

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

ANNELYS MACHADO SCHETINGER

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS INTEGRADOS A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E EÓLICA:
ESTUDO DE CASO**

Niterói, RJ

Novembro de 2016

ANNELYS MACHADO SCHETINGER

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS INTEGRADOS A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E EÓLICA:
ESTUDO DE CASO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Henrique Nogueira Dias

Coorientador: Prof. Dr. Bruno Soares M. C. Borba

Niterói, RJ

Novembro de 2016

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia e Instituto de Computação da UFF

S327 Schetinger, Annelys Machado
Análise da viabilidade econômica da inserção de veículos elétricos integrados a geração fotovoltaica e eólica : estudo de caso / Annelys Machado Schetinger. – Niterói, RJ : [s.n.], 2016.
127 f.

Orientadores: Daniel Henrique Nogueira Dias, Bruno Soares M. C. Borba.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações) - Universidade Federal Fluminense, 2017.

1. Sistema fotovoltaico. 2. Energia solar. 3. Energia eólica. 4. Viabilidade econômica. I. Título.

CDD 621.47

ANNELYS MACHADO SCHETINGER

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS INTEGRADOS A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E EÓLICA:
ESTUDO DE CASO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Aprovada em 31/10/2016.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Daniel Henrique Nogueira Dias, D.Sc. (Orientador)
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Bruno Soares M. C. Borba, D.Sc. (Coorientador)
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes
UFF – Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Diego Cunha Malagueta
UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro – Macaé

Niterói, RJ

Novembro de 2016

Dedico este trabalho à criatura que ainda não existe, mas já é dona de todo meu amor.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a Deus por todas as bênçãos recebidas ao longo da minha trajetória de vida, por todas as escolhas e caminhos traçados, dos quais tenho a plena certeza de que foram fundamentais para o progresso do meu caráter, e pela conspiração do Universo ao meu favor nos dias mais adversos.

A toda minha família em sua plenitude por ser parte da minha vida desde sempre e meu maior tesouro. Em especial a minha mãe, que sempre foi meu exemplo de honestidade e trabalho, e me ensinou a compreender a vida além dos bens materiais. Aos meus queridos avós, Edson e Antônia, cujo carinho e apoio me são essenciais.

A Universidade Federal Fluminense e ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações pela oportunidade de ir além da graduação ampliando meus horizontes de atuação e incrementando meus conhecimentos. Ao meu orientador Daniel Henrique Dias, pelo incentivo ao longo do desenvolvimento de todo o curso e pelo auxílio na execução deste trabalho. Também ao meu coorientador Bruno Borba e a todos os professores que de forma direta ou indireta fizeram parte do meu histórico acadêmico contribuindo para que este estudo alcançasse sua forma final. E, aos colegas de turma que no decorrer do curso participaram das dificuldades e vitórias em cada semestre.

A Solargrid, pela contribuição fundamental no que diz respeito à experiência de mercado adquirida em torno da energia solar fotovoltaica, a qual me possibilitou experimentar a vida em cima de telhados ao redor do país e praticar a energia solar além dos artigos.

Por fim, um especial agradecimento a todas as pessoas que compartilharam os momentos que fizeram da minha vida o que ela é hoje, muito obrigada!

“Nós somos agora o que fizemos de nós mesmos
no tempo e no espaço”

Carlos Bacelli

RESUMO

A integração entre as fontes renováveis de energia elétrica e a recarga de veículos elétricos possui grande potencial para mitigar os impactos ambientais, oriundos do consumo excessivo dos combustíveis fósseis, e energéticos, relacionados a infraestrutura do setor elétrico necessária para suprir a demanda gerada pela penetração dos veículos elétricos. Baseado nesta associação é proposto um estudo de viabilidade econômica, no *campus* da Universidade Federal Fluminense, da otimização das fontes de geração de energia elétrica, proveniente da energia solar fotovoltaica e eólica, conectadas à rede para abastecer a demanda de carga já existente na universidade acrescida de uma frota de 100 veículos elétricos. Primeiramente três cenários são analisados: (1) caso base, configuração que contempla as características originais do local, para obtenção dos parâmetros de referência; (2) caso carro elétrico – apenas recarga, configuração em que se considerou a inserção de 100 veículos elétricos operando como carga e a possibilidade de complementação das energias renováveis, solar e eólica; e (3) caso carro elétrico – V2G, configuração igual ao cenário dois acrescido da possibilidade de operação do veículo elétrico fornecendo energia elétrica para abastecimento das cargas locais ou injetando energia elétrica na rede. Em cada caso obteve-se uma solução ótima de despacho das fontes e alimentação das cargas, classificada de acordo com o menor custo presente líquido. O terceiro cenário foi considerado o mais viável devido aos menores custos globais encontrados. Entretanto, não houve a penetração das energias renováveis solar e eólica em nenhum dos três casos, de forma que outros dois cenários foram adicionados com a proposição de alteração de duas premissas diferentes, viabilizando a inserção das energias renováveis. Apesar das premissas consideradas, verificou-se que a operação do veículo elétrico como V2G favoreceu as condições de implementação da energia solar e eólica atuando como forte fator agregador de incentivo às tecnologias.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica; Energia Eólica; Veículo Elétrico; Geração Distribuída.

ABSTRACT

The integration of renewable energy with the electric vehicle charging systems has a great potential to mitigate environmental impacts, coming from the excessive fossil fuels consumption, and energy impacts, related to the electricity sector infrastructure necessary to supply the demand created by the penetration of electric vehicles. Based on the potential of this solution, it is proposed a economic viability study, at the Fluminense Federal University campus, of the electric generation sources optimization, from photovoltaic and wind power, connected to the grid to supply the existing demand in the university together with 100 electric vehicles. At first, three scenarios are analyzed: (1) Standard case, configuration that includes the original characteristic of the location to obtain the reference parameters; (2) electric vehicle case – charging mode, configuration that considers the inclusion of 100 electric vehicles in charging mode only and the insert of solar and wind energy; and (3) electric vehicle case – V2G mode, configuration with the same characteristics of the scenario two, but considering the vehicle to grid operation. In each case it was obtained an optimal solution to supply the load, classified according to the lowest net present cost. The third scenario was the most viable due to lower overall costs obtained. However, there was no penetration of solar and wind renewable energy in any of the three cases. Therefore, two different assumptions were considered, making viable the renewable energy insertion. Despite the considered assumptions, it was concluded that the operation of the electric vehicle in the V2G mode, improved the conditions for the implementation of solar and wind energy.

Keywords: Photovoltaic Systems; Wind Power; Distributed Generation; Electric Vehicle; Vehicle-to-grid operation.

Índice

1. Introdução	1
1.1. Exemplos Práticos no Cenário Atual.....	6
1.2. Motivação.....	15
1.3. Objetivos	16
1.4. Estrutura do Trabalho.....	17
2. Fundamentação Teórica e Metodologia	19
2.1. Revisão Bibliográfica.....	19
2.2. Descrição do Problema.....	21
2.3. Escolha da Ferramenta Computacional	23
2.3.1. HOMER Energy	24
3. Descrição do Cenário Abordado	30
3.1. Caracterização da Carga.....	30
3.2. Modelo Tarifário	33
3.2.1. Grupos/Subgrupos, Modalidades e Postos Tarifários	33
3.3. Análise do Potencial Energético Local	37
3.3.1. Recursos para Energia Solar	38
3.3.2. Recursos para Energia Eólica.....	42
4. Dimensionamento e Análise Econômica das Tecnologias Disponibilizadas	47
4.1. Usina Solar Fotovoltaica	47
4.2. Usina Eólica	55
4.3. Parâmetros do Carro Elétrico	63
4.4. Parâmetros Adicionais.....	70
4.4.1. Propriedades Econômicas Gerais	71
4.4.2. Propriedades de Controle do Sistema.....	72
4.4.3. Características de Restrição.....	73
5. Descrição dos Cenários e Resultados.....	75
5.1. Caso Base	75
5.2. Disponibilização das Fontes Energéticas Renováveis e Inserção dos VEs no Caso Base	77

5.2.1.	Caso Carro Elétrico – Apenas Recarga	78
5.2.2.	Caso Carro Elétrico – V2G	82
5.3.	Premissas Utilizadas.....	86
5.3.1.	Premissa um: Alteração do Posto Tarifário.....	87
5.3.2.	Premissa dois: Alteração da Taxa de Desconto.....	91
6.	Conclusões	100
6.1.	Sugestões para Trabalhos Futuros	102
	Referências Bibliográficas	103

Lista de Abreviaturas

Ah	–	Ampére-hora
ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	–	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	–	Corrente Alternada
CH ₄	–	Metano
CHP	–	<i>Combined Heat and Power</i>
CNE	–	Custo Nivelado de Energia
CNTP	–	Condições Normais de Temperatura e Pressão
CO	–	Monóxido de Carbono
CO ₂	–	Gás Carbônico
COA	–	Custo de Operação Anual
CPL	–	Custo Presente Líquido
EUA	–	Estados Unidos da América
FDI	–	Fator de Dimensionamento do Inversor
GEE	–	Gases de Efeito Estufa
GW	–	Giga-Watt
HOMER	–	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
IEC	–	<i>International Electrotechnical Commission</i>
kWh	–	kilo-Watt hora
kWp	–	kilo-Watt pico
Mtep	–	Mega tonelada de petróleo equivalente
MWp	–	Mega-Watt pico
N ₂ O	–	Óxido Nitroso
NBR	–	Norma Brasileira
NMVOC	–	Outros Compostos Voláteis Não Metânicos
NO _x	–	Óxidos de Nitrogênio
NREL	–	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	–	Operação e Manutenção
P&D	–	Pesquisa e Desenvolvimento
PRORET	–	Procedimentos de Regulação Tarifária
PV	–	Fotovoltaico

REI	– Rede Elétrica Inteligente
rpm	– rotações por minuto
S2V	– <i>Solar-to-Vehicle</i>
SIN	– Sistema Interligado Nacional
SINETAXI	– Sindicato das Empresas de Táxi do Estado de São Paulo
STC	– Standart Test Conditions
TE	– Tarifa de Energia
TJLP	– Taxa de Juros de Longo Prazo
TUSD	– Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TWh	– Tera-Watt hora
UFF	– Universidade Federal Fluminense
V2G	– <i>Vehicle-to-Grid</i>
VE	– Veículo Elétrico

