

A energia  $E_{w,inv}$  perdida por dissipação no inversor é calculada pela equação (31).

$$E_{w,inv} = E_{el,fv,ca} \cdot (1 - \eta_{inv}) \quad (31)$$

Em que  $\eta_{inv}$  é a eficiência do inversor.

#### 3.2.4.2 Balanço Energético na planta fotovoltaica

Como a energia comprada da rede elétrica no período de um dia é igual ao total injetado no mesmo período, o montante de energia líquida trocada com a rede por meio do SCEE é igual a zero. Assim, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico durante um dia é igual à energia consumida pelas cargas, conforme a equação (32).

$$E_{el,fv,ca} = E_{el,tot} \quad (32)$$

Considerando as transferências de energia consideradas, conforme mostrado na Figura 23, entre a planta e meio externo, bem como a rede elétrica e as cargas, o balanço energético da planta é dado conforme a equação (33).

$$G_D - E_{w,fv} - E_{w,inv} - E_{el,tot} = 0 \quad (33)$$

### 3.3 TANQUES DE ARMAZENAMENTO

O dimensionamento dos tanques depende da estratégia de abastecimento adotada. Na configuração adotada para esse estudo, a estação de abastecimento possui dois tanques de armazenamento de hidrogênio. O tanque de baixa pressão recebe o gás diretamente da saída do eletrolisador, e o armazena nessa mesma pressão, de onde flui para o compressor. Após a compressão, o hidrogênio é armazenado em um reservatório composto por tanques de alta pressão.

#### 3.3.1 Dimensionamento dos tanques

O tanque de baixa pressão recebe o fluxo de hidrogênio a jusante do eletrolisador. Segundo Thomas et al. (2001), sua função é atuar como um *buffer* de surto, evitando que a vazão de gás para o reabastecimento seja maior do que o fluxo de saída do eletrolisador. Sua capacidade de armazenamento é igual à capacidade diária de produção do eletrolisador, ou seja, igual a  $D_{H_2}$ . Assim, mesmo que o eletrolisador seja interrompido, por falha ou por manutenção preventiva, há provisão necessária para um dia de operação.

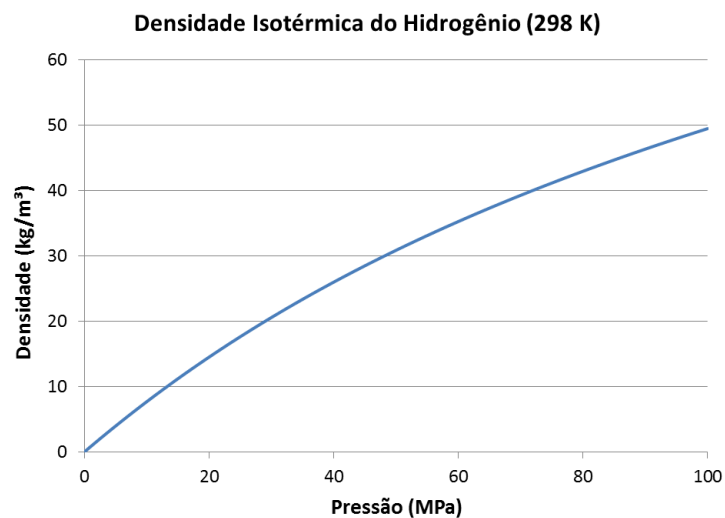
Enquanto que a demanda varia ao longo do dia, picos de demanda representam momentos em que a vazão necessária para o abastecimento é superior à média diária. Considerando que o eletrolisador opera fornecendo um fluxo contínuo de hidrogênio, é necessário uma reserva extra de rápido fornecimento tal que a demanda seja atendida. Considerando a demanda de pico de 26,36 % do total diário, então a capacidade de armazenamento do tanque de alta pressão  $C_{T,AP}$  [kg] é calculado com a equação (34), fixando uma margem de segurança de 25 %.

$$C_{T,AP} = 1,25 \cdot 0,2636 \cdot D_{H_2} \quad (34)$$

Em que  $D_{H_2}$  é a demanda diária de hidrogênio, conforme calculado com a Equação 2.

O volume interno dos tanques pode ser calculado a partir da massa específica do hidrogênio, que varia de acordo com sua pressão e temperatura. O NIST (National Institute of Standards and Technology) (2018a) fornece dados de propriedades termofísicas de diversos gases em diferentes condições. A massa específica do hidrogênio [ $\text{kg/m}^3$ ] em temperatura constante é mostrada na figura 24, em função da pressão entre 0 e 100 MPa.

Figura 24. Massa específica a temperatura constante de 298 K e pressão de 0 a 100 MPa.



Fonte: NIST (2018a).

O tanque de baixa pressão opera em 2 MPa, enquanto que o de alta pressão armazena o hidrogênio em 87,5 MPa, ambos à temperatura de 298 K. Nessas duas condições, a densidade do hidrogênio é de 1,608 e 45,479  $\text{kg/m}^3$ , respectivamente.

Com as densidades dadas, os volumes internos dos tanques de baixa e alta pressão podem ser calculados com a equação (35).

$$V_t = \frac{m_{H_2}}{d_{H_2}} \quad (35)$$

Em que  $m_{H_2}$  é a massa de gás armazenada em cada tanque [kg], sendo igual a  $C_{T,BP}$  no caso do tanque de baixa pressão e  $C_{T,AP}$  no tanque de alta pressão.  $d_{H_2}$  é a massa específica do hidrogênio [kg/m<sup>3</sup>] na pressão do tanque.

## 4 ANÁLISE ECONÔMICA

### 4.1 PARÂMETROS ECONÔMICOS

Por meio de pesquisas na literatura e no mercado, foram obtidos dados de custos de aquisição, operação e manutenção dos equipamentos considerados na análise técnica, bem como sua vida útil. Com Esses valores, mostrados na Tabela 3, são calculados os custos de produção do hidrogênio por meio do sistema proposto. O projeto tem uma vida útil técnica e financeira de 20 anos, com investimento inicial com equipamentos e instalação, bem como substituição da pilha eletrolítica após 10 anos, pela metade do seu custo inicial do eletrolisador. Considera-se uma taxa de juros anual fixa em 6,5 %. Os custos de investimento nos equipamentos considerados nesse estudo são apresentados na Tabela 2. Todos os valores estão convertidos com taxas de câmbio de janeiro de 2020 [1,00 USD – 4,17 BRL– 0,91 EUR].

Tabela 3. Custos dos equipamentos para a análise econômica.

Equipamentos	Custos de aquisição	Vida útil
<b>Planta solar fotovoltaica</b>	795 US\$/kW (GREENER, 2019)	25 anos
<b>Eletrolisador</b>	$3.404 \times [P_{el,GH}]^{0,885}$ US\$ (GRÜGER <i>et al.</i> , 2018) + Substituição da pilha a cada 10 anos a 50 % do preço de capital (BLAZQUEZ-DIAZ, 2019)	20 anos (GRÜGER <i>et al.</i> , 2018) com substituição da pilha a cada 10 anos (BLAZQUEZ-DIAZ, 2019)
<b>Compressor</b>	$40.035 \times [P_{el,comp}]^{0,6058}$ US\$ (BLAZQUEZ-DIAZ, 2019)	20 anos (GRÜGER <i>et al.</i> , 2018)
<b>Tanques de baixa pressão</b>	1.001 US\$/Kg (BLAZQUEZ-DIAZ, 2018)	20 anos (GRÜGER <i>et al.</i> , 2018)
<b>Tanques de alta pressão</b>	1.495 US\$/kg (BLAZQUEZ-DIAZ, 2018)	20 anos (GRÜGER <i>et al.</i> , 2018)
<b>Subsistema de controle e segurança</b>	285 US\$/kg <sub>H<sub>2</sub></sub> /dia (APOSTOLOU; ENEVOLDSEN; XYDIS, 2018)	Adotado 20 anos
<b>Dispensário com Unidade de Refrigeração integrada.</b>	US\$ 170.000 (ELGOWAINY <i>et al.</i> , 2008) (REDDI <i>et al.</i> , 2017)	20 anos (GRÜGER <i>et al.</i> , 2018)

Fonte: Elaboração própria, com dados de Apostolou, Enevoldsen e Xydis (2018), Blazquez-Diaz (2019),

Elgowainy *et al.* (2008), Greener (2019), Grüger *et al.* (2018) e Reddi *et al.* (2017).

## 4.2 MODELAGEM ECONÔMICA

A modelagem econômica apresenta a metodologia para cálculo do custo de produção do hidrogênio eletrolítico com posterior, compressão, armazenamento e refrigeração para o abastecimento de uma frota de veículos, sendo este o propósito da instalação em análise. Desta maneira, o oxigênio produzido na reação de eletrólise da água é considerado um subproduto.

Nesta análise, são assumidos os seguintes cenários:

Cenário 1) Produção de hidrogênio com energia elétrica proveniente de uma planta fotovoltaica *on-grid*. Não são considerados custos com eletricidade, sendo assumida compra e venda de excedentes pelo mesmo valor. Todo o oxigênio é descartado na forma de resíduo, não participando do cálculo de custo do hidrogênio.

Cenário 2) Produção de hidrogênio com energia elétrica proveniente de uma planta fotovoltaica *on-grid*. Não são considerados custos com eletricidade, sendo assumida compra e venda de excedentes com o mesmo valor. O oxigênio é considerado como produto de valor econômico e é incluído no cálculo dos custos.

Cenário 3) Produção de hidrogênio com energia elétrica proveniente da rede elétrica. Neste caso, é assumido o valor da tarifa de energia praticada em Janeiro de 2020 na cidade de Guaratinguetá – SP. Todo o oxigênio é desperdiçado na forma de resíduo, não participando do cálculo de custo do hidrogênio.

Nos cenários 1) e 2) é considerado um fator de proporção entre a massa de hidrogênio em relação à massa total de produtos da eletrólise. O fator de proporção do hidrogênio é dado pela equação (36).

$$p_{H_2} = \frac{\dot{m}_{H_2}}{\dot{m}_{H_2} + \alpha \dot{m}_{O_2}} \quad (36)$$

Em que  $\dot{m}_{H_2}$  é a massa de hidrogênio produzida em um dia (kg/dia) e  $\dot{m}_{O_2}$  é a massa de oxigênio.



O termo  $\alpha$  indica a proporção de oxigênio aproveitado economicamente. No cenário 1)  $\alpha = 0$ , indicando descarte total do oxigênio para a atmosfera. No cenário 2)  $\alpha$  varia entre 0 e 1, como forma de se verificar o efeito do aproveitamento parcial e total do oxigênio como produto no custo do hidrogênio. Assim, são considerados valores arbitrários de  $\alpha$  iguais a 0,25, 0,50, 0,75 e 1.