Lista de Figuras

Figura 1. Composição Setorial do Consumo de Derivados de Petróleo – Brasil	1
Figura 2. Composição Setorial do Consumo de Eletricidade – Brasil	2
Figura 3. Modelo conceitual de Rede Elétrica Inteligente	5
Figura 4. Tendências Mundiais de Investimento em Energias Renováveis por Fonte.....	6
Figura 5. Potencial Técnico Fotovoltaico/Consumo Residencial por UF	8
Figura 6. Projeção do crescimento da capacidade instalada e custos até 2015	9
Figura 7. Evolução do Estoque Brasileiro de Veículo Elétrico Puro e Híbrido Plug-in	10
Figura 8. Estação de Recarga para Carros Elétricos Abastecida por Energia Solar localizada na Universidade de Iowa, EUA	11
Figura 9. Estação de Recarga para Carros Elétricos Abastecida por Energia Solar Localizada em Munique, Alemanha	12
Figura 10. Estação de Recarga para Carros Elétricos Abastecida por Energia Solar Localizada em Dubai, Emirados Árabes Unidos	12
Figura 11. Estação de Recarga Doméstica para Carros Elétricos Abastecida por Energia Solar, Localizada na Ucrânia	13
Figura 12. Estação de Recarga para Carros Elétricos Abastecida por Energia Eólica.....	13
Figura 13. Diagrama Esquemático do Problema a ser Otimizado.....	22
Figura 14. Caixa dos Equipamentos Considerados	25
Figura 15. Diagrama de Blocos do Sistema	25
Figura 16. Resultados obtidos com o HOMER Energy	27
Figura 17. Fluxo de Caixa Nominal Fornecido pelo HOMER Energy	28
Figura 18. Comparação de diferentes componentes de um sistema genérico	28
Figura 19. Processo de medição da curva de carga bloco E UFF	31
Figura 20. Curva de Carga Diária UFF Típica de Inverno.....	31
Figura 21. Diagrama esquemático Carga Bloco E	32
Figura 22. Janela de configurações Carga Bloco E	32
Figura 23. Escalas das tarifas de acordo com a hora do dia e o período do ano	35
Figura 24. Diagrama esquemático <i>Grid</i>	36
Figura 25. Janela de configurações rede.....	37
Figura 26. Estação Meteorológica de Niterói localizada na UFF	38
Figura 27. Radiância solar global diária.....	39
Figura 28. Radiação Solar Global.....	40

Figura 29. Bloco Recurso Solar.....	40
Figura 30. Janela de Configurações da Energia Solar	41
Figura 31. Velocidade Média do Vento.....	43
Figura 32. Bloco Recurso Eólico.....	45
Figura 33. Janela de Configurações Recurso Eólico	46
Figura 34. Janela de Configurações Recurso Eólico Variação da Velocidade do Vento com a Altura	46
Figura 35. Área útil de telhado para instalação da Usina Solar Fotovoltaica.....	51
Figura 36. Composição do Custo de Aquisição do Sistema Fotovoltaico.....	52
Figura 37. Custo Médio de Aquisição de Sistema Fotovoltaico por kWp	53
Figura 38. Diagrama Esquemático PV	54
Figura 39. Janela de Configurações PV.....	55
Figura 40. Curva de Potência Característica da Turbina	57
Figura 41. Área livre para instalação da Usina Eólica	59
Figura 42. Composição dos Custos da Usina Eólica	60
Figura 43. Diagrama esquemático SW Skystream 3.7	61
Figura 44. Janela de Configurações da Energia Eólica	62
Figura 45. Características Detalhadas da Turbina Eólica.....	62
Figura 46. Horário de Funcionamento do Eletroposto	64
Figura 47. Curva de Capacidade.....	66
Figura 48. Diagrama Esquemático HEV	69
Figura 49. Janela de Configurações do Carro Elétrico.....	69
Figura 50. Características Detalhadas da Bateria <i>Prius+</i>	70
Figura 51. Janela de Configurações das Propriedades Econômicas Gerais	72
Figura 52. Janela de Configurações das Propriedades de Controle do Sistema	73
Figura 53. Janela de Configurações das Características de Restrição	74
Figura 54. Diagrama Esquemático Caso Base.....	75
Figura 55. Resumo do Fluxo de Caixa Anual Caso Base.....	76
Figura 56. Perfil de Carga Diário Médio do Bloco E.....	77
Figura 57. Diagrama Esquemático Caso Base Acrescido dos VEs e das Fontes Renováveis ..	78
Figura 58. Resumo do Fluxo de Caixa Anual Caso Carro Elétrico Apenas Recarga.....	79
Figura 59. Energia Comprada x Consumo da Carga e do Carro Elétrico	80
Figura 60. Resumo do Fluxo de Caixa Anual Caso Renováveis e VE Apenas Recarga.....	81
Figura 61. Resumo do Fluxo de Caixa Anual V2G.....	83

Figura 62. Energia Comprada x Consumo da Carga x V2G	84
Figura 63. Resumo do Fluxo de Caixa Anual Caso Renováveis e V2G	85
Figura 64. Frequência de Consumo Anual	88
Figura 65. Sugestão proposta para as escalas das tarifas de acordo com a hora do dia e o período do ano	88
Figura 66. Resumo do Fluxo de Caixa Posto Tarifário Ponta entre 15h e 17h	89
Figura 67. Geração Rede e Usina Solar x Carga do Bloco E e Carro Elétrico Premissa um ...	90
Figura 68. Resumo do Fluxo de Caixa Taxa Real de Juros no Valor de 0% a.a.	91
Figura 69. Geração Rede e Usina solar X Carga do Bloco E e Carro Elétrico Premissa dois .	92
Figura 70. Potência Mensal Média Dividida por Fonte Energética	93
Figura 71. Resumo do Fluxo de Caixa taxa real de juros no valor de -2% a.a.....	94
Figura 72. Frequência de Geração da Usina Solar	95
Figura 73. Frequência de Geração da Usina Eólica.....	95
Figura 74. Geração Rede e Usinas Eólica e Solar X Carga do Bloco E e Carro Elétrico Premissa dois	96

Lista de Tabelas

Tabela 1. Subgrupos do grupo A	33
Tabela 2. Definição dos Postos Tarifários	34
Tabela 3. Tarifa de energia elétrica UFF	36
Tabela 4. Radiação solar global e índice de claridade.....	38
Tabela 5. Temperatura	41
Tabela 6. Velocidade Média do Vento	42
Tabela 7. Valores Típicos de Comprimento de Rugosidade de Superfícies	43
Tabela 8. Resumo dos Parâmetros de Velocidade do Vento	45
Tabela 9. Características Técnicas do Módulo Fotovoltaico.....	48
Tabela 10. Valores de Reflexão de Acordo com a Superfície.....	49
Tabela 11. Definição dos Arranjos Fotovoltaicos	50
Tabela 12. Custos do Sistema Fotovoltaico	53
Tabela 13. Resumo das Propriedades Técnicas e Avançadas	54
Tabela 14. Especificações Técnicas do Aerogerador	56
Tabela 15. Viabilização da Potência Instalada da Usina Eólica.....	59
Tabela 16. Custos Referentes à Usina Eólica	61
Tabela 17. Quantidade de Ciclos em Função da Profundidade de Descarga	65
Tabela 18. Características Gerais da Bateria	66
Tabela 19. Características Avançadas da Bateria.....	67
Tabela 20. Custos Caso Base.....	75
Tabela 21. Dados da Rede Caso Base	76
Tabela 22. Custos Caso Carro Elétrico Apenas Recarga.....	79
Tabela 23. Dados da Rede Caso Carro Elétrico Apenas Recarga	80
Tabela 24. Custos de Fornecimento de Energia Elétrica incluídas as Usinas Eólica e Fotovoltaica Caso Carro Elétrico Apenas Recarga	81
Tabela 25. Dados da Rede Caso Renováveis e VE Apenas Recarga	82
Tabela 26. Custos Carro Elétrico – V2G.....	82
Tabela 27. Dados da Rede Caso V2G	83
Tabela 28. Custos de Fornecimento de Energia Elétrica incluídas as Usinas Eólica e Fotovoltaica Caso V2G	84
Tabela 29. Dados da Rede Caso Renováveis e V2G.....	85
Tabela 30. Resumo dos Custos Globais Apresentados para os Diferentes Casos.....	86

Tabela 31. Custos Inserção Usina Solar para Posto Tarifário Ponta entre 15h e 17h	89
Tabela 32. Dados da Rede Posto Tarifário Ponta entre 15h e 17h	90
Tabela 33. Custos Inserção Usina Solar para Taxa Real de Juros igual a 0% a.a.	91
Tabela 34. Dados da Rede Taxa Real de Juros no Valor de 0% a.a.....	92
Tabela 35. Produção por Fonte Energética.....	93
Tabela 36. Custos Inserção Usina Solar e Usina Eólica para Taxa Real de Juros igual a -2% a.a.....	94
Tabela 37. Dados da Rede Taxa Real de Juros no Valor de -2% a.a.	94
Tabela 38. Resumo dos Dados da Rede Apresentados para os Diferentes Casos	97
Tabela 39. Resumo dos Custos de Cada Fonte.....	98
Tabela 40. Resumo do Índice de Penetração, Potência Instalada e Produção Anual das Fontes Renováveis nos Diferentes Casos.....	99

Lista de Equações

Equação 1. Custo Nivelado de Energia – CNE	26
Equação 2. Custo Presente Líquido - CPL	27
Equação 3. Velocidade do Vento na Altura do Rotor da Turbina.....	44
Equação 4. Potência Gerada pela Usina Solar Fotovoltaica.....	49
Equação 5. Fator de Dimensionamento do Inversor – FDI.....	51
Equação 6. Lei dos Gases Ideais	57
Equação 7. Variação da Temperatura.....	58
Equação 8. Dependência Pressão e Altitude	58
Equação 9. Densidade do Ar Normalizada.....	58
Equação 10. Correção da Densidade do Ar	58
Equação 11. Eficiência de Carga e Descarga	65
Equação 12. Expectativa de vida em regime de ciclagem.....	65
Equação 13. Potência Máxima que Pode ser Absorvida	67
Equação 14. Limitação da Potência Máxima pela Taxa de Recarga Máxima da Bateria	67
Equação 15. Limitação da Potência Máxima pelo Valor Máximo de Corrente	68
Equação 16. Potência Máxima de Recarga Considerando as Perdas	68
Equação 17. Potência Máxima de Descarga.....	68
Equação 18. Potência Máxima de Descarga Considerando as Perdas	68
Equação 19. Taxa Real de Juros Anual	71

1. Introdução

O consumo energético está presente em todos os setores, desde o setor industrial, transportes, residencial, comercial, público, agropecuário, entre outros. A utilização final dos recursos energéticos, ou insumos energéticos, pode ser feita de forma direta ou após sua transformação. Divide-se como os principais recursos energéticos, para o consumo final, derivados de petróleo, gás natural, carvão, eletricidade, álcool, produtos da cana, lenha, biocombustíveis, entre outros tipos energéticos. Dentre todos os recursos energéticos disponíveis, a maior parcela de consumo é referente aos derivados do petróleo e a eletricidade [1], [2]. No Brasil 44,5% do consumo energético é proveniente de derivados do petróleo e 17,2% de eletricidade e no ano de 2014 foi demandado um total de energia igual a 305,6Mtep, dos quais 120,3Mtep foram provenientes de derivados do petróleo [1]. Têm-se o setor de transporte como o principal responsável pela utilização de derivados do petróleo, com 56,9% do consumo final, sendo o óleo diesel e a gasolina automotiva, os combustíveis mais consumidos [1]. A composição setorial do consumo de derivados do petróleo no Brasil pode ser observada a partir da Figura 1. De modo que, classificando a oferta interna de energia em fontes que são renováveis e em fontes que são não renováveis, tem-se que apenas 39,4% da energia total ofertada são provenientes de fontes renováveis, enquanto que 60,6% são de fontes não renováveis [1].

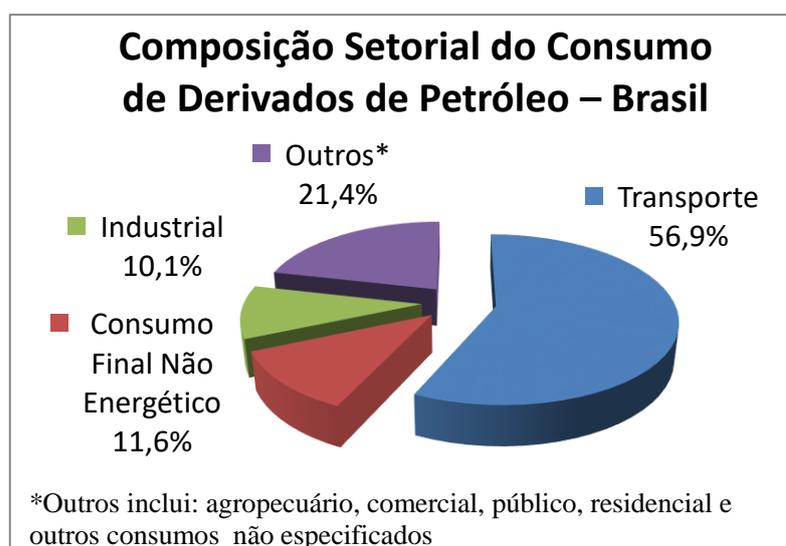


Figura 1. Composição Setorial do Consumo de Derivados de Petróleo – Brasil

Fonte: Elaboração própria com base em [1]

Analogamente, para o consumo final de eletricidade, nota-se, que o setor de transporte, que é o principal agente consumidor de derivados de petróleo, ocupa parcela irrisória no consumo de eletricidade, como mostra a Figura 2. Considerando a oferta interna somente de energia elétrica no Brasil, no ano de 2014, foram gerados 624,3TWh, dos quais apenas 1,9TWh foram consumidos pelo setor de transporte, equivalentes a 0,3% [1]. Verifica-se que a matriz de energia elétrica brasileira possui 74,5% de sua energia proveniente de fontes renováveis, enquanto apenas 25,5% provêm de fontes não renováveis [1].

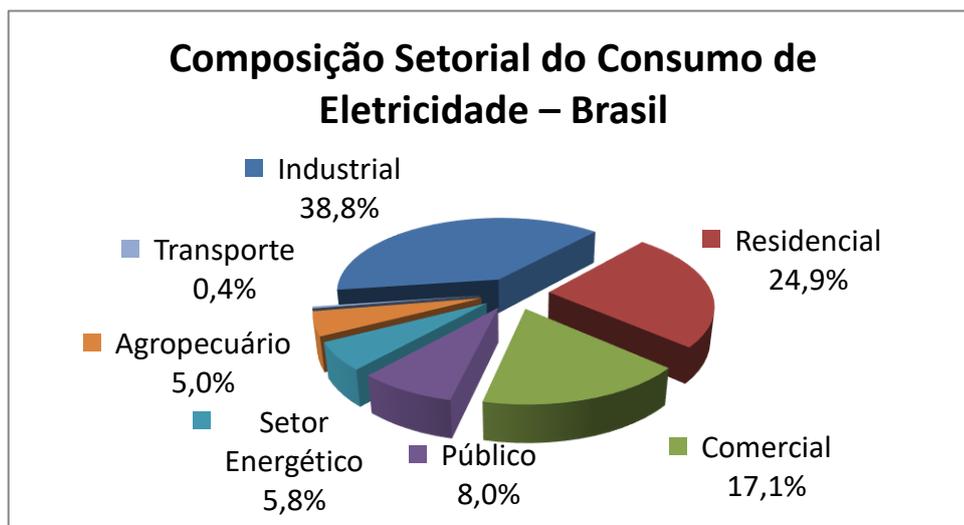


Figura 2. Composição Setorial do Consumo de Eletricidade – Brasil

Fonte: Elaboração própria com base em [1]

O processo da queima dos combustíveis fósseis, que representam 58,6% da oferta interna de energia do Brasil, provenientes de derivados do petróleo, gás natural e carvão mineral [1], gera como subproduto o gás carbônico – CO₂ pela oxidação do carbono, e outros gases como metano – CH₄, monóxido de carbono – CO, óxido nitroso – N₂O, óxidos de nitrogênio – NO_x e outros compostos orgânicos voláteis não metânicos – NMVOC. Os gases CO₂, CH₄ e N₂O são gases naturalmente presentes na atmosfera terrestre, que desempenham importante função na manutenção da vida, conhecidos como gases de efeito estufa – GEE. No entanto, como resultado das atividades antrópicas a concentração destes gases na atmosfera aumentou acima do natural, despertando a atenção de institutos de proteção ambiental em escala mundial, como principal causa do aquecimento global e desequilíbrios ambientais [3]. Já os gases CO, NO_x e NMVOC, mesmo não sendo gases de efeito estufa de forma direta, influenciam nas reações químicas que ocorrem na atmosfera, sendo nocivos à saúde e um grave problema ambiental nos grandes conglomerados urbanos [4]. Diversos setores e atividades contribuem com as emissões destes gases, dentre os agentes responsáveis pela emissão do CO₂, a

principal fonte é o uso energético dos combustíveis fósseis, com contribuição correspondente de 347.974Gg, equivalentes a 47,1% das emissões totais [4], sendo somente o setor de transporte responsável por 48,4% das emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis e por 22,8% das emissões totais de CO₂, bem como, o modal rodoviário responsabiliza-se por 90% das emissões do setor [4]. A queima imperfeita e, em muitos casos, a ineficiência dos combustíveis em questão originam a emissão dos gases CH₄, CO, NMVOC, N₂O e NO_x.

Diante do cenário exposto, o alto consumo de derivados do petróleo, pelo setor de transporte, dá origem a crescentes preocupações com a segurança energética [5] e o meio ambiente, principalmente em áreas urbanas [6]. De modo que, medidas que reduzam a dependência do uso do combustível fóssil e a consequente emissão de gases poluentes estão sendo exploradas por diversos países em todo o mundo [7], [8]. Acerca das soluções mais promissoras, a transição energética no setor de transporte, a qual engloba desde a utilização dos recursos disponíveis de forma mais eficiente até as modificações comportamentais, oferece a substituição dos combustíveis fósseis pela eletricidade, remodelando a forma geral de escolha da fonte de energia para o abastecimento dos veículos [9]. A integração do setor de transporte e do recurso energético eletricidade, por meio dos veículos elétricos e elétricos híbridos, possui grande potencial na redução do uso de derivados do petróleo e na redução das emissões de gases poluentes, auxiliando na resolução dos problemas ambientais e energéticos como uma nova ferramenta reguladora [10]. Apesar de existirem algumas barreiras para uma transição imediata, como obstáculos de caráter tecnológico, cultural, social, político e também econômico [11], a eletrificação dos meios de transporte é um fato inevitável, assim como a busca de novas tecnologias e recursos mais eficientes [12], [13]. Como exemplo prático, tem-se o governo alemão, que para atingir a meta de redução de emissão de CO₂, em no mínimo 80% do valor atual até 2050, pretende banir os carros movidos à combustão no país a partir do ano de 2030, permitindo o novo registro apenas de carros livres de emissão de CO₂ [14].

Como visto anteriormente na Figura 1, o setor de transporte consome em torno de 56,9% do total da oferta de petróleo e derivados no Brasil, equivalente a 68,4Mtep. Considerando a eletrificação de forma agressiva de todos os meios de transporte que fazem uso do petróleo e derivados, estima-se o aumento do consumo de eletricidade somente pelo setor de 1,9TWh para 797,2TWh, ultrapassando em 27,7% o total de energia elétrica produzida no país. Este cenário traz a necessidade de mudanças significativas para o atendimento desta nova demanda

que surge, de modo a preparar o sistema elétrico para o advento dos veículos elétricos [10], [15].

O sistema elétrico brasileiro, único em âmbito mundial, devido ao seu tamanho e características [16], é constituído pelo Sistema Interligado Nacional – SIN, que engloba as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte do país, conectando os centros de geração aos centros de consumo. Composto por um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de geração de energia elétrica por usinas hidrelétricas, divide-se essencialmente em geração, rede de transmissão, rede de distribuição e centros de consumo [17]. Desta forma, têm-se a energia elétrica transmitida por meio do fluxo de energia unidirecional, de forma hierárquica e centralizada, originando-se nas grandes usinas geradoras e chegando até os consumidores, caracterizando-os como agentes passivos na cadeia produtiva de energia elétrica [18].

A tendência mundial de transformação do sistema elétrico, no intuito de adaptá-lo às novas necessidades, origina um novo modelo capaz de promover o atendimento da demanda de forma mais confiável, robusta e acessível [19]. As redes elétricas devem promover suporte para acomodar as fontes de geração de energia elétrica de forma distribuída, permitindo assim, a coexistência entre a geração centralizada e a geração descentralizada. Com o incentivo ao aumento da participação do consumidor, sua função é ampliada de apenas usuário passivo do sistema para produtor de energia elétrica, a partir de geração própria, sendo denominado de *prosumidor*, do termo em inglês *prosumer* [20]. Assim como, a ativação de novos produtos, serviços e mercados também acompanhará a adaptação de novas opções de armazenamento, direcionadas à promoção da ampliação da participação das fontes de energia renováveis e a acomodação dos veículos elétricos como parte do sistema [21]. Esta nova concepção de rede, que inclui a melhoria da qualidade e da confiabilidade de fornecimento de energia elétrica, automatização da operação e manutenção do sistema, integrada com as infraestruturas de tecnologia da informação e comunicação, caracteriza-se como Rede Elétrica Inteligente – REI [22]. O modelo conceitual da REI divide-se basicamente em mercados, operadores, provedores de serviços, geração, transmissão, distribuição e *prosumidores*, ambos agentes conectados entre si, não mais de forma hierárquica, permitindo a transmissão da energia elétrica de forma bidirecional, como ilustrado na Figura 3.