Igualmente, para o cálculo do custo de produção do oxigênio, tem-se também um fator de proporção da produção de oxigênio, que é dada pela equação (37).

$$p_{O_2} = \frac{\dot{m}_{O_2}}{\dot{m}_{H_2} + \alpha \dot{m}_{O_2}} \quad (37)$$

Desta forma, o cenário 2) é objeto de uma análise de sensibilidade com relação à participação do oxigênio na composição dos custos do hidrogênio. Com a equação (1) e considerando as massas molares da água (18 g/mol), oxigênio (32 g/mol) e hidrogênio (2 g/mol), o fator  $p_{H_2}$  é igual a 1/9 quando  $\alpha = 1$ , e 1 se  $\alpha = 0$ .

No cenário 3), considera-se a tarifa de energia elétrica praticada na cidade de Guaratinguetá-SP, disponibilizada pela concessionária EDP Bandeirantes, com inclusão de tributos ICMS, PIS e COFINS. De acordo com a cartilha informativa “Por dentro da Conta de Luz”, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2008), o valor total da tarifa de energia elétrica a ser cobrada do consumidor é calculado com a equação (38).

$$T_{EL} = \frac{\text{Tarifa da concessionária}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (38)$$

A tarifa de baixa tensão cobrada pela EDP Bandeirantes é de 0,526 R\$/kWh e as taxas PIS, COFINS e ICMS atualmente praticadas são de 1,65, 7,6 e 25 % respectivamente (ANEEL, 2019c).

Assim, o montante anual da conta de energia cobrada da estação de abastecimento sem planta fotovoltaica é dada pelo produto entre o consumo diário das cargas elétricas  $E_{EL,tot}$ , a tarifa total de energia  $T_{EL}$  e o número anual de dias de funcionamento, conforme equação (39).

$$C_{EL} = E_{EL,tot} \cdot T_{EL} \cdot 365 \quad (39)$$

#### 4.2.1 Cálculo do custo de produção do hidrogênio

Para o cálculo dos custos de produção do hidrogênio são considerados tanto os investimentos em equipamentos quanto os custos com operação e manutenção. A parcela relativa aos investimentos diz respeito ao custo de aquisição dos equipamentos e são dados na tabela (3).

Para uma análise mais realista a respeito dos investimentos totais, a análise econômica adotada nesse trabalho considerou custos adicionais de 23 % sobre o investimento em equipamentos, que incluem preparação de terreno (5 %), projeto e engenharia (10%), contingência (5 %) e permissão (3 %). Esses fatores e custos adicionais seguem os valores utilizados pelos modelos de análise de custos adotados pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (PARKS *et al.*, 2014).

Considera-se que a pilha eletrolítica será substituída após 10 anos de uso, pela metade do valor inicial do eletrolisador. A vida útil dos demais equipamentos é igual ou superior a 20 anos, sendo este o prazo máximo considerado na presente análise.

Assim, nos três cenários adotados, o custo de produção do hidrogênio, envolvendo os custos de capital e manutenção dos equipamentos, bem como custos de operação, é calculado conforme equação (40), adaptando a metodologia apresentada por Silveira, Tuna e Lamas (2013).

$$C_{H_2} = 1,23 \cdot p_{H_2} \cdot \left( \frac{Inv}{T \cdot \dot{m}_{H_2}} \cdot f + C_{O\&M} \right) \quad (40)$$

Em que  $Inv$  é o investimento total em equipamentos, calculado conforme os parâmetros da Tabela 3. Os termos  $\dot{m}_{H_2}$  e  $T$  representam a vazão de hidrogênio produzida diariamente (kg/dia) e os dias operativos por ano (dias/ano), respectivamente. O termo  $f$  é o fator de anuidade, calculado com as equações 41e 42.

$$f = \frac{q^k(q-1)}{q^k-1} \quad (41)$$

$$q = 1 + \frac{r}{100} \quad (42)$$

Em que  $k$  é o período de amortização do investimento e  $r$  é a taxa de juros, adotada como a taxa Selic de 4,5 %, praticada em Janeiro de 2020.

O termo  $p_{H_2}$  na equação (39) é o fator de proporção da massa de hidrogênio produzida em relação à massa total dos produtos do eletrolisador, calculadas com a equação (36).

Por fim,  $C_{O\&M}$  é o custo anual com operação e manutenção, assumido como 4 % do investimento em equipamentos, como no estudo de Lin e Haussener (2017). A este valor é somado o custo anual com eletricidade  $C_{EL}$ , conforme equação (43).

$$C_{O\&M} = 0,04 \cdot Inv + C_{EL} \quad (43)$$

Nos cenários 1) e 2),  $C_{EL} = 0$ , já que não há custos com eletricidade. No cenário 3),  $Inv$  exclui o custo com a planta fotovoltaica e  $C_{O\&M}$  inclui o custo  $C_{EL}$ .

De forma semelhante ao aplicado no cálculo do custo do hidrogênio, calcula-se também o custo de produção do oxigênio, de acordo com a equação (44).

$$C_{O_2} = 1,23 \cdot p_{O_2} \cdot \left( \frac{Inv}{T \cdot \dot{m}_{O_2}} \cdot f + C_{O\&M} \right) \quad (44)$$

Em que  $f$  e  $C_{O\&M}$  são dados pelas equações (41), (42) e (43).

#### 4.2.2 Cálculo da receita obtida com a venda do oxigênio e hidrogênio

A receita obtida com a venda do hidrogênio é dada pela equação (42)

$$R_{H_2} = \dot{m}_{H_2} \cdot T \cdot (P_{v,H_2} - C_{H_2}) \quad (42)$$

Em que  $P_{v,H_2}$  é o preço de venda do hidrogênio, adotado como US\$ 13,44/kg, valor médio verificado em postos de hidrogênio veicular em 2018 no estado americano da Califórnia (JEAN BARONAS; ACHTELIK, 2017).

Considerando que o oxigênio possui valor comercial, como no Cenário 2, o mesmo pode ser vendido, gerando receita para o empreendimento. Assim, a receita anual obtida com a venda do oxigênio é calculada com a equação (43).

$$R_{O_2} = \dot{m}_{O_2} \cdot T \cdot (P_{v,O_2} - C_{O_2}) \quad (43)$$

Em que  $\dot{m}_{O_2}$  é a vazão diária de oxigênio (kg/dia) e  $T$  é a quantidade de dias anuais operativos (dias/ano). O preço de venda do oxigênio,  $P_{v,O_2}$ , é assumido como 2,78 US\$/kg, convertidos conforme valores obtidos em licitação realizada pela UNESP em 2018 para compra de oxigênio com pureza de 99,99 % (UNESP, 2018).

A receita anual total obtida com a venda de oxigênio e hidrogênio é dada pela equação (44).

$$R_{Tot} = R_{H_2} + R_{O_2} \quad (44)$$

## 5 RESULTADOS

### 5.1 RESULTADOS DA ANÁLISE TÉCNICA

Após o cálculo da demanda de hidrogênio, cujo dimensionamento determinará o cálculo de todos os processos, são apresentados os resultados da análise técnica de cada componente da estação de produção e abastecimento de hidrogênio. O cenário base adotado para esta análise técnica é o Cenário 1, apresentado na metodologia da análise econômica do presente trabalho, em que toda a energia consumida é proveniente da planta fotovoltaico *on-grid*.

#### 5.1.1 Cálculo da demanda de hidrogênio

Considerando a completa substituição da frota atual de 112 táxis de Guaratinguetá – SP por veículos a célula a combustível, com consumo de 0,0076 kg/H<sub>2</sub> para cada km rodado e uma rodagem diária de 200 km por veículo, calculou-se uma demanda diária  $D_{H_2}$  de 170,24 kg por meio da equação (3). A demanda de pico, definida como 26,36 % de  $D_{H_2}$ , foi calculada em 44,88 kg. Com essas quantidades, dimensionou-se os demais subsistemas da estação de abastecimento.

#### 5.1.2 Eletrolisador

Os cálculos foram realizados tomando-se por base um equipamento disponível comercialmente, com características técnicas descritas na Tabela 4, conforme disponibilizado pelo fabricante.

Tabela 4. Eletrolisador comercial de médio porte.

<b>Fabricante</b>	NEL Hydrogen
<b>Modelo</b>	AC150
<b>Tipo de célula eletrolítica</b>	Alcalina
<b>Taxa de produção de hidrogênio (kg/h)</b>	13,48
<b>Consumo elétrico na pilha (kWh/kg)</b>	48,95
<b>Pureza do Hidrogênio (%)</b>	99,999
<b>Espaço de montagem</b>	2 contêineres

Fonte: Elaboração própria, com dados do fabricante Nel Hydrogen (2020).

Adotando-se a vazão ( $\dot{m}_{H_2}$ ) de 13,48 kg/h e o consumo de 48,95 kWh/kg na pilha, informados pelo fabricante, e o  $PCI_{H_2}$  de 120 MJ/kg, equivalentes a 33,33 kWh/kg, a eficiência  $\eta_{pilha}$  foi calculada em 68,1 %.

Ainda com a vazão ( $\dot{m}_{H_2}$ ) de 13,48 kg/h, calcula-se então que este eletrolisador deverá trabalhar por um período de  $t_{eletr}$  de 12,63 horas/dia para produzir os 170,24 kg e, assim, atender totalmente a demanda diária de hidrogênio dos veículos.

Com a taxa consumo elétrico informada de 48,95 kWh/kg, calcula-se um consumo diário  $E_{el,pilha}$  de 8.333,25 kWh com a eletrólise.

A aplicação da equação (8) resulta em um consumo energético  $E_{el,eletr}$  de 9.259,16 kWh na entrada do eletrolisador, restando um consumo diário  $E_{sistaux}$  de 925,92 pelas cargas auxiliares.

Finalmente, com a aplicação da equação (6) tem-se que a potência elétrica da pilha eletrolítica  $\dot{E}_{el,pilha}$  é de 659,94 kW, enquanto que a potência nominal do eletrolisador  $\dot{E}_{el,eletr}$  foi calculada em 733,27 kW.

Os resultados da análise energética são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5. Parâmetros da análise energética do eletrolisador.

<b>Parâmetros energéticos do eletrolisador</b>	
$E_{el,pilha}$ (kWh)	8.333,25
$E_{w,pilha}$ (kWh)	2.658,58
$E_{sistaux}$ (kWh)	925,92
$\eta_{pilha}$	0,68
$E_{el,eletr}$ (kWh)	9.259,16
$E_{H_2}$ (kWh)	5.674,10
$m_{O_2}$ (kg)	1.361,92
$m_{H_2}$ (kg)	170,24
$m_{H_2O}$ (kg)	1.532,16
$\dot{E}_{el,pilha}$ (kW)	659,94
$\dot{E}_{el,eletr}$ (kW)	733,27
$t_{eletr}$ (h)	12,63

Fonte: Elaboração própria.