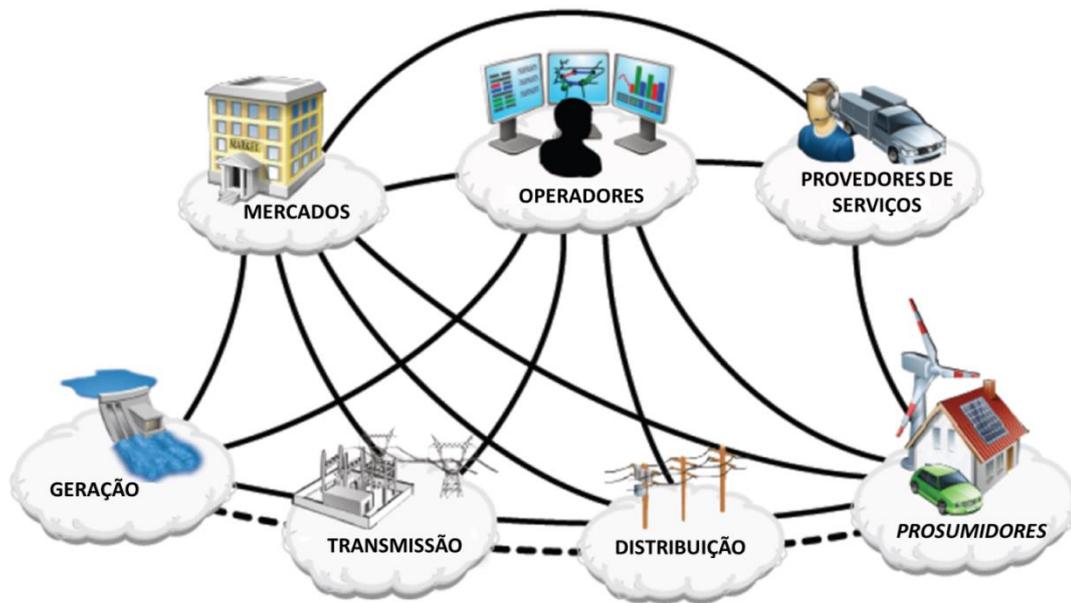


Figura 3. Modelo conceitual de Rede Elétrica Inteligente

Fonte: Adaptado de [22]

O conceito de REI, que engloba diversos sistemas, agentes e ações, possibilita uma maior interação geração-consumo e abre espaço para uma sociedade participativa e consciente no gerenciamento do consumo energético a partir da geração e armazenamento de energia elétrica de forma distribuída [23]. Deste modo, a geração distribuída, caracterizada por fontes geradoras de energia elétrica integradas a partir de recursos modulares, por meio de instalações de unidades consumidoras e em pequena escala [24], favorece a inserção de fontes renováveis de eletricidade [25]. Apesar do conceito de geração distribuída ser independente da tecnologia de geração utilizada, no Brasil apenas são regulamentadas para geração distribuída cogeração qualificada, fontes hídricas ou fontes renováveis de energia elétrica [26]. Devido ao fato das unidades de geração descentralizadas não corresponderem perfeitamente à demanda de carga, se faz essencial o uso do armazenamento distribuído, no intuito de melhorar o desempenho do sistema, permitindo a operação de forma estável e contínua, amenizando os efeitos das flutuações da carga e mitigando a intermitência típica das fontes renováveis de energia, como solar e eólica [27]. Dentre os dispositivos de armazenamento propícios para este tipo de uso, encontra-se o veículo elétrico como alternativa de armazenamento da energia elétrica podendo também fornecê-la à rede nos momentos mais favoráveis, operando como *vehicle-to-grid* – V2G [28]. Desta forma tem-se o auxílio do veículo elétrico às fontes renováveis e a oportunidade de inserção das fontes renováveis como complemento à geração de energia elétrica para suprir a demanda excedente ocasionada pela transição da frota automotiva para veículos elétricos.

1.1. Exemplos Práticos no Cenário Atual

As tendências mundiais de investimento em energias renováveis têm aumentado consideravelmente desde os números registrados no ano de 2004 até o ano de 2015, como mostra a Figura 4. As fontes que mais se destacam em volume de investimento são a energia solar com USD161 bilhões e a energia eólica com USD109 bilhões, equivalente a 95% do total investido no ano de 2015 em energias renováveis [29].

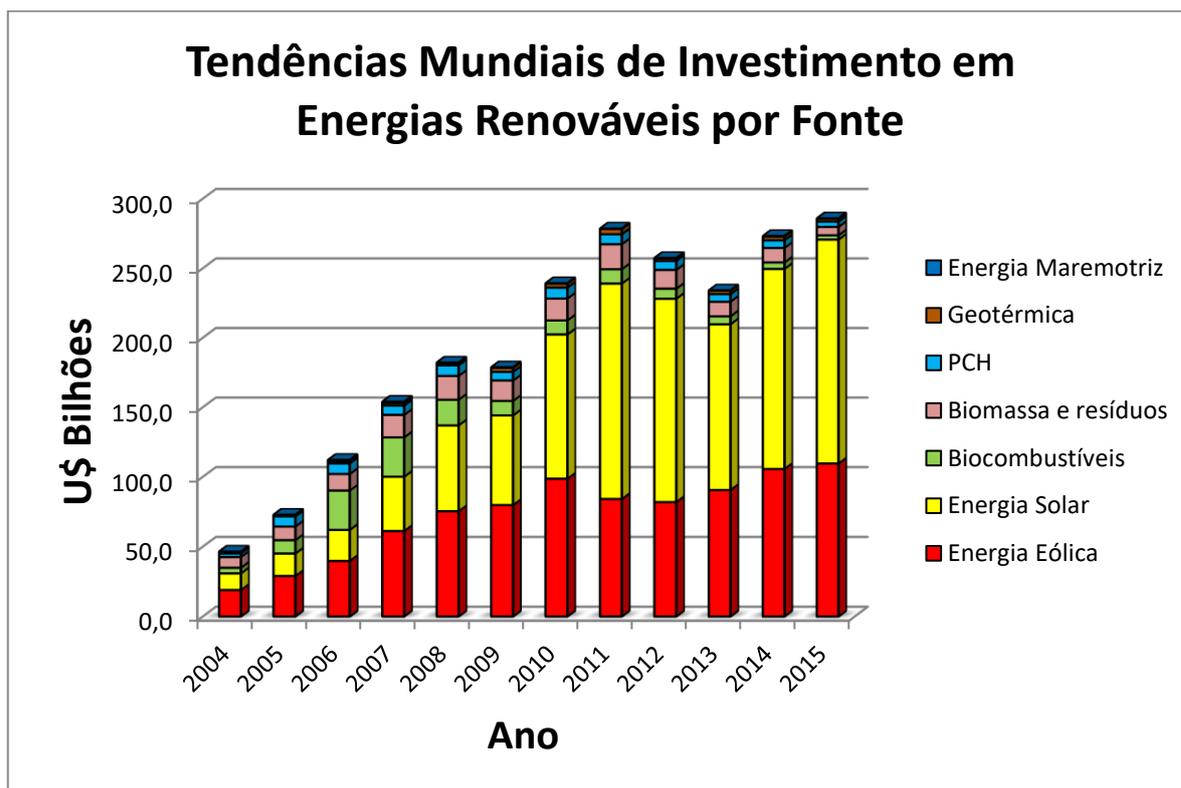


Figura 4. Tendências Mundiais de Investimento em Energias Renováveis por Fonte

Fonte: Elaboração própria com base em [29]

Os países do continente Europeu lideraram os investimentos nas alternativas energéticas renováveis até o ano de 2012. No entanto a partir do ano de 2013 a China alcançou o patamar de maior quantitativo de investimentos passando a liderar o ranking como maior país investidor em energias renováveis, totalizando USD102 bilhões investidos no ano de 2015. Outros países que se destacaram no investimento em tecnologias alternativas de geração são os Estados Unidos, Índia e Brasil, com um total investido em 2015 de USD44,1 bilhões, USD10,2 bilhões e USD7,1 bilhões, respectivamente [29].

Diversos países no mundo tem recebido auxílio de bancos de desenvolvimento para o fomento das energias renováveis, incentivando projetos de tecnologia de geração, eficiência energética,

estrutura de distribuição e transmissão e manufaturas de equipamentos que sejam utilizados nestes projetos. Analisando o ano de 2014, no qual foi registrado um investimento total de USD83,9 bilhões no setor em todo o mundo, o banco que mais investiu neste segmento foi o KfW na Alemanha, que forneceu USD28,3 bilhões em financiamento, seguido pelo Banco de Investimento Europeu (*European Investment Bank*) com o financiamento de USD11,7 bilhões, Banco Mundial (*World Bank Group*) com USD9,4 bilhões, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES com USD6,3 bilhões e o Banco de Desenvolvimento Chinês com USD6 bilhões [29]. Os investimentos registrados no ano de 2015 em alternativas energéticas renováveis englobam tanto projetos de geração centralizada, como parques eólicos e usinas solar fotovoltaica de grande porte, quanto projetos de geração distribuída, com capacidade abaixo de 1MWp. Porquanto, considerando os novos empreendimentos instalados em 2015, 53,6% da capacidade de geração de energia elétrica é proveniente de fontes renováveis [29]. Observando os investimentos direcionados para a geração distribuída de pequeno porte, tem-se em 2015 o total de USD67,4 bilhões investidos em projetos de sistemas fotovoltaicos com capacidade abaixo de 1MWp, envolvendo diretamente milhões de pessoas no mundo com a produção de energia elétrica para uso próprio ou, em muitos casos, para geração de renda como microprodutor.

O Brasil encontra-se entre os maiores investidores mundiais em alternativas energéticas sustentáveis, sendo registrado no ano de 2015 um investimento em pesquisa e desenvolvimento – P&D de USD200 milhões pela iniciativa do governo e USD22 milhões pela iniciativa privada, sendo as tecnologias de geração provenientes da energia solar e energia eólica as que mais se destacaram [29]. No âmbito da geração distribuída a partir da energia solar fotovoltaica, considerando a relação entre o potencial anual de produção energética residencial e o consumo residencial anual, avalia-se que o Brasil possui um potencial médio de 2,3 vezes o consumo [30]. A relação entre o potencial técnico fotovoltaico e o consumo residencial dividido por estados pode ser observada na Figura 5, na qual nota-se que em alguns estados, como Piauí, Alagoas e Paraíba, a superioridade do potencial energético de geração pode alcançar até 4 vezes o valor do consumo.