### 5.1.3 Compressor

Com a equação (17) calculou-se o consumo energético do processo de compressão de uma massa  $m_{H_2}$  de 170,24 kg de hidrogênio em pressão  $P_i$  de 2 MPa para 87,5 MPa. Foi considerado um compressor de 5 estágios, procurando emular características de um modelo comercialmente disponível. Para fins de aplicação, toma-se como padrão o compressor HayacMini, da fabricante Kobelco, cujas informações técnicas são mostradas na Tabela 6.

Tabela 6. Dados técnicos do compressor de hidrogênio Kobelco HayacMini.

<b>Fabricante</b>	Kobelco
<b>Modelo</b>	HyacMini
<b>Tipo</b>	Pistão convencional
<b>Número de Estágios</b>	5
<b>Pressão máxima de descarga (MPa)</b>	87,5
<b>Taxa de compressão (kg/h)</b>	30,87
<b>Potência elétrica do motor (kW)</b>	110

Fonte: Elaboração própria, com dados do fabricante Kobelco Kobe Steel. Ltd. (2019).

Assim, de acordo com a equação (18), a razão de compressão  $r_p$  ficou estabelecida em 2,141.

A temperatura do hidrogênio foi assumida em 25 °C na entrada e na saída de cada estágio, sendo mantida por meio de um trocador de calor, cuja vazão de água de resfriamento foi calculada com a equação (25) em 0,0099 kg/s em cada estágio, considerando temperatura de 25 °C da água fria na entrada e 90 °C de água quente na saída. O consumo total de água nos 5 intercoolers é de 0,0496 kg/s.

Nestas condições, o trabalho de compressão executado sobre o gás foi calculado com a equação (17) em 507,26 kWh. Descontando-se as eficiências politrópica ( $\eta_p$ ) de 90 %, mecânica de compressão ( $\eta_{mec,comp}$ ) de 95 % e do motor elétrico ( $\eta_{ele,comp}$ ), de 90 %, chegou-se a um consumo elétrico total ( $E_{el,comp}$ ) de 659,20 kWh/dia, conforme equação (22).

Com a taxa de compressão informada de 30,87 kg/h, chega-se a um período de funcionamento diário  $t_{comp}$  de 5,51 horas para comprimir os 170,24 kg de hidrogênio. Com uma potência elétrica de 110 kW informada pelo fabricante, trabalhando por  $t_{comp}$  horas diárias, chega-se então a um consumo de 606,1 kWh. Com isso, verifica-se que o consumo energético teórico  $E_{el,comp}$ , calculado com a presente metodologia, se aproxima do consumo de um compressor real, confirmando as hipóteses assumidas para o seu funcionamento.

Os resultados da análise energética são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7. Parâmetros da análise energética do compressor.

<b>Parâmetros energéticos do Compressor</b>	
$E_{comp}$ (kWh)	507,26
$E_{el,comp}$ (kWh)	659,20
$E_{w,comp}$ (kWh)	151,95
$\dot{E}_{el,comp}$ (kW)	110,00
$t_{comp}$ (h)	5,51

Fonte: Elaboração própria.

#### 5.1.4 Unidade de Refrigeração de Hidrogênio (URH)

Com a equação (26), calculou-se um consumo elétrico específico  $CE_{URH}$  de 0,70 kWh/kg para a refrigeração de todo o hidrogênio a uma temperatura de -40 °C, própria para o processo de abastecimento e com temperatura ambiente de 25 °C. A aplicação deste valor na equação (27) resulta em um consumo diário  $E_{el,URH}$  de 118,80 kWh com o processo de refrigeração.

#### 5.1.5 Tanques de armazenamento

O tanque de baixa pressão é dimensionado para armazenar uma quantidade equivalente ao total de hidrogênio produzido em um dia, na quantidade de 170,24 kg. O tanque de alta pressão é dimensionado para armazenar a quantidade equivalente à demanda de pico. Com a equação (34), calculou-se uma capacidade de armazenamento de 56,09 kg no tanque de alta pressão.

Os volumes dos tanques são calculados de acordo com a densidade do gás contido em seu interior. No tanque de baixa pressão, o hidrogênio é armazenado na pressão de 2 MPa e temperatura de 25°C. Nestas condições, de acordo com os dados disponibilizados pelo NIST (2018a), a densidade do hidrogênio gasoso é de 1,61 kg/m<sup>3</sup>. Assim, com a equação (35), calcula-se um volume total de 105,87 m<sup>3</sup> para o tanque de baixa pressão. Tanques de grande porte são comumente utilizados para o armazenamento de hidrogênio em instalações industriais. Pode-se também armazenar o gás em um banco formado por um conjunto de tanques menores.



No tanque de alta pressão, à pressão de 87,5 MPa e temperatura de 25 °C, o gás hidrogênio possui densidade de 46,35 kg/m<sup>3</sup>. Com a equação (35), o volume total necessário para armazenar tal quantidade será de 1,21 m<sup>3</sup>.

### 5.1.6 Planta fotovoltaica

Visando o suprimento elétrico dos subsistemas da estação de abastecimento, a planta fotovoltaica é dimensionada para fornecer, durante o período de um dia, uma quantidade de energia elétrica equivalente ao total consumido. Excedentes e déficits de geração são compensados, sendo a energia líquida consumida igual a zero.

O balanço de energia no barramento CA é dado pela equação (4). Desta forma, a média diária a ser gerada pela planta fotovoltaica ( $E_{el,fv,ca}$ ) deverá igual ou superior ao consumo total diário ( $E_{el,tot}$ ) calculado em 10.037 kWh.

Com a equação (28), considerando inversor com eficiência igual a 0,97 e uma 4,96 HSP na localidade de Guaratinguetá – SP, a potência nominal  $P_{fv}$  da planta fotovoltaica foi calculada em 2.086,26 kW. Isto resulta em uma planta com 6.322 painéis de 0,330 kW, ocupando uma área total de 12.264,68 m<sup>2</sup>, conforme equação (29). Isto equivale a uma área de 109,51 m<sup>2</sup> para cada veículo.

Os resultados da análise energética relativa à planta fotovoltaica são mostrados na Tabela 8:

Tabela 8. Parâmetros energéticos da planta fotovoltaica.

Parâmetros	Valores calculados
$G_d$ [kWh]	60.832,81
$P_{fv}$ [kW]	2.086,26
$N_{fv}$	6.322
$N_{fv}/N_f$	56,45
$A_{fv}$ [m <sup>2</sup> ]	12.264,68
$A_{fv}/N_f$ [m <sup>2</sup> ]	109,51
$E_{w,fv,term}$ [kWh]	45.977,44
$E_{w,fv,ref}$ [kWh]	4.246,13
$E_{w,inv}$ [kWh]	318,27
$E_{el,fv}$ [kWh]	10.608,99
$E_{w,fv,ca}$ [kWh]	10.290,72

Fonte: Elaboração própria.

Verifica-se uma área equivalente a 109,51 m<sup>2</sup> para cada veículo, ocupada por mais de 56 painéis. Tal área supera em muito o espaço ocupado por uma vaga de estacionamento para carro, comumente em torno de 10 m<sup>2</sup>. Uma explicação para isso é a alta quilometragem rodada diariamente por taxistas, exigindo uma maior produção de hidrogênio, tornando necessário uma planta fotovoltaica de maior porte.

Relacionando a área ocupada pelos painéis com a rodagem média diária dos veículos, chega-se a um valor de 0,548 m<sup>2</sup> para cada km rodado diariamente por veículo. Comparando com o caso de um Veículo Elétrico a Bateria (VEB) carregado com energia elétrica gerada por planta fotovoltaica, tal valor é sensivelmente maior que a área de 0,196 m<sup>2</sup> de painéis por km rodado, calculada por Micena, Llerena Pizarro e Silveira (2019).

Para efeito de comparação, o variou-se a quilometragem média  $K_{med}$  entre 200 e 35 km/dia. Desta forma, obtiveram-se demandas diferentes de hidrogênio a serem produzidos diariamente e, conseqüentemente, diferentes consumos de energia elétrica e respectivas plantas fotovoltaicas. Os resultados são mostrados na Tabela 9.

Tabela 9. Dimensionamento da estação de abastecimento em função da variação da quilometragem média diária.

$K_{med}$ [km/dia]	200	140	100	50	35
$D_{H_2}$ [kg/dia]	170,24	119,168	85,12	42,56	29,792
$E_{el,tot}$ [kWh /dia]	10.037,17	7.302,33	5.439,54	3.111,05	2.412,51
$P_{fv}$ [kW]	2.086	1.518	1.130	646	501
$N_{fv}/N_f$	56,45	41,07	30,60	17,50	13,57
$A_{fv}$	12.264	8.924	6.648	3.802	2.948
$A_{fv}/N_f$	109	79	59	33	26

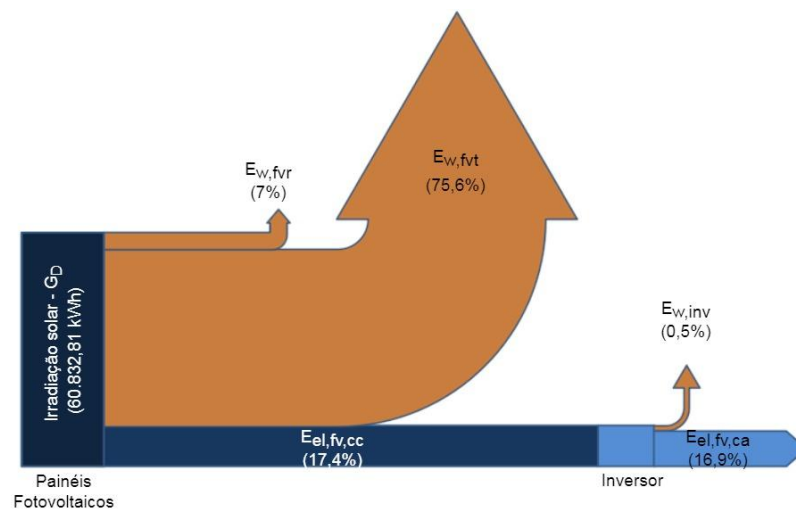
Fonte: Elaboração própria.

Assim, verifica-se que diferentes para menores rodagens diárias dos veículos, o consumo de energia elétrica necessário para produzir e acondicionar o hidrogênio é reduzido substancialmente. Com isso, é possível implementar plantas fotovoltaicas de menor porte para cada caso, proporcionais ao consumo de hidrogênio por parte da frota. Uma rodagem média de 35 km/dia, compatível com o padrão de utilização de um veículo de passeio particular, demandaria uma planta fotovoltaica de 501 kW de potência instalada, ocupando uma área de 26 m<sup>2</sup>.

### 5.1.7 Diagramas de Sankey

Considerando as eficiências de cada processo, foram calculadas as perdas envolvidas nos mesmos. Primeiramente, com base na irradiação solar incidente e as eficiências dos painéis e do inversor, foram calculadas as perdas envolvidas na geração de eletricidade e conversão de corrente, que são mostradas na Figura 25.

Figura 25. Diagrama de *Sankey* - Planta Fotovoltaica

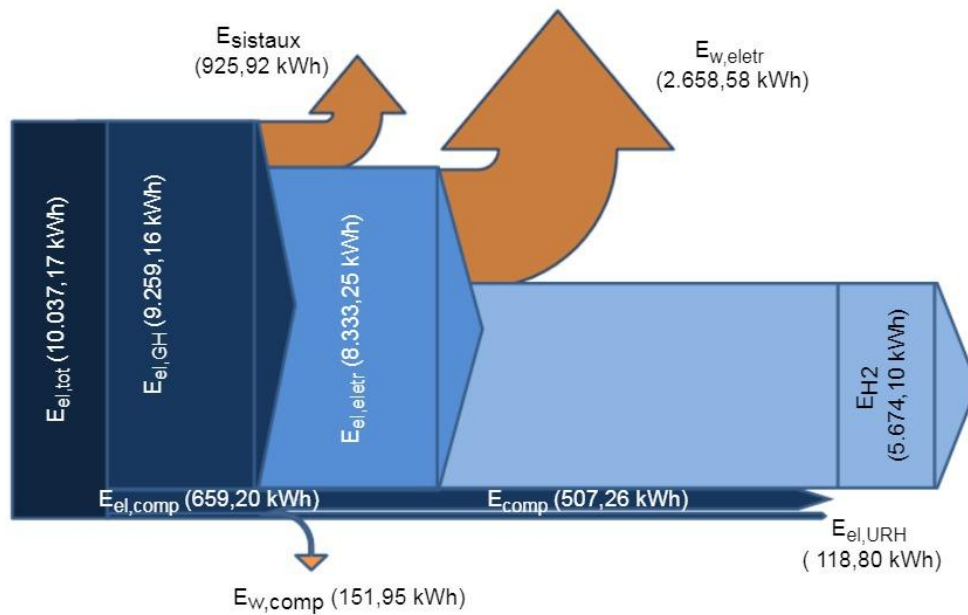


Fonte: Elaboração própria.

A Figura 25 mostra o diagrama de *Sankey* obtido com as perdas calculadas no processo de geração de energia elétrica a partir da irradiação solar. Apenas 16,9 % da irradiação solar incidente sobre os painéis são disponibilizados para as cargas na forma de corrente elétrica alternada,  $E_{el,fv,ca}$ . A maior perda,  $E_{w,fvt}$ , ocorre na forma de geração de calor nas células fotovoltaicas, responsáveis pelo desperdício de 75,6 % da energia solar incidente.

Foram calculadas também as perdas nos demais processos de produção, compressão e refrigeração do hidrogênio. A Figura 26 mostra o diagrama de *Sankey*, representando as entradas e saídas de energia entre os processos, bem como as perdas.

Figura 26. Diagrama de Sankey - Produção e processamento do hidrogênio.



Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que a maior parte das perdas está concentrada na pilha eletrolítica, sendo perdido nesse processo 26,4 % de toda a energia elétrica utilizada pela estação. Em segundo lugar, está a perda  $E_{sistaux}$ , que representa os processos e subsistemas auxiliares do eletrolisador. A energia elétrica consumida na compressão  $E_{el,comp}$ , representa 5,05 % do consumo elétrico total.

Por fim, de toda energia elétrica consumida nos processos de produção e condicionamento (compressão e refrigeração) do hidrogênio, 56,53 % estão disponíveis em forma de hidrogênio,  $E_{H2}$ , para ser abastecido e utilizado nos veículos. Isto explica a grande diferença em relação à área ocupada por uma planta fotovoltaica necessária para carregar Veículos Elétricos a Bateria com energia suficiente para percorrer uma mesma distância, já que neste caso, a energia efetivamente fornecida aos veículos é cerca de 85,7 % da energia demandada da fonte (SEARS; ROBERTS; GLITMAN, 2014).

A Figura 31, no Anexo A, mostra o diagrama de Sankey completo da estação, com fluxos de energia diários (kWh) representados percentualmente em função do total incidente sobre os painéis fotovoltaicos.

## 5.2 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA

### 5.2.1 Investimento em equipamentos

Foram calculados os custos com aquisição de equipamentos, dimensionados conforme análise técnica. Sobre o valor dos equipamentos foram adicionados os adicionais com preparação de terreno, permissões, contingência e permissões, chegando ao valor total de investimento. Os custos relativos aos cenários (1) e (2) são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10. Custos de investimento em equipamentos.

<b>Equipamento</b>	<b>Custos de Investimento (US\$)</b>
Sistema fotovoltaico	1.658.576
Eletrolisador (com troca da pilha)	1.753.234
Compressor	683.963
Tanque de baixa pressão	170.410
Tanque de alta pressão	83.872
Sistema de controle e segurança	48.518
Dispensário com URH integrada	170.000
<b>Inv. total em equipamentos (<i>Inv</i>)</b>	<b>4.568.574</b>
Preparação do terreno (5 % de <i>Inv</i> )	228.428
Engenharia (10 % de <i>Inv</i> )	456.857
Contingência (5 % de <i>Inv</i> )	228.428
Permissões (3 % de <i>Inv</i> )	137.057
<b>Investimento total (1,23 * <i>Inv</i>)</b>	<b>5.619.347</b>

Fonte: Elaboração própria.

Como mostrado na Tabela 10, o investimento total da planta foi calculado em US\$5.619.347, enquanto que os custos anuais com operação e manutenção ( $C_{O\&M}$ ) equivalem a 4 % desse valor, e foram calculados em US\$ 224.773,88.

Para o cenário (3), o investimento em equipamentos é calculado da mesma maneira, excluindo-se a parte referente ao sistema fotovoltaico. Neste caso, o investimento total é de US\$ 3.579.297,70 e a parcela dos custos anuais com operação e manutenção são calculados em \$143.171,91. A despesa com eletricidade, calculada com as equações (37) e (38), é de

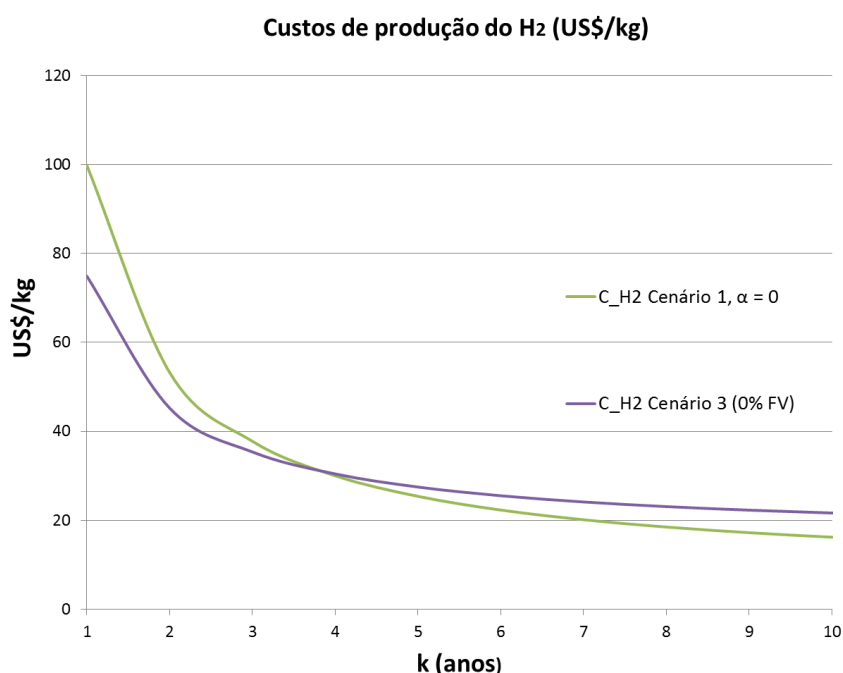
US\$ 803.511,00. Assim, chega-se a um valor anual total de US\$ 946.682,91 com operação e manutenção.

### 5.2.2 Custos de produção do hidrogênio

Foram comparados os custos de produção do hidrogênio do cenário 1 com o cenário 3. Ou seja, o custo do hidrogênio produzido com energia elétrica proveniente de uma planta fotovoltaica em comparação com o equivalente produzido com energia comprada junto à distribuidora.

Conforme mostrado na Figura 27, no cenário (1), o custo é maior a curto prazo, já que há o investimento adicional com a planta fotovoltaica e seu respectivo custo operacional anual, adotado como 4 % do investimento. No cenário (3), embora o investimento em equipamentos seja menor, existe a despesa adicional devido ao consumo de energia elétrica. Esta despesa anual, foi calculada em 13.165 US\$ com as equações (37), (38) e (42), considerando uma tarifa de energia de 0,192 US\$/kWh, convertidos com dólar americano cotado em R\$ 4,17.

Figura 27. Custos do hidrogênio, para os cenários 1 e 3.



Fonte: Elaboração própria.

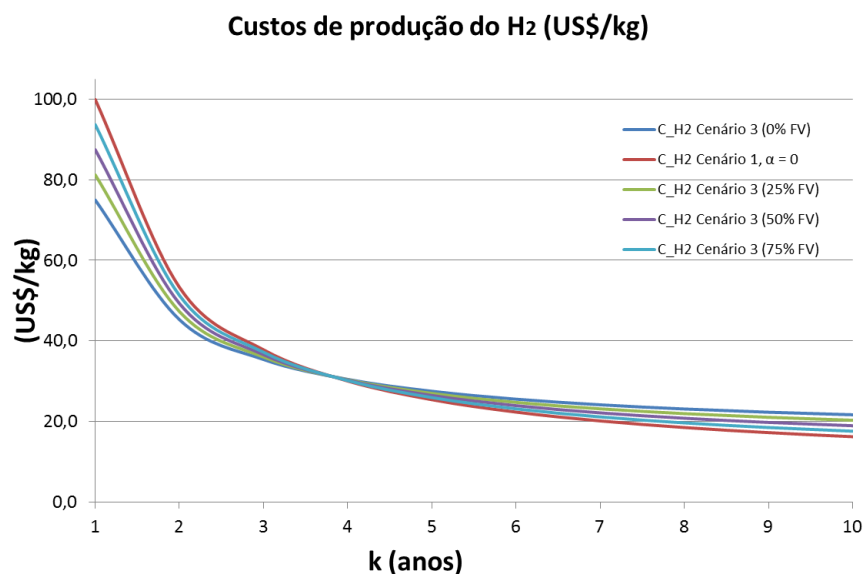
Como essa despesa adicional é maior do que os custos anuais de operação e manutenção da planta fotovoltaica, o total dos custos tende a ser maior com o passar dos anos, se tornando maiores a partir do 4º ano. Neste ponto, o investimento na planta fotovoltaica supera os custos com aquisição de energia elétrica, sendo denominado como período de *payback*. No prazo de 10 anos de amortização, o custo do hidrogênio foi calculado em 16,197 US\$/kg com a planta fotovoltaica. Considerando energia da rede, no prazo o custo foi calculado em 20,812 US\$/kg.