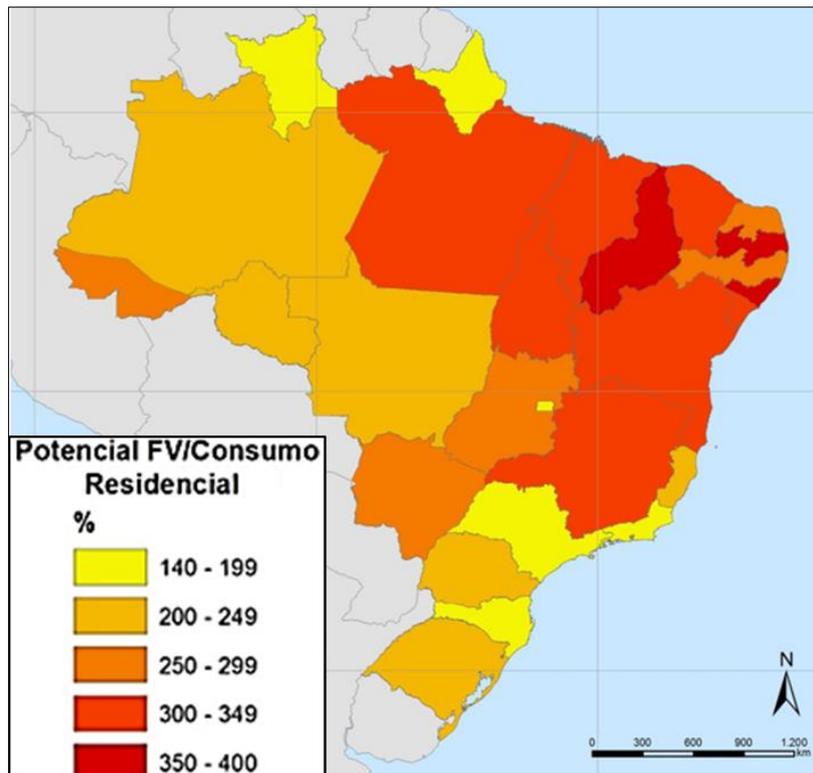


Figura 5. Potencial Técnico Fotovoltaico/Consumo Residencial por UF

Fonte: [30]

No Brasil, até agosto de 2016, foram registradas 4.054 unidades consumidoras que produzem a própria energia a partir da geração distribuída solar fotovoltaica, equivalente a 32MWp de potência instalada, e 62 unidades consumidoras que produzem a própria energia a partir da geração distribuída eólica, equivalente a 0,232MWp de capacidade de potência [31]. Calcula-se que até o ano de 2023 mais de 161 mil unidades consumidoras terão instalado geração distribuída solar fotovoltaica, totalizando 835MWp de potência instalada [30]. No cenário mundial espera-se um aumento expressivo da capacidade instalada em 2020 alcançando cerca de 280GW e até o ano de 2050, 2 mil GW [30]. A partir da Figura 6 pode ser verificada a projeção do crescimento da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos descentralizados no cenário mundial relacionada à redução prevista dos custos associados à aquisição e instalação do sistema.

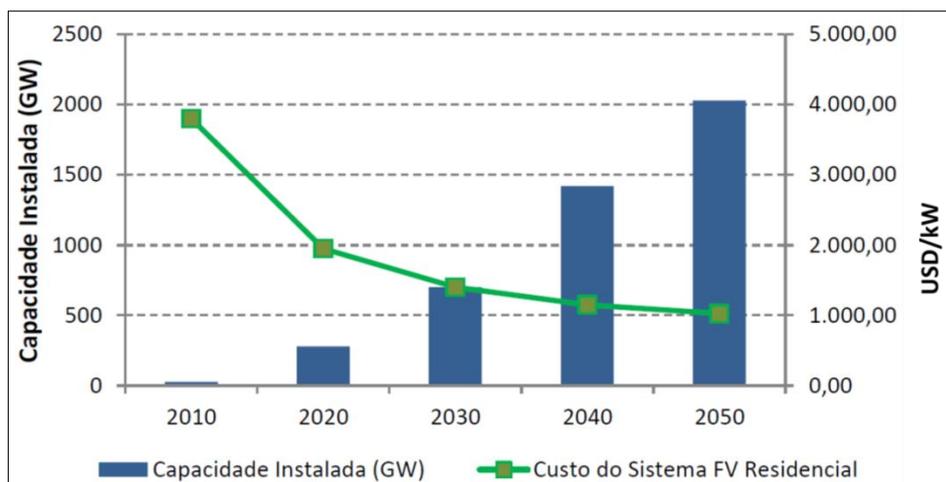


Figura 6. Projeção do crescimento da capacidade instalada e custos até 2015

Fonte: [30]

No que diz respeito à energia eólica, o cenário nacional apresenta índices favoráveis com parques eólicos centralizados, registrado até janeiro de 2016 um total de 11,6 GW de potência instalada e é previsto ao final do ano de 2019 o aumento da capacidade instalada para 18,7 GW [32]. Apesar da geração eólica distribuída ainda ser inexpressiva quando comparada com a geração centralizada, espera-se o aumento significativo da inserção da geração descentralizada a partir da energia eólica no horizonte próximo, tanto no cenário nacional quanto mundial [19], [22], [33], [34].

Intrinsecamente relacionado ao desenvolvimento mundial das energias renováveis, motivada também pela necessidade da redução das emissões de gases poluentes, a transição energética do setor de transporte se verifica a partir da implantação de nichos de mercado dos veículos elétricos e elétricos híbridos ao redor do mundo [9]. Desde 2011 têm-se registrado um crescimento acentuado na venda mundial de veículos elétricos, de modo que, no ano de 2015 foi alcançado um total de 1,2 milhão de unidades vendidas no mundo, das quais 404,09 mil estão nos Estados Unidos, 312,29 mil na China e 126,4 mil no Japão [35]. Considerando um crescimento de 56% nas vendas do ano de 2014 para o ano de 2015 e mantendo uma estimativa de crescimento de 60% a.a. nas vendas do ano de 2016 até 2020, estima-se que estarão circulando pelo mundo no ano de 2020 em torno de 13 milhões de carros elétricos e no ano de 2030 espera-se mais de 100 milhões de veículos elétricos vendidos [35].

Observando o panorama brasileiro, até o mês de julho de 2016, foram licenciados 71.930.506 autoveículos, deste total, cerca de 3.000 veículos são elétricos puros e híbridos plug-in, que circulam pelas ruas do país [36], [37]. A Figura 7 exhibe a evolução da quantidade de veículos

elétricos existentes no país de 2010 até o ano de 2015, que apesar de ser reduzida quando comparada aos países que lideram o estoque mundial, cresce de forma significativa.

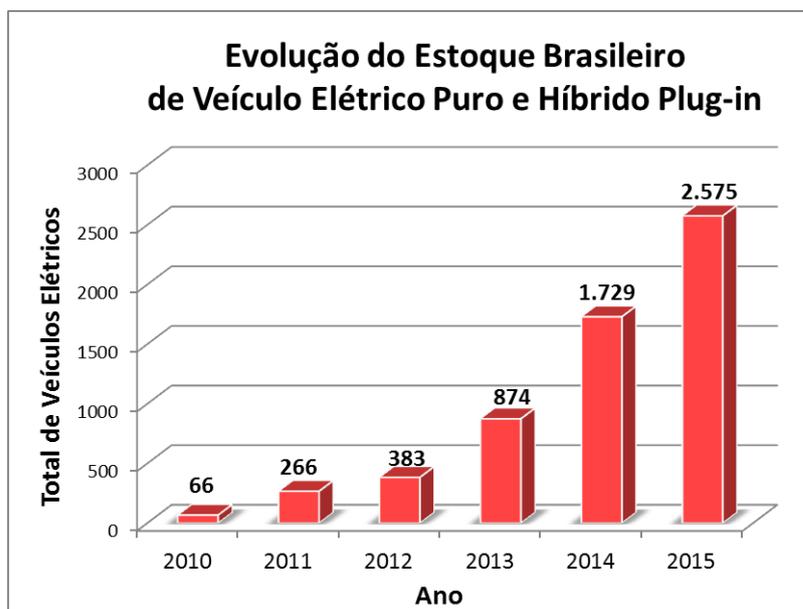


Figura 7. Evolução do Estoque Brasileiro de Veículo Elétrico Puro e Híbrido Plug-in

Fonte: Elaboração própria com base em [36]

Diante do aumento expressivo da frota de carros elétricos verificado ao longo dos últimos anos, verifica-se também, de forma paralela, a elevação do número de infraestrutura para recarga dos mesmos. No ano de 2015 foram registrados cerca de 1,45 milhão de pontos de recarga ao redor do mundo, divididos em públicos, privados, rápidos e lentos [35]. Calcula-se uma relação de 45 carros elétricos para cada ponto de carregamento rápido disponível ao público e uma média de 7,8 carros elétricos para cada ponto de carregamento lento disponível ao público [35].

Convergindo a necessidade da recarga dos veículos elétricos com o desenvolvimento das energias renováveis, são encontradas em diversos lugares do mundo estações de recarga de veículos elétricos alimentadas por fontes renováveis de energia, em sua maioria pela energia solar fotovoltaica e algumas pela energia eólica. Nos Estados Unidos, a Instituição *Riverland Community College* implantou em setembro de 2015, no campus da cidade de Austin, Minnesota, um sistema fotovoltaico de 1,4kWp, dimensionado para gerar 1.843kWh ao ano, com um custo total de investimento entorno de USD16,5 mil, especificamente para abastecer veículos elétricos, estimando que entorno de 90 carros elétricos irão ser abastecidos ao longo do ano no local [38]. Assim como, a Universidade de Iowa, localizada no estado de Iowa, também nos Estados Unidos, abriga uma estação de recarga para carros elétricos, alimentada

por 180 módulos fotovoltaicos, capaz de gerar entorno de 70.000kWh anualmente. A referida estação foi inaugurada no ano de 2011, a partir de um investimento de USD950 mil, possibilitando a recarga de 20 carros simultaneamente [39] como pode ser visto na Figura 8. Ambas as estações de recarga, em Austin e em Iowa, são conectadas com a rede elétrica principal operando sem nenhum sistema de armazenamento de energia elétrica.



Figura 8. Estação de Recarga para Carros Elétricos Abastecida por Energia Solar localizada na Universidade de Iowa, EUA

Fonte: [39]

Além de instituições de ensino, que possuem o interesse de realizar testes e experimentos entorno da tecnologia, muitos fabricantes e montadoras mundiais de veículos elétricos, no intuito de desenvolver e popularizar a mobilidade elétrica, promovem programas de implantação de pontos de recargas de veículos elétricos abastecidos por energia renovável. A indústria General Motors inaugurou uma estação solar em Detroit, Michigan – EUA, em outubro de 2010 [40], a Mitsubishi também possui uma estação implantada em Cypress, Califórnia – EUA, assim como a Toyota, General Electric, BMW, dentre outros grupos participantes do mercado de veículos elétricos [41]. Muitos pontos de recarga solar estão instalados nas próprias fábricas e indústrias para incentivar os funcionários, estimulando o desenvolvimento expressivo da mobilidade elétrica e das energias renováveis. Na Figura 9 pode ser observado o ponto de recarga instalado na entrada da empresa BMW Welt em Munique, Alemanha.



Figura 9. Estação de Recarga para Carros Elétricos Abastecida por Energia Solar Localizada em Munique, Alemanha

Fonte: [42]

Outras iniciativas governamentais e privadas estão sendo desenvolvidas e implantadas neste segmento ao redor do mundo. Em Dubai, nos Emirados Árabes Unidos, foi inaugurada em outubro de 2015 a primeira estação solar pública para recarga de veículos elétricos do país, que pode ser observada a partir da Figura 10, na qual o usuário recarrega o carro e paga uma quantia referente à energia utilizada.



Figura 10. Estação de Recarga para Carros Elétricos Abastecida por Energia Solar Localizada em Dubai, Emirados Árabes Unidos

Fonte: [43]

De forma paralela, na iniciativa privada, muitas empresas estão se consolidando no dimensionamento e comercialização de estações de recarga a partir de sistemas fotovoltaicos, direcionadas para instalação na residência dos próprios usuários e utilizadas para recarga doméstica [44]–[47]. Na Figura 11 é exibida uma estação de recarga doméstica na Ucrânia, para veículos elétricos, abastecida por módulos fotovoltaicos.



Figura 11. Estação de Recarga Doméstica para Carros Elétricos Abastecida por Energia Solar, Localizada na Ucrânia

Fonte: [46]

Na Espanha, próximo a Barcelona, foi implantado no ano de 2012 o primeiro ponto de recarga de veículos elétricos alimentado diretamente por uma turbina eólica, que requer uma velocidade de vento mínima igual a 11,3km/h para entrar em operação e está localizada a 12,8m de altura [48], como mostra a Figura 12.



Figura 12. Estação de Recarga para Carros Elétricos Abastecida por Energia Eólica

Fonte: [48]

No âmbito nacional, estima-se que até julho de 2016 foram implantados de 90 a 100 eletropostos em todo território brasileiro, em sua maioria em estacionamentos de *shoppings centers* e lojas de supermercados [49]. No entanto, a associação entre o eletroposto e a geração de energia de forma sustentável, ainda se encontra em fase de testes. Na cidade do Rio de Janeiro, no ano de 2009, foi inserido em um posto de gasolina comum, da Distribuidora BR, um projeto de sustentabilidade que contempla a inserção de um sistema fotovoltaico para abastecimento de carros elétricos, no qual o cliente recarrega o veículo e paga pelo valor referente à energia utilizada. O projeto, denominado de posto do futuro, engloba além do sistema fotovoltaico para recarga de carros elétricos, outras iniciativas sustentáveis, como reaproveitamento da água da chuva, aproveitamento da luz solar para iluminação do ambiente, eficiência energética, através de lâmpadas leds e um sistema de geração a partir da energia eólica [50]. Assim como, na cidade de São Paulo, foi inaugurado no ano de 2016, um sistema solar fotovoltaico específico para a recarga de carros elétricos, de forma que, no intuito de incentivar o uso da tecnologia, qualquer pessoa pode abastecer o carro gratuitamente no local dentro do horário comercial [51].

De mesmo modo, a empresa CPFL Energia, instalou em 2013 na sua sede em Campinas – SP um sistema fotovoltaico conectado à rede para abastecimento de veículos elétricos. O projeto tem o intuito de estudar a viabilidade da aplicação da tecnologia para este fim específico. Foi registrada pelo sistema uma produção entorno de 12.000 kWh por ano, com um investimento inicial de aproximadamente a R\$78 mil [52]. De forma semelhante, a Itaipu Binacional junto à Fundação Parque Tecnológico de Itaipu e o Exército Brasileiro iniciaram, em abril de 2016, um projeto-piloto de segurança energética, o qual contempla um sistema de geração de energia solar fotovoltaica, armazenamento por baterias, um carro elétrico e um eletroposto. O sistema fotovoltaico é composto por 360 módulos fotovoltaicos conectados a 6 inversores de frequência, totalizando 90kWp de potência instalada, conectados a um inversor mestre híbrido com potência máxima de 125kW. O inversor mestre também está conectado à rede elétrica de energia e a um banco de baterias, com 12 baterias, capaz de armazenar 282kWh. O carro elétrico será abastecido no eletroposto, que por sua vez será alimentado pelo sistema fotovoltaico e pela energia armazenada no banco de baterias. Assim, o projeto servirá como experimento em torno da integração direta entre a geração de energia proveniente da fonte solar e do abastecimento de veículos elétricos [53].

A partir da análise do cenário brasileiro, nota-se o desenvolvimento inicial da associação das fontes de geração de energia renovável e do carregamento de veículos elétricos, dentro do

cenário de mobilidade urbana, ainda sob o foco de contribuir para os avanços de estudos e pesquisas. No entanto, a implantação desta associação em larga escala, como vem ocorrendo em âmbito mundial, será consolidada com a maturidade do mercado de energias renováveis no país e o crescente desenvolvimento do mercado de carros elétricos, de modo que ambas as tecnologias sejam aperfeiçoadas e se tornem cada vez mais viáveis economicamente.

1.2. Motivação

A sinergia entre os veículos elétricos e as fontes renováveis de energia se faz cada vez mais evidente, à medida que ambas as tecnologias vem ganhando espaço de mercado. De modo complementar, as energias renováveis suprem a necessidade de abastecimento do carro elétrico, de forma a mitigar a emissão de gases poluentes, e auxiliam o sistema elétrico no atendimento da demanda energética. Assim como, os veículos movidos à eletricidade são capazes de armazenar a energia elétrica e fornecê-la posteriormente em momento oportuno, o que favorece a geração de energia elétrica por meio das fontes renováveis, especialmente as que não possuem a capacidade de regulação e são dependentes das condições climáticas, como a solar e eólica. O armazenamento da energia elétrica gerada pelas referidas fontes renováveis permite o consumo nos momentos oportunos, que podem não ser necessariamente o momento em que a energia elétrica foi gerada, e também a injeção da energia elétrica no sistema elétrico originando créditos energéticos, e às vezes até lucro, ampliando a viabilidade de implantação destas tecnologias.

Observa-se o crescimento ao longo dos anos da quantidade de unidades consumidoras de energia elétrica que passam a aderir ao sistema de geração distribuída, a partir de fontes geradoras limpas e renováveis, ao redor do mundo e no cenário nacional [29]–[31]. De forma paralela, verifica-se o aumento do número de veículos elétricos vendidos em escala comercial mundialmente [35]. Com o nível alto de investimentos nas tecnologias renováveis e a ampliação do mercado de carros elétricos, acredita-se nessa associação como uma potencial solução para o aumento da segurança energética, redução da dependência entorno do petróleo e mitigação da poluição originada pelas emissões de GEE. Dentro deste contexto, muitos estudos vêm sendo elaborados em torno da utilização da energia eólica e solar como principal fonte de abastecimento de estações de recarga para veículos elétricos [10], [28], [54]–[59].

No âmbito nacional, apesar de inexpressiva a quantidade de veículos elétricos que circulam pelas ruas, diversos setores públicos e privados já estão se mobilizando para acelerar o processo de desenvolvimento da mobilidade elétrica no país. A Agência Nacional de Energia

Elétrica – ANEEL, por meio da Nota Técnica 50/2016, de 19 de abril de 2016, abriu uma consulta pública para avaliar a necessidade de regulamentação dos aspectos relativos ao fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos, objetivando a disponibilidade de infraestrutura pública de recarga. A presença de infraestrutura pública de recarga se faz fundamental para a disseminação dos carros elétricos. Desde 2013 foi validada a NBR IEC 61851:2013, norma técnica brasileira para sistemas de recarga condutiva para veículos elétricos e existem no Congresso Nacional ao menos três projetos de lei diretamente relacionados ao desenvolvimento de infraestrutura de recarga. Além disso, a prefeitura do Rio de Janeiro, o Sindicato das Empresas de Táxi do Estado de São Paulo – SINETAXI e a empresa 4NC Marketing Promocional estão pleiteando deliberação para implantação de diversas estações de recarga de diferentes portes e múltiplas localidades dispersas pelo município do Rio de Janeiro e São Paulo [60]

Nessas circunstâncias, a elaboração deste trabalho busca resultados acadêmicos e científicos que possam servir de contribuições para o desenvolvimento efetivo da associação entre as fontes limpas e sustentáveis de geração de energia elétrica e a necessidade de recarga dos veículos elétricos. De modo que, a escolha do estudo de caso dentro do ambiente da Universidade Federal Fluminense – UFF permite a ampla divulgação do tema, oferece a oportunidade para os alunos desenvolverem diversos estudos entorno das tecnologias, observar o comportamento das diversas configurações possíveis dentro de um cenário real, além de incentivar a elaboração de pesquisas e experimentos dentro do cenário abordado, agregando, desta forma, valor aos projetos semelhantes de caráter experimental que existem no Brasil.

1.3. Objetivos

Objetivo Geral

O principal objetivo deste trabalho é relacionar a transição energética dos veículos automotivos, substituindo o consumo de petróleo e derivados por eletricidade, com o aumento do consumo de energia elétrica e a necessidade do atendimento desta demanda excedente a partir de um sistema confiável, acessível e sustentável, composto por fontes limpas e renováveis de energia elétrica. De modo que, propõe-se como aspecto principal de análise a inserção de carros elétricos e o índice de penetração das fontes renováveis, solar e eólica. O estudo será abordado entorno dos impactos na viabilidade econômica da implantação de um

eletroposto abastecido pelas fontes energéticas solar e eólica, dentro do conceito de geração distribuída, para o caso específico da UFF, a qual possui um sistema de tarifação diferenciado e uma demanda de carga considerada alta a ser abastecida normalmente. Também será observada a influência da operação do veículo elétrico como armazenamento distribuído no grau de introdução das energias renováveis no sistema.

Objetivos Específicos

- i. Simular, por meio de ferramenta computacional, a implantação de um eletroposto abastecido pelas fontes renováveis solar e eólica conectado à rede principal da UFF;
- ii. Analisar os impactos na curva de carga da UFF ocasionados pela inserção dos veículos elétricos (1) operando somente como carga e (2) operando como V2G;
- iii. Identificar o dimensionamento ótimo dos equipamentos, que compõe as usinas solar e eólica, para abastecimento da demanda de carga;
- iv. Verificar o índice de penetração das fontes renováveis solar e eólica no cenário proposto de acordo com a viabilidade econômica de cada fonte;
- v. Avaliar e comparar as alterações no pico de consumo da curva de carga da UFF ocasionados pela introdução dos veículos elétricos e pelas usinas solar e eólica;
- vi. Analisar e quantificar o impacto na tarifa de energia elétrica da UFF originado pela inclusão no sistema de compensação de crédito;
- vii. Comparar os custos da energia elétrica de cada tecnologia que compõem o sistema (1) rede principal, (2) usina fotovoltaica, (3) usina eólica e (4) veículo elétrico;
- viii. Em última análise, propor alternativas que viabilizem a inserção das usinas solar e eólica no panorama exposto.