Considerando a utilização de energia proveniente da planta fotovoltaica, o custo calculado no cenário (1) se situa ligeiramente acima dos valores calculados por Micena *et. al* (2019) em uma análise semelhante, entre 8,96 e 13,55 US\$/kg.

Para fins de comparação, o preço médio do hidrogênio gasoso veicular praticados em 2018 em estações de abastecimento da Califórnia (EUA) foi de US\$ 13,44/kg (JEAN BARONAS; ACHTELIK, 2017), ainda abaixo do calculado neste estudo. Em partes isto se deve a ganhos de escala, já que naquela região, o hidrogênio é comumente produzido em estações industriais de grande porte, sendo distribuído às estações por caminhões-tanque.

No cenário 1) ainda foram considerados dimensionamentos de plantas fotovoltaicas parciais, visando o atendimento de 25 %, 50 % e 75 % do consumo elétrico da estação. Nestes casos, há investimento parcial nas plantas, levando a menores custos de capital e manutenção. Conseqüentemente, há um maior custo operacional, já que há aquisição de energia da rede elétrica. Assim, os custos do hidrogênio calculados nestas situações são mostrados na Figura 28.

Figura 28. Custos do hidrogênio com plantas fotovoltaicas parciais.

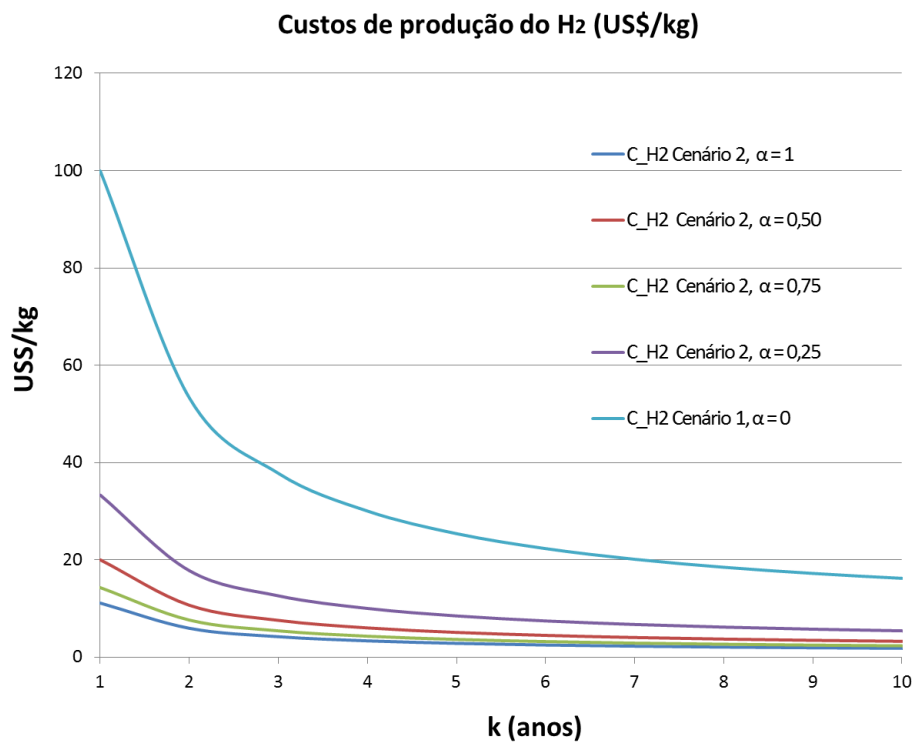


Fonte: Elaboração própria.

Verifica-se que, a curto prazo, os custos são maiores quanto maior o dimensionamento da planta fotovoltaica. Isto ocorre devido aos maiores investimentos em equipamentos. Porém, como a redução da planta fotovoltaica implica em maiores custos com energia elétrica, a longo prazo o custo do hidrogênio tende a ser maior. As curvas de custo se interceptam pouco antes do 4º ano de amortização, sendo este o período de payback da planta.

No cenário (2) é realizada a análise de sensibilidade alterando-se os valores de  $\alpha$  de 0 a 1. Os resultados são mostrados na Figura 29.

Figura 29. Custo do hidrogênio, cenários 1 e análise de sensibilidade do cenário 2.



Fonte: Elaboração própria.

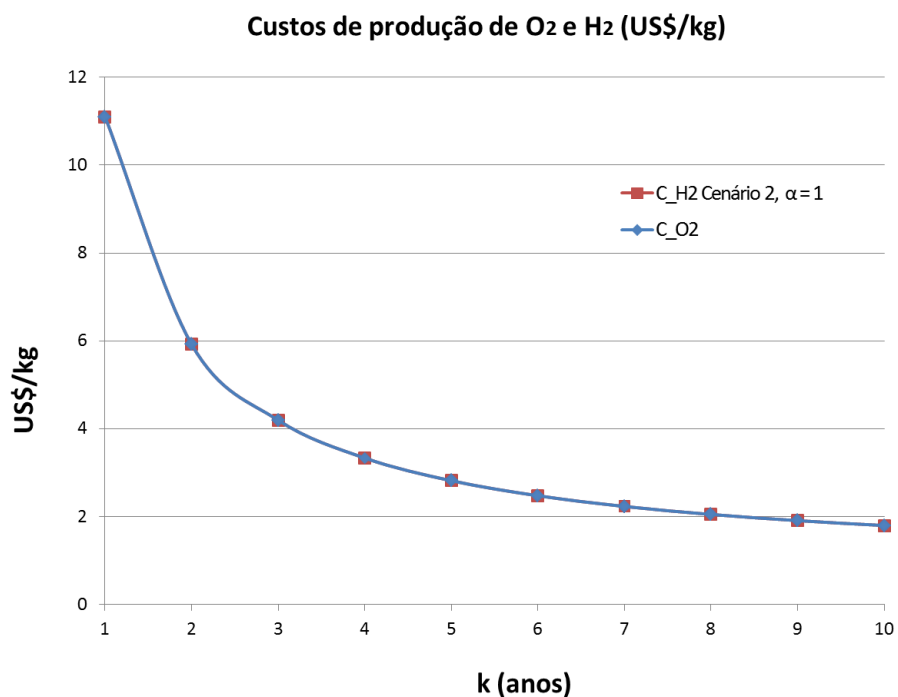
Com  $\alpha = 0$ , tem-se a mesma situação do cenário (1). Ou seja, o oxigênio é considerado resíduo, não fazendo parte da composição dos custos. Assim, todos os custos de investimento, operação e manutenção recaem sobre a massa de hidrogênio produzida.

O custo do hidrogênio é menor conforme se aumenta o valor de  $\alpha$ . Isso ocorre porque os custos passam a ser compartilhados com uma quantidade crescente de oxigênio, proporcional a  $\alpha$ .



Quando  $\alpha = 1$ , o fator de proporção entre a massa de hidrogênio e a total produzida,  $p_{H_2}$ , vale 1/9, uma vez que para cada 1 kg de hidrogênio resultante na eletrólise da água, produz-se também 8 kg de oxigênio. Nesta condição, embora sejam produzidos em diferentes quantidades, os custos de investimento, operação e manutenção são divididos igualmente. Tal divisão favorece um menor custo do hidrogênio, produzido em menor quantidade. Os resultados são mostrados na Figura 30.

Figura 30. Cenário 2, custo de hidrogênio e oxigênio com fator de proporção igual às massas dos produtos.



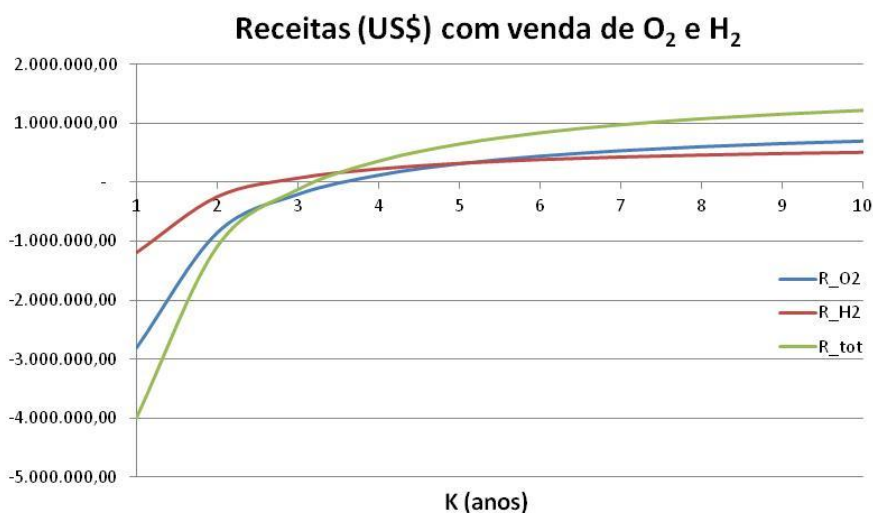
Fonte: Elaboração própria.

No prazo de 10 anos de amortização, o custo do hidrogênio foi calculado em 1,80 US\$/kg, sendo o mesmo valor verificado para o oxigênio.

A análise de sensibilidade evidencia que, ao passar a considerar o oxigênio como produto de valor comercial, e não apenas como resíduo, o mesmo passa a compartilhar os custos de produção do hidrogênio. Uma vez que para cada unidade de massa de hidrogênio produzido são geradas oito de oxigênio, o rateio passa a ser favorável à redução do custo do hidrogênio. Assim, o custo do hidrogênio é cada vez menor quanto maior a porção de oxigênio aproveitado economicamente.

Com as equações (42) e (43) foram calculadas as receitas provenientes da venda do oxigênio e hidrogênio produzido. O preço de venda assumido para o hidrogênio foi de 13,44 US\$/kg, igual à média dos preços praticados no mercado norte-americano, enquanto que o preço de venda do oxigênio foi assumido em 2,80 US\$/kg, similar ao verificado em licitações recentes no mercado brasileiro. Os resultados são mostrados na Figura 31, com as receitas individuais provenientes da venda do hidrogênio  $R_{H_2}$ , oxigênio  $R_{O_2}$  e totais  $R_{tot}$ .

Figura 31. Receitas provenientes da venda do hidrogênio e oxigênio em função do período de amortização.

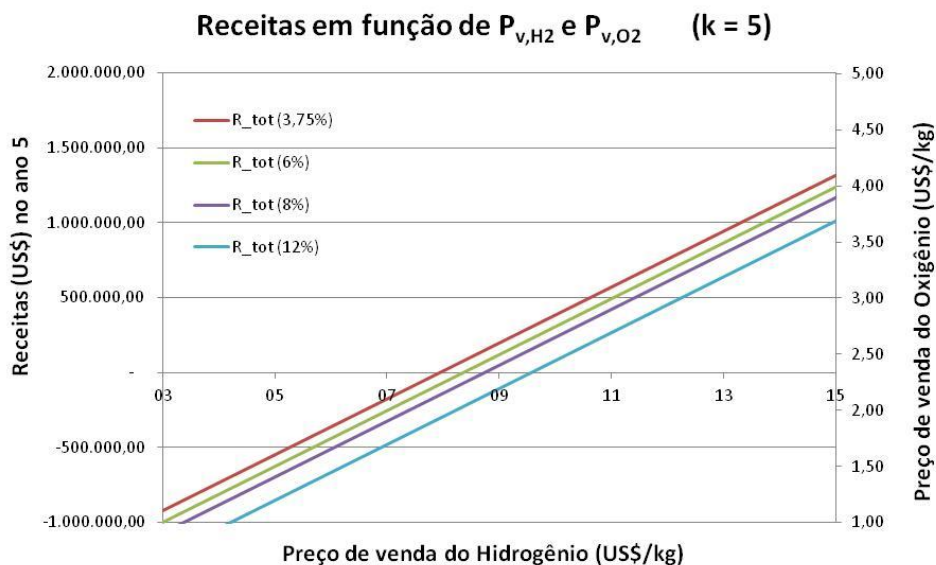


Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 31 é possível notar que as receitas provenientes da venda do hidrogênio são positivas a partir do 3º ano de amortização, enquanto que as provenientes da venda do oxigênio são positivas a partir do 4º ano. Isso ocorre devido à diferença dos preços de vendas para os dois produtos.

Foi realizada também análise de sensibilidade das receitas em relação à variação do preço de venda e da taxa de juros. O preço de venda do hidrogênio foi variado entre 1 e 15 US\$/kg, enquanto que o preço do oxigênio foi variado entre 1 e 5 US\$/kg. Foram simuladas taxas de juros de 3,75, 6, 8 e 12 % ao ano. Os resultados relativos ao quinto ano do período de amortização são mostrados na Figura 32.

Figura 32. Receitas provenientes da venda do hidrogênio e oxigênio no 5º ano.



Fonte: Elaboração própria.

Pode-se notar na Figura 32 que, no quinto ano ( $k=5$ ) do investimento, a receita passa a ser positiva com preço do hidrogênio acima de 8 US\$/kg, enquanto que a venda do oxigênio passa a ser lucrativa com preços superiores a 2,4 US\$/kg.

Uma vez que a eletrólise da água implica necessariamente na produção de oxigênio, evidencia-se que o aproveitamento comercial deste gás trata-se de uma oportunidade para a viabilização econômica do hidrogênio como vetor energético. Diversas indústrias consomem oxigênio em seus processos, como a química, siderúrgica e médica e podem se beneficiar do aumento da oferta deste produto decorrente da produção de hidrogênio energético.

## 6 CONCLUSÕES

Sendo responsável por parte considerável das emissões de gases de efeito estufa na atmosfera, o setor de transportes é também alvo de pesquisas na busca por caminhos para uma economia ambientalmente sustentável. Um desses caminhos é o transporte elétrico, com veículos propelidos por motores alimentados por eletricidade, armazenada quimicamente em baterias ou tanques de hidrogênio. No caso destes últimos, um dos desafios tem sido garantir que a produção do hidrogênio seja realizada por meio de processos e insumos renováveis.

O presente trabalho detalhou aspectos técnicos da produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água, com energia elétrica proveniente de planta fotovoltaica. O estudo de caso assume um cenário hipotético de substituição da frota de táxis de Guaratinguetá – SP por veículos movidos a hidrogênio. Dessa forma, definiu-se o dimensionamento e análise de uma estação de produção e abastecimento de hidrogênio solar.

Com a metodologia adotada, realizou-se uma análise técnica visando calcular os principais parâmetros de cada componente da estação. Como parâmetro inicial, foi calculada uma demanda diária de 170,24 kg de hidrogênio para atender à necessidade energética dos veículos nas condições dadas.

Com informações disponibilizadas pelos fabricantes de equipamentos para estações de abastecimento de hidrogênio, os demais equipamentos foram dimensionados e foram calculados seus balanços de massa e de energia.

A eficiência da pilha eletrolítica foi calculada em 68 %, com consumo diário de 8.333,25 kWh, sendo esta responsável por 90 % do consumo do eletrolisador enquanto que o restante é consumido pelos subsistemas auxiliares. Assim, o consumo elétrico do eletrolisador foi calculado em 9.259 kWh, equivalentes a 54,38 kWh/kg e 92,3 % da demanda elétrica total. Com as informações do fabricante, chegou-se a um período de funcionamento diário de 12,63 h.

Para comprimir os 170,24 kg diários de hidrogênio de 2 para 87,5 MPa, o compressor consome 659,94 kWh, ou 6,58 % de todo o consumo elétrico. Para manter uma temperatura constante entre os 5 estágios, é necessário uma vazão de 0,0496 kg/s de água a 25 °C nos trocadores de calor. Considerando um equipamento comercial disponível, o mesmo deve funcionar por 5,51 horas diárias para realizar o mesmo trabalho, se aproximando do valor teórico calculado.

Os volumes dos tanques foram calculados em 105,87 m<sup>3</sup> para o de baixa pressão e 1,61 m<sup>3</sup> para o de alta pressão. A refrigeração de todo o hidrogênio consome 118,80 kWh.

Assim, o consumo elétrico agregado é de 10.037 kWh por dia. A planta fotovoltaica necessária para atender tal necessidade energética foi dimensionada em 2.086,26 kW. Composta por 6.322 painéis fotovoltaicos de 0,315 kW, ocupa uma área de 12.264,68 m<sup>2</sup>, o que equivale a 109,51 m<sup>2</sup> para cada veículo. De forma geral, conclui-se que a área ocupada por painéis fotovoltaicos para a produção de hidrogênio é 2,80 vezes maior que a necessária para o carregamento de Veículos Elétricos a Bateria (VEB), para uma mesma quilometragem.

A análise energética englobou também a elaboração de diagramas de Sankey, tanto da conversão da radiação solar em corrente elétrica quando da produção e processamento do hidrogênio. Verificou-se que, de toda a energia recebida pelos painéis, apenas 16,9 % são efetivamente disponíveis na forma de hidrogênio. A maior parcela de perdas ocorre na conversão da energia solar, onde 75,6 % da energia incidente é dissipada na forma de calor. Em seguida, o processo de eletrólise desperdiça 32 % da energia de entrada na pilha eletrolítica. Sendo assim, estes dois processos concentram as principais oportunidades para melhorias de eficiência na conversão da energia solar para o hidrogênio.

A análise econômica buscou calcular o custo de produção de hidrogênio em três diferentes cenários. O cenário 1) considerou energia proveniente apenas da planta fotovoltaica, sem compra de energia da rede e o oxigênio foi considerado resíduo. Neste cenário, o custo do hidrogênio foi calculado em 16,197 US\$/kg no período de amortização de dez anos. Comparado com o cenário 3) em que consumiu-se apenas energia comprada da rede elétrica, o custo foi de 20,812 US\$/kg, implicando em um período de payback de 4 anos para a planta fotovoltaica.

O cenário 2) envolveu uma análise de sensibilidade, passando a considerar a exploração econômica da produção de oxigênio e não mais como resíduo. Assim, o mesmo passou a compartilhar custos de investimento e operacionais com a produção de hidrogênio. Diferentes proporções foram consideradas, tanto com o descarte total do oxigênio (Cenário 1) quanto o aproveitamento completo do oxigênio produzido. Uma vez que este último é produzido em quantidade oito vezes maior, tal fato contribuiu para redução significativa do custo do hidrogênio, passando de 16,197 US\$/kg do cenário 1) para 1,80 US\$/kg com total aproveitamento comercial do oxigênio. Todos os valores com período de amortização de dez anos.

Os valores obtidos nos cenários 1) e 3) são compatíveis com os custos calculados em outros trabalhos da literatura e de preços praticados em estações de hidrogênio localizadas na Califórnia, EUA.

Da análise econômica conclui-se que a metodologia utilizada, bem como os parâmetros econômicos de custos e de mercado, permitiu um cálculo realístico do custo de produção do hidrogênio, compatível com o encontrado na literatura e praticado em plantas em operação nos EUA. Conclui-se também que o aproveitamento comercial do oxigênio produzido impacta significativamente no custo do hidrogênio, se tratando de uma oportunidade para a viabilização econômica do hidrogênio eletrolítico. A energia solar, além de sua vantagem ambiental por ser uma fonte renovável, possibilita também a redução do custo do hidrogênio em relação à compra de energia.

Como visão para trabalhos futuros, pode-se citar a análise técnica e econômica da produção de hidrogênio veicular por meio de outros processos, como a reforma a vapor ou gaseificação da biomassa. Mesmo o processo eletrolítico também pode ser analisado considerando outras fontes de eletricidade, como a energia solar, hidroeletricidade e biomassa. Outro aspecto que pode ser destacado em futuros trabalhos é o desenvolvimento e aplicação de técnicas de otimização, visando produção e processamento de hidrogênio com maior eficiência e menor custo.