1.4. Estrutura do Trabalho

Este estudo contempla seis capítulos, os quais foram divididos de acordo com as etapas de contextualização e formulação de todo trabalho realizado até a etapa de conclusão. O presente capítulo consiste na introdução do tema, abordando o consumo energético brasileiro, seus desafios relacionados e o panorama de alternativas propostas. Assim como os exemplos práticos das tendências no cenário mundial e nacional de desenvolvimento das energias renováveis e dos veículos elétricos e o estado atual da sinergia entre ambos. Em seguida a motivação e o objetivo da realização deste trabalho. Posteriormente, no Capítulo 2, fundamentação teórica e metodologia, será analisada a revisão bibliográfica dos principais

estudos e pesquisas em torno da utilização das energias renováveis para abastecimento dos veículos elétricos. Bem como, dar-se-á início ao foco principal do desenvolvimento do estudo, a partir da descrição do problema e a escolha da ferramenta computacional.

Em sequência, o Capítulo 3, descrição do cenário abordado, analisará as características específicas do caso que será estudado. No mesmo, será feita a caracterização da demanda local, o modelo de cobrança da energia elétrica aplicado em questão e a análise do potencial energético solar e eólico da região. Posteriormente, no Capítulo 4, dimensionamento e análise econômica das tecnologias disponibilizadas, serão elaborados os dimensionamentos das usinas solar e eólica a serem inseridas no caso, bem como os custos relacionados a cada uma. Também serão expostos os parâmetros do carro elétrico a serem assumidos para fins de recarga e conexão com o sistema e os parâmetros adicionais, que tratam das propriedades econômicas consideradas, demarcação dos parâmetros de controle do sistema e a fixação das características de restrição do problema a ser resolvido. Ambos os capítulos 3 e 4 são responsáveis pelo fornecimento dos dados de entrada utilizados pelo software na simulação.

Já o Capítulo 5, descrição dos cenários e resultados, descreverá as simulações computacionais realizadas e suas respectivas configurações. Após a análise de cada simulação serão expostos os resultados encontrados e a ponderação e classificação dos mesmos, de modo a definir a viabilidade de cada caso e a necessidade de adequação das premissas iniciais. Por fim, o Capítulo 6, conclusões, exibirá as considerações finais sobre o trabalho realizado e as sugestões para trabalhos futuros.

2. Fundamentação Teórica e Metodologia

Primeiramente, propõe-se a apresentação da revisão bibliográfica do tema abordado, expondo os principais estudos e pesquisas encontrados na literatura, que envolvam a recarga de veículos elétricos proveniente de fontes renováveis de energia elétrica. Seguidamente será apresentada a descrição do problema a ser discutido como foco principal deste trabalho, incluindo a escolha do *software* computacional utilizado.

2.1. Revisão Bibliográfica

A integração das energias renováveis para recarga de veículos elétricos tem sido foco de diversas pesquisas, de modo a determinar modelos de descarbonização do setor de transporte e do setor elétrico. A referida associação é vista por diversos autores como uma potencial solução para o aumento da demanda energética originada pelo acréscimo do consumo de energia elétrica proveniente dos veículos elétricos, mitigando os impactos no sistema elétrico. Neste contexto, serão abordados a seguir os principais estudos encontrados na literatura publicados até o presente momento, que envolvam a interação entre o veículo elétrico plug-in e as energias renováveis, com principal foco na energia solar fotovoltaica.

A utilização da energia solar fotovoltaica para recarga de veículos elétricos foi conceituada por Birnie, em [61], com o termo “*solar-to-vehicle*” – S2V, o qual descreve as coordenadas para o desenvolvimento de estações de recarga para veículos elétricos abastecidas por sistemas fotovoltaicos instalados na cobertura de estacionamentos já existentes. O objetivo do referido estacionamento é permitir a recarga diurna do veículo elétrico dos usuários que fazem todo dia o trajeto casa-trabalho, enquanto os mesmos permanecem estacionados. Seguindo a mesma tendência, Neumann et. *al.* em [62] propõe, a partir de um estudo de caso, a integração de sistemas fotovoltaicos à cobertura de estacionamentos, realizando o levantamento e classificação de todos os estacionamentos existentes na cidade de Frauenfeld, localizada na Suíça. Como resultado, os autores concluíram que a área equivalente dos estacionamentos presentes na cidade, se coberta por sistemas fotovoltaicos, seria capaz de gerar 40% da energia elétrica total necessária para abastecer todos os veículos que circulam pela cidade, se convertidos em veículos elétricos. Da mesma forma, Mouli et. *al.* em [63] desenvolvem o estudo de viabilidade da implantação no local de trabalho de um estacionamento solar fotovoltaico para recarga de veículos elétricos na Holanda.

Extrapolando a função do estacionamento solar de apenas recarregar os veículos elétricos sob demanda, outros estudos abrangem o conceito para estacionamento solar inteligente a partir do gerenciamento da carga e estratégias de operação. Em [64] um modelo experimental é elaborado, por Goli e Shireen, a partir da associação da rede elétrica com um sistema fotovoltaico e uma bateria, para recarregar o veículo elétrico, de modo que, a eficientização do processo de recarga por meio de estratégias de gerenciamento de demanda permite a minimização da utilização da energia elétrica proveniente da rede e contribui com a estabilidade da rede. De forma a abranger a performance do veículo elétrico como agente ativo dentro do ambiente do estacionamento solar inteligente, outros autores propõe sua utilização como V2G incrementando as estratégias de operação para suprimento da carga. Ma e Mohammed desenvolvem, em [65], um algoritmo de otimização para a operação ótima de um modelo de estacionamento solar inteligente para recarga de veículos elétricos. Seguindo a mesma linha, um modelo matemático é desenvolvido por Chukwu e Mahajan, em [66], no qual o veículo elétrico tem a possibilidade de ser abastecido ou fornecer energia elétrica ao sistema, de acordo as estratégias de operação estabelecidas. Fattori et. *al.* em [67], apresentam um modelo linear de otimização que associa energia solar fotovoltaica para recarga inteligente de veículos elétricos e sua operação como V2G, mostrando que a recarga inteligente oferece condições favoráveis quando comparada com a recarga não controlada. A partir desta perspectiva, Mohamed et. *al.* analisam, em [68], os impactos na rede de distribuição ocasionados pela implantação no local de trabalho de um estacionamento solar para recarga de carros elétricos.

De maneira a ir além das estratégias de gerenciamento da carga, Zhang et. *al.* em [69] consideram a necessidade de benefícios para o proprietário do veículo elétrico e para o operador do empreendimento de recarga, propondo assim, a maximização da utilização da energia solar fotovoltaica e a minimização dos custos da eletricidade, por meio de um algoritmo de programação linear. De forma semelhante, Tulpule et. *al.* em [70] comparam os benefícios, do ponto de vista do proprietário do carro elétrico, entre recarregar o veículo na própria casa ou recarregar em um estacionamento solar inteligente no local de trabalho, considerando também, a análise econômica para o operador do estacionamento. Já no estudo elaborado por Honarmand et. *al.* em [71], é proposta a otimização de uma microrrede inteligente composta por um sistema fotovoltaico, um sistema eólico, uma microturbina e uma célula a combustível para abastecimento de carros elétricos, com o objetivo da minimização dos custos. Um incentivo financeiro ao usuário é considerado com a intenção de agregar o

usuário do veículo e o operador da microrrede, de modo a tornar atrativa a utilização das baterias do veículo elétrico para armazenamento do sistema, tanto para o usuário quanto para o operador, auxiliando no desempenho da microrrede e, ao mesmo tempo, respeitando o estado de carga da bateria do veículo.

Outros autores também dispõem de diversas fontes de energia elétrica operando em uma microrrede, como em [72], no qual Liu et. *al.* estabelecem um modelo ótimo para recarga de veículos elétricos por meio de uma microrrede composta por um sistema eólico, um sistema fotovoltaico, geradores a diesel, células a combustível e um banco de baterias. Em seguida, em [73], Fazelpour et. *al.* consideram a implantação de um estacionamento, para recarga de carros elétricos, abastecido por um sistema fotovoltaico, um sistema eólico e um gerador a diesel, em um cinema com o objetivo de abastecer os veículos elétricos dos usuários durante sua permanência no estabelecimento. Outrossim, é apresentado o estudo de viabilidade da implantação de uma estação híbrida de recarga para o veículo elétrico Tuk-tuk, na República Democrática do Congo, por Vermaak e Kusakana em [74]. A referida estação é composta por um sistema fotovoltaico, um sistema eólico e um banco de baterias, ambos operando desconectados da rede elétrica. O estudo apresenta também a comparação do abastecimento correspondente por um gerador a diesel da mesma estação recarga, analisando os custos e as emissões equivalentes de cada caso.

Visualizando o estacionamento solar inteligente para recarga de veículos elétricos como aspecto fundamental para o desenvolvimento do uso do veículo elétrico, Robinson et. *al.* apresenta, em [75], a descrição de diversos modelos de negócios com intuito de promover maiores investimentos em infraestruturas de recarga. Os modelos de negócios apresentados são divididos de acordo com alguns tipos de investidores, como universidades, indústrias, *shopping centers*, concessionárias de energia elétrica, estacionamentos públicos e instituições governamentais. Em [76], Ye et. *al.* apresentam um estudo de caso na cidade de Shenzhen, na China, cidade que contém o maior número de veículos elétricos do mundo. O estudo de caso analisa a viabilidade da implementação de um estacionamento solar para recarga de veículos elétricos e desenvolvem o modelo comercial para instalação e operação do empreendimento.

2.2. Descrição do Problema

O problema a ser resolvido consiste na implantação de um eletroposto dentro do *campus* da UFF. A operação do referido eletroposto será verificada como uma carga somada à carga interna demandada pela universidade, resultando no aumento do consumo de energia elétrica

de forma geral. A partir do aumento do perfil de consumo analisa-se a viabilidade econômica da inserção da geração de energia elétrica pela usina solar fotovoltaica e pela usina eólica. Define-se desta forma, o problema principal como a otimização entre as fontes de energia solar, eólica e a rede principal para alimentar as cargas da UFF e o eletroposto. A Figura 13 exibe o diagrama esquemático do problema a ser otimizado.