## REFERÊNCIAS

- ABE, J.O.; POPOOLA A.P.I.; AJENIFUJA E.; POPOOLA O.M. Hydrogen energy, economy and storage: review and recommendation. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 44, n. 29, p. 15072–15086, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991931465X>. Acesso em: 8 jul. 2019.
- ADOLF, J.; BALZER, C.; LOUIS, J.; SCHABLA, U.; FISCHEDICK, M.; ARNOLD, K.; SCHÜWER, D. **Shell Hydrogen Study Energy of the Future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H<sub>2</sub>**. Hamburgo: Shell Deutschland Oil GmbH, 2017. Disponível em: <http://ecologic.eu/8035>.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 30 jan. 2020a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Geração Distribuída - Unidades consumidoras com Geração Distribuída**. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp). Acesso em: 30 jan. 2020b.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública**. 4. ed. Brasília - DF, 2008. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha\\_1p\\_atual.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_1p_atual.pdf). Acesso em: 30 jan. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Ranking das Tarifas - ANEEL**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 31 jul. 2019c.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. Brasília: [s.n.], 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em: 8 jul. 2019.
- ALAZEMI, J.; ANDREWS, J. Automotive hydrogen fuelling stations: An international review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 48, p. 483–499, 2015.
- ALTIN, N.; YILDIRIMOGLU, T. LabVIEW/MATLAB based simulator for grid connected PV system, **in 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives**, Istanbul, p. 1316–132, 2013. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6635804/>. Acesso em: 8 jul. 2019.
- APOSTOLOU, D; ENEVOLDSEN, P; XYDIS, G. Supporting green Urban mobility e The case of a small-scale autonomous hydrogen refuelling station. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 44, p. 9675–9689, 2018.
- BARONAS, J.; ACHELNIK, G. **California Energy Commission California Air Resources Board Joint Agency Staff Report on Assembly Bill 8: 2017 Annual Assessment of Time and Cost Needed to Attain 100 Hydrogen Refueling Stations in California** California Energy Commission ZERO-EMISSION VEH. Sacramento, USA, 2017. Disponível em: <https://www2.energy.ca.gov/2017publications/CEC-600-2017-011/CEC-600-2017-011.pdf>.

Acesso em: 30 jan. 2020.

BENAOUADJ, M.; ABOUBOU A.; BECHERIF M.; AYAD M.Y.; BAHRI M. Recharging of batteries/supercapacitors hybrid source for electric vehicles application using photovoltaic energy in a stand-alone point. mar. 2012, in: **2012 First International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology**. p. 161–166. 26-28, Hammanet, Tunísia, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6195264/>. Acesso em: 8 jul. 2019.

BHATTI, A.R.; SALAM, Z.; AZIZ, M.J.B.A.; YEE, K.P.; ASHIQUE, R.H. Electric vehicles charging using photovoltaic: Status and technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 54, p. 34–47, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115010618>. Acesso em: 8 jul. 2019.

BLAZQUEZ-DIAZ, Cristina. Techno-economic modelling and analysis of hydrogen fuelling stations. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 44, n. 2, p. 495–510, 2019.

BUTTNER, A.; SPLIETHOFF, H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 82, p. 2440–2454, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211731242X>. Acesso em: 8 jul. 2019.

CARRERAS, M., B. **Instalaciones solares fotovoltaicas**. Madrid: Editorial Editex, S.A., 2019.

CANADIAN SOLAR INC. **Canadian Solar - Datasheet-MaxPower - CS6U-P**. 2017. Disponível em: <http://www.canadiansolar.com>. Acesso em: 30 jan. 2020.

CCEE. **InfoLeilão N° 009 – 6° Leilão de Energia de Reserva – 31 de outubro de 2014**. São Paulo, 2014.

CHEN, T.,P. **Hydrogen Delivery Infrastructure Options Analysis**, 2008. Disponível em: [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/fl1/delivery\\_infrastructure\\_analysis.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/fl1/delivery_infrastructure_analysis.pdf). Acesso em: 7 maio 2019.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DOS TRANSPORTES. **PESQUISA CNT - PERFIL DOS TAXISTAS 2016**. Brasília - DF, 2016.

COX, J.D.; WAGMAN, D.D.; MEDVEDEV, V.A. **CODATA Key Values for Thermodynamics**. 1. ed. New York: Hemisphere Publishing Corp., 1984.

DAS, H., S.; TAN, C., W.; YATIM, A. H.M. Fuel cell hybrid electric vehicles: A review on power conditioning units and topologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 76, n. March, p. 268–291, 2017.

ELGOWAINY, A.; MINTZ, M.; GILLETTE, J.; PASTER, M.; HOOKS, M.; KELLY, B.; SACRAMENTO, C.A. Technical and Economic Analysis of Hydrogen Refueling Stations. **The NHA Annual Hydrogen Conference 2008**, Sacramento - EUA, v. 167, p. 211–220, 2008.

ELGOWAINY, A.; REDDI, K.; LEE, D.,Y.; RUSTAGI, N.; GUPTA, E. Techno-economic



and thermodynamic analysis of pre-cooling systems at gaseous hydrogen refueling stations. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v: 42, n. 49, p. 29067-29079, 2017

ELGOWAINY, A.; REDDI, K.; SUTHERLAND, E.; JOSECK, F.. Tube-trailer consolidation strategy for reducing hydrogen refueling station costs. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 39, n. 35, p. 20197–20206, 2014.

FIGUEIREDO, R.; NUNES, P.; BRITO, M. C. The feasibility of solar parking lots for electric vehicles. **Energy**, Amsterdam, v. 140, p. 1182–1197, 2017.

GALLANDAT, N.; ROMANOWICZ, K.; ZÜTTEL, A. An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters. **Journal of Power and Energy Engineering**, Irvine, v. 5, p. 34–49, 2017. Disponível em: <http://www.scirp.org/journal/jpee>. Acesso em: 8 jul. 2019.

GONDAL, I. Hydrogen integration in power-to-gas networks. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 4, p. 1803–1815, 2018.

GREENER. **Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre 2019**. São Paulo, 2019.

GRÜGER, F.; DYLEWSKI, L.; ROBINIUS, M.; STOLTEN, D. Carsharing with fuel cell vehicles: Sizing hydrogen refueling stations based on refueling behavior. **Applied Energy**, Londres, v. 228, n. July, p. 1540–1549, 2018.

GUCCIARDI GARCEZ, C. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. **Utilities Policy**, Guildford, v. 49, p. 104–115, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178716300984?via%3Dihub>. Acesso em: 8 jul. 2019.

HANIFI, H.; PFAU, C.; TUREK, M.; SCHNEIDER, J. A practical optical and electrical model to estimate the power losses and quantification of different heat sources in silicon based PV modules. **Renewable Energy**, Amsterdam, v. 127, p. 602–612, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118304683>. Acesso em: 8 jul. 2019.

HOSSEINI, M.; DINCER, I.; ROSEN, M. A. Hybrid solar-fuel cell combined heat and power systems for residential applications: Energy and exergy analyses. **Journal of Power Sources**, Lausanne, v. 221, p. 372–380, 2013.

HÜTTL, B. GOTTSCHALKA, L; SCHNEIDERA, D.; PFLAUMA, B.; SCHULZE, A. Accurate performance rating of photovoltaic modules under outdoor test conditions. **Solar Energy**, Kidlington, v. 177, p. 737–745, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X18311782>. Acesso em: 8 jul. 2019.

HYRESPONSE. **Basics of hydrogen safety for first responders Lecture. Safety of hydrogen storage**. 2016. Disponível em: [http://www.hyresponse.eu/files/Lectures/Safety\\_of\\_hydrogen\\_storage\\_slides.pdf](http://www.hyresponse.eu/files/Lectures/Safety_of_hydrogen_storage_slides.pdf). Acesso em: 8 jul. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Statistics | World - Total CO2 emissions**,

2016. Disponível em:  
<https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Emissions&indicator=TotCO2&mode=chart&dataTable=INDICATORS>. Acesso em: 9 maio 2019.

KOBELCO KOBE STEEL. LTD. **Hydrogen Compressor for Hydrogen Refueling Station HyACmin**. Disponível em:  
[https://www.kobelco.co.jp/english/products/rotating\\_machinery/hyac/hyacmini.html](https://www.kobelco.co.jp/english/products/rotating_machinery/hyac/hyacmini.html). Acesso em: 30 jan. 2020.

KOTOWICZ, J; BARTELA, Ł.; WĘCEL, D.; DUBIEL, K. Hydrogen generator characteristics for storage of renewably-generated energy. **Energy**, Amsterdam. v. 118, p. 156–171, 1 jan. 2017. Disponível em:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216318229>. Acesso em: 8 jul. 2019.

LEMMON, E. W.; HUBER, M. L.; LEACHMAN, J. W. Revised Standardized Equation for Hydrogen Gas Densities for Fuel Consumption Applications. **Journal of research of the National Institute of Standards and Technology**, Gaithersburg. v. 113, n. 6, p. 341–50, 2008. Disponível em: <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/27096133>. Acesso em: 8 jul. 2019.

LI, M.; BAI, Y.; ZHANG, C.; SONG, Y.; JIANG, S.; GROUSET, D.; ZHANG, M. Review on the research of hydrogen storage system fast refueling in fuel cell vehicle. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 44, n. 21, p. 10677-10693, 2019. Disponível em:  
<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319919308663>.

LIN, M.; HAUSSENER, S.. Techno-economic modeling and optimization of solar-driven high-temperature electrolysis systems. **Solar Energy**, Kidlington, 155, p. 1389-1402, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.077>. Acesso em: 5 maio 2019.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications**. New York: Elsevier Science Ltd., 2003.

MESSENGER, R., A.; VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering**. 2. ed. Boca Raton: Taylor And Francis Inc, 2004.

MICENA, R., P.; LLERENA-PIZARRO, O.,R.; DE SOUZA, T., M.; SILVEIRA, J., L. Solar-powered Hydrogen Refueling Stations: A techno-economic analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 45, p. 2308-2318, 2020.

MICENA, R., P.; LLERENA-PIZARRO, O., R.; SILVEIRA, J., L. Solar parking lot for electric vehicle charging: A techno-economical analysis, in **The 13th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2019**, Santiago, v. 121, 2019. Disponível em:  
[https://www.researchgate.net/publication/337063211\\_Solar\\_parking\\_lot\\_for\\_electric\\_vehicle\\_charging\\_A techno-economical\\_analysis](https://www.researchgate.net/publication/337063211_Solar_parking_lot_for_electric_vehicle_charging_A techno-economical_analysis).

MINISTÈRIO DAS MINAS E ENERGIA - MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Dezembro - 2016**. Brasília: [s.n.], 2016. Disponível em:  
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3308684/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+Elétrico+-+Dezembro-2016.pdf/f6b5284d-4105-4b79-a030-31755664721a>. Acesso em: 8

jul. 2019.

MOHD, R.; KHAN, B.; GUPTA, P.K.; PARVAZ, M.; AHMAD, S.; . SINGH, P., K.; SINGH,R.; BHATTACHARYA, B.; KHAN, Z.,H. Natural and environment favourable Dye Used as Light Sensitizer in Dye Sensitized Solar Cell: A Critical Review. **Journal of Materials Science & Surface Engineering**, Malpura, v. 5, n. 8, p. 722-728, 2017.

MORADI, R.; GROTH, K. M. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 44, n. 23, p. 12254–12269, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919309656>. Acesso em: 8 jul. 2019.

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY, NIST. **NIST Chemistry WebBook**. Disponível em: <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=C1333740&Units=SI&Mask=1#Thermo-Gas>. Acesso em: 8 jul. 2019b.

NEL HYDROGEN. **Containerized Atmospheric Alkaline Electrolyser | Nel Hydrogen**. Disponível em: <https://nelhydrogen.com/product/c-range/>. Acesso em: 30 jan. 2020.

NIST, National Institute of Standards and Technology. **NIST Chemistry WebBook - Thermophysical Properties of Fluid Systems**. Disponível em: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>. Acesso em: 31 jan. 2020a.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. **Emissões do Brasil caem 2,3% em 2017**. Disponível em: <http://www.observatoriodoclima.eco.br/emissoes-brasil-caem-23-em-2017/>. Acesso em: 9 maio 2019.

OLABI, A.G.; WILBERFORCE, T.; EL-HASSAN, Z.; KHATIB, F.N.; AL MAKKY, A.; BAROUTAJI, A.; CARTON, J.G. Developments of electric cars and fuel cell hydrogen electric cars. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 42, n. 40, p. 25695–25734, 2017. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991732791X>.

OZSABAN, M.; MIDILLI, A.; DINCER, I. Exergy analysis of a high pressure multistage hydrogen gas storage system. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 36, n. 17, p. 11440–11450, 2011.

PARKS, G.; BOYD, R.; CORNISH, J.; REMICK, R. **Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs**. Denver, 2014. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf>.

PASETTI, G. **Acionamentos Pneumáticos e Hidráulicos - Produção do ar comprimido**. Instituto Federal Catarinense, 2016. Disponível em: <http://professor.luzerna.ifc.edu.br/giovanipasetti/wp-content/uploads/sites/35/2016/03/Acionamentos-PH-Parte-2.pdf>. Acesso em: 8 jul. 2019.

PAUL AYENG’O, S.; SCHIRMER, T.; KAIRIES, K.P.; AXELSEN, H.; UWE SAUER, D. Comparison of off-grid power supply systems using lead-acid and lithium-ion batteries. **Solar Energy**, Kidlington, v. 162, p. 140–152, 2018. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X17311313>. Acesso em: 8 jul. 2019.

PEREIRA, E.;B.; MARTINS; F. R.; GONÇALVES; A. R.; COSTA; R. S.; LIMA; F. J. L.; RÜTHER; R.; DE ABREU; S. L.; TIEPOLO; G. M.; PEREIRA; S. V. & DE SOUZA; J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição**. São José dos Campos: Inpe, 2017.

REDDI, K.; ELGOWAINY, A.; RUSTAGI, N.; GUPTA, E. Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 42, n. 34, p. 21855–21865, 2017. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319917320311>. Acesso em: 9 maio 2019.

REDDI, K.; ELGOWAINY, A.; RUSTAGI, N.; GUPTA, N. Two-tier pressure consolidation operation method for hydrogen refueling station cost reduction. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 43, n. 5, p. 2919–2929, 2018.

REISSNER, R.; SEYED, J. V.; HOSSEINY, S. **RESelyser: System Concept for a combined RES-Electrolyser plant with optimised efficiency**. União Europeia, 2015. Disponível em: [http://www.reselyser.eu/resources/7\\_1\\_appendix\\_part\\_1.pdf](http://www.reselyser.eu/resources/7_1_appendix_part_1.pdf). Acesso em: 8 jul. 2019.

RIVEROS-GODOY, G. A.; CAVALIERO, C.; SILVA, E.. Analysis of electrolytic hydrogen production models and distribution modes for public urban transport: study case in Foz do Iguacu, Brazil. **International Journal of Energy Research**, v. 37, p. 1142–1150, 2012. Disponível em: <https://www.nipe.unicamp.br/docs/publicacoes/riveros-godoy-cavaliero-silva-international-journal-of-energy-research-2013.pdf>. Acesso em: 12 maio 2019.

RODA, V.; CARROQUINO, J.; VALIÑO, L.; LOZANO, A.; BARRERAS, F. Remodeling of a commercial plug-in battery electric vehicle to a hybrid configuration with a PEM fuel cell. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 43, n. 35, p. 16959–16970, 2018.

SAE INTERNATIONAL. **J2601A: Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles**. Disponível em: [https://www.sae.org/standards/content/j2601\\_201612/](https://www.sae.org/standards/content/j2601_201612/). Acesso em: 17 ago. 2019. , 2016

SCHMIDT, O; SDANGHI, G. GAMBHIR, A.; STAFFELL, I.; HAWKES, A.; NELSON, J.; FEW, S.. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. **International Journal of Hydrogen Energy**, Oxford, v. 42, n. 52, p. 30470–30492, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917339435>. Acesso em: 8 jul. 2019.

SDANGHI, G.; MARANZANA, G.; CELZARD, A.; FIERRO, V. Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 102, p. 150–170, 2019.

SEARS, J.; ROBERTS, D.; GLITMAN, K. A comparison of electric vehicle Level 1 and Level 2 charging efficiency, **In IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)**, p. 255-258, Portland, 2014.

SECRETARIA DE ENERGIA - SUBSECRETARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, Governo do Estado de São Paulo. **ENERGIA SOLAR PAULISTA - Levantamento do Potencial**. São Paulo - SP, 2013. Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br>. Acesso em: 30 jan. 2020.

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C.E. ; DE QUEIROZ LAMAS, W.. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 20, n. 1, p. 133-141, 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.054>. Acesso em: 9 maio 2019.

STAPLETON, G.; NEILL, S.; MILNE, G. **Photovoltaic systems | YourHome**. Disponível em: <http://www.yourhome.gov.au/energy/photovoltaic-systems>. Acesso em: 8 jul. 2019.

THOMAS, C. , E.; REARDON, J. P.; LOMAX, F. D. JR.; PINYAN, J.; KHUN, I., F. **.Distributed Hydrogen Fueling Systems Analysis. Proceedings of the 2001 DOE Hydrogen Program Review**. Arlington: Directed Technologies Inc, 2001. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.201.8187&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: 5 maio 2019.

TIWARI, G. N. **Solar energy : fundamentals, design, modelling and applications**. Nova Delhi: Narosa Pub. House, 2004.

TOYOTA MOTOR EUROPE. **Toyota Mirai**. Disponível em: [https://www.toyota-europe.com/download/cms/euen/13096\\_MIR\\_40\\_MAST\\_WEB\\_tcm-11-1150380.pdf](https://www.toyota-europe.com/download/cms/euen/13096_MIR_40_MAST_WEB_tcm-11-1150380.pdf). Acesso em: 9 maio 2019.

UNIVERSITY OF OKLAHOMA. **OK-FIRST Project**. Disponível em: <https://okfirst.mesonet.org/train/meteorology/EnergyBudget.html>. Acesso em: 30 jan. 2020.

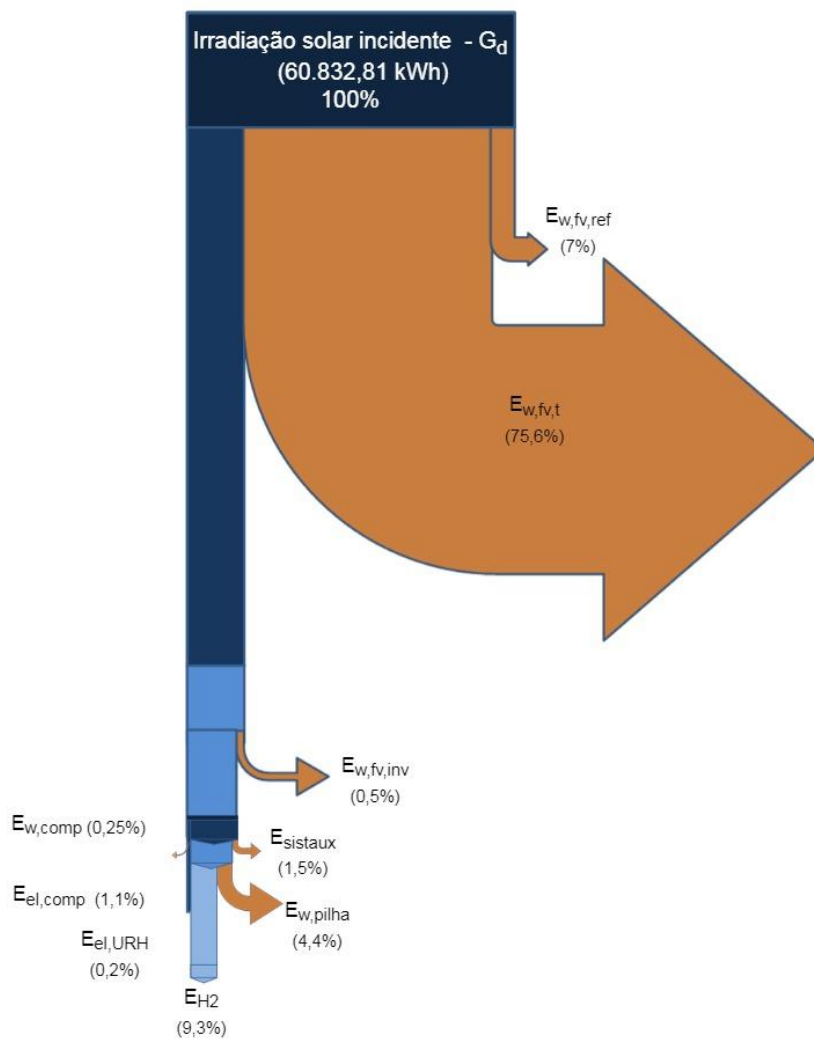
URSÚA, A.; GANDÍA, L., M.; SANCHIS, P.. Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends. **Proceedings of the IEEE**, Nova Iorque, v. 100, n. 2, p. 410–426, 2012.

VILLALVA, M., G.; GAZOLI, J., F. **Energia solar fotovoltaica- conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Editora Érica, 2012.

YANGZHOU CHUNGDEAN HYDROGEN EQUIPMENT CO. LTD. **Hydrogen Generator**. Disponível em: <http://www.cnh2.net/en/index.asp>. Acesso em: 30 jan. 2020.

## ANEXO A – DIAGRAMA DE SANKEY COMPLETO

Figura 33. Diagrama de Sankey completo da estação de produção e abastecimento de hidrogênio solar.



Fonte: Elaboração própria.