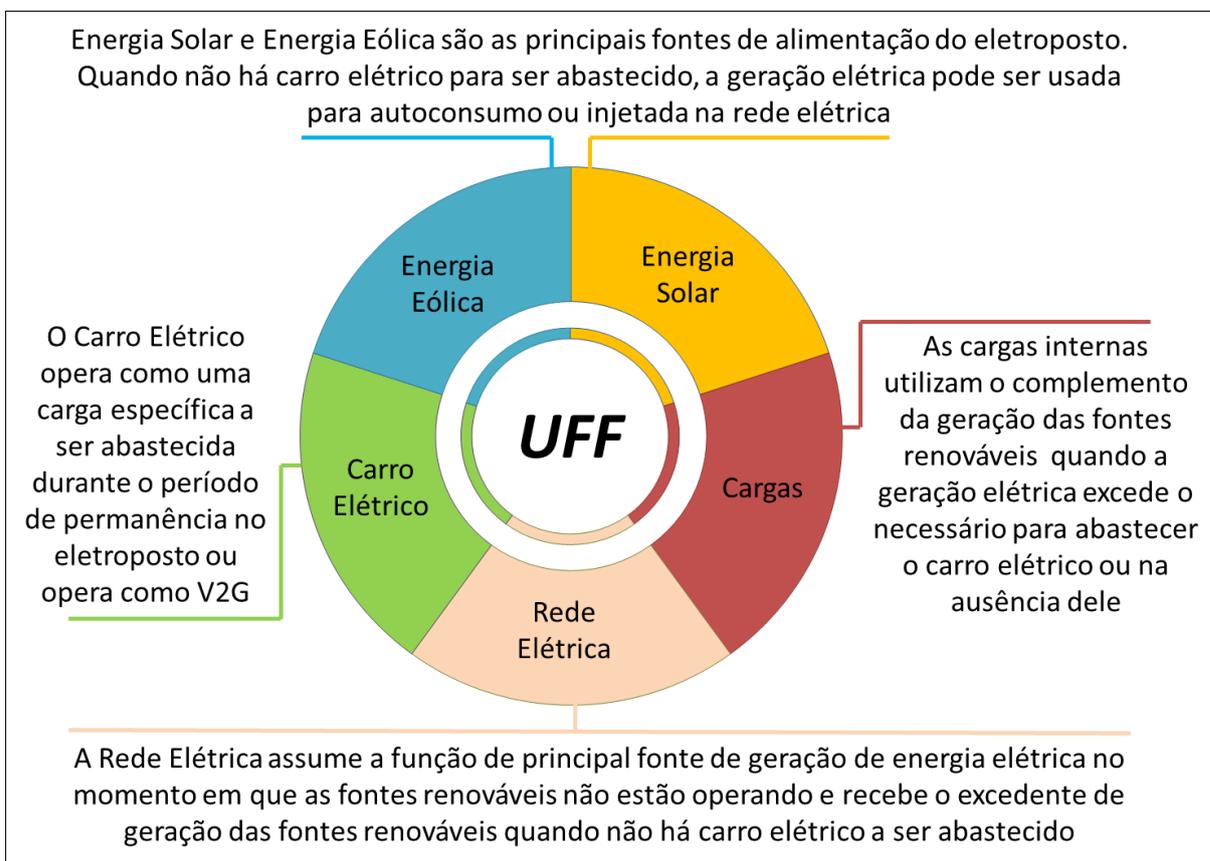


Figura 13. Diagrama Esquemático do Problema a ser Otimizado

Fonte: Elaboração própria

A otimização do problema supracitado será realizada pelo *software* computacional Homer Energy, através do qual será obtida a análise de viabilidade econômica das diversas configurações propostas com o intuito de se alcançar a formulação mais viável. Para a composição dos dados utilizados no modelo são estabelecidos os seguintes passos: (1) determinação dos dados específicos do local escolhido como cenário do estudo e (2) definição dos dados inerentes às tecnologias abordadas.

Determinação dos dados locais

- i. Levantamento da curva de carga interna da UFF;

- ii. Caracterização do modelo tarifário aplicado ao ambiente da UFF, englobando forma de cobrança de acordo com a modalidade, posto tarifário e inclusão no sistema de compensação de crédito;
- iii. Obtenção e avaliação dos recursos energéticos locais para determinar o potencial de geração de energia elétrica das tecnologias consideradas. Serão analisados os recursos de radiação solar, velocidade do vento e temperatura ambiente.

Definição dos dados inerentes às tecnologias

- i. Caracterização técnica e econômica dos equipamentos que compõem a usina solar fotovoltaica;
- ii. Caracterização técnica e econômica dos equipamentos que compõem a usina eólica;
- iii. Delimitação do modelo base de veículo elétrico considerado como parâmetro para definição das características técnicas necessárias para implantação do eletroposto;
- iv. Verificação e ajuste das propriedades econômicas gerais, propriedades de controle do sistema e características de restrição.

2.3. Escolha da Ferramenta Computacional

Para a escolha da ferramenta computacional foram considerados diversos *softwares* de simulação e dimensionamento que possibilitam a associação de diferentes fontes de geração de energia elétrica em um sistema híbrido e conectado a uma rede elétrica principal. Os *softwares* disponíveis estão divididos em quatro categorias principais, de acordo com [77], como descrito abaixo:

- 1º. Ferramentas de Dimensionamento:** dimensionam o sistema a partir de um banco de dados para entrada no programa, como dados de carga, clima e componentes do sistema;
- 2º. Ferramentas de Simulação:** simulam a reação do sistema em um dado período de tempo a partir de um banco de dados de entrada, como dados de carga, clima, componentes e configuração do sistema;
- 3º. Ferramentas de Pesquisa e Desenvolvimento:** simulam de forma completa diferentes sistemas propostos para pesquisas com alto grau de flexibilidade e configurabilidade;
- 4º. Ferramentas de Desenvolvimento de Minirredes:** simulam sistemas de minirredes conectadas ao sistema de distribuição de energia elétrica.

Um mesmo *software* pode se enquadrar em uma ou mais categorias de acordo com as características básicas de operação e resultados. Assim, quando o objetivo é um estudo preliminar de viabilidade e dimensionamento geral, o programa Retscreen atende as expectativas; Já para um dimensionamento técnico detalhado, é recomendado o uso dos programas PV-SPS, PV*SOL ou PVsyst; Em uma pesquisa técnica mais aprofundada pode-se usar o TRNSYS ou MATLAB/Simulink; Usa-se também, para a análise de sistemas, o Hybrid2 ou o PV-DesignerPro; Para considerações econômicas, foco principal deste trabalho, o HOMER é o mais apropriado [77].

Por conseguinte, dentre as ferramentas computacionais supracitadas para a análise do estudo proposto, o *software* HOMER é o mais indicado, devido à facilidade de combinação entre as fontes de geração de energia convencionais e renováveis, desempenho da otimização entre as fontes e as cargas, permite uma análise de sensibilidade e rapidez para fazer diversas configurações [78].

2.3.1. HOMER Energy

O programa computacional escolhido para analisar o estudo de caso em questão foi o *software* HOMER Energy, que se enquadra como ferramenta de simulação. O HOMER – *Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources* foi originalmente desenvolvido pelo NREL – *National Renewable Energy Laboratory* no ano de 1993 para analisar sistemas isolados e conectados nos Estados Unidos. Desde então 100.000 usuários tiveram acesso ao programa em 193 países [79].

O modelo físico da ferramenta contempla tecnologias convencionais e renováveis para a produção de energia, possibilitando a interação de diferentes fontes de geração de energia, armazenamento e cargas. As cargas podem ser do tipo: carga primária, perfil diário com variações sazonais; cargas postergáveis, como bombeamento de água e refrigeração; cargas térmicas, como aquecimento e secagem; e cargas alimentadas diretamente pelo hidrogênio. Para o armazenamento, podem ser utilizadas baterias, *flywheel*, *electrolizer* ou tanque de hidrogênio, combinados diretamente com a energia produzida, ou com a utilização de inversores como interface. Por fim, a geração de energia pode ser proveniente da energia solar fotovoltaica, turbina eólica, turbina hidráulica e geradores movidos a combustíveis fósseis ou biocombustíveis, com a possibilidade de conectar o sistema estudado com um modelo da rede elétrica convencional ou não, ou ainda comparar o sistema conectado com o sistema isolado. Adicionalmente, pode-se conectar um bloco que simula a conexão de um carro elétrico, o qual

opera como carga, armazenamento ou fonte de energia. A Figura 14 mostra a tela de opções exibida pelo programa.

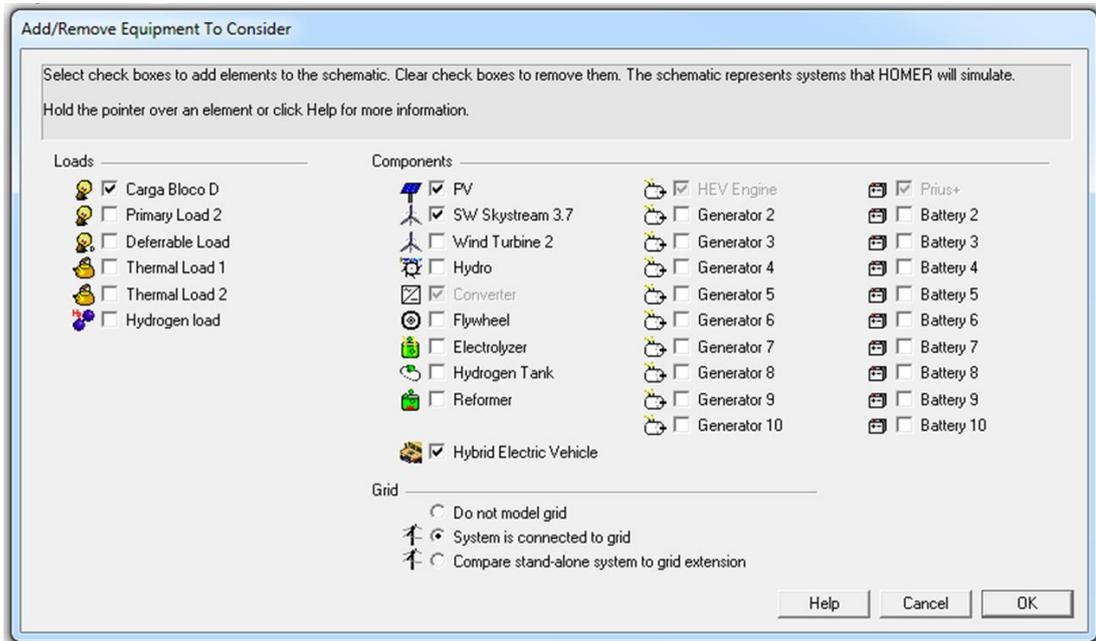


Figura 14. Caixa dos Equipamentos Considerados

Após a escolha dos componentes do sistema, tem-se o diagrama de blocos, como mostra a Figura 15. Define-se então, os recursos locais disponíveis para cada componente que será simulado, como a radiação solar, velocidade do vento, recursos hídricos e temperatura. Igualmente, são feitos os ajustes e definições dos parâmetros da rede, de acordo a tarifa de compra e venda de energia elétrica, combustíveis, restrições ambientais, técnicas, considerações econômicas e políticas governamentais.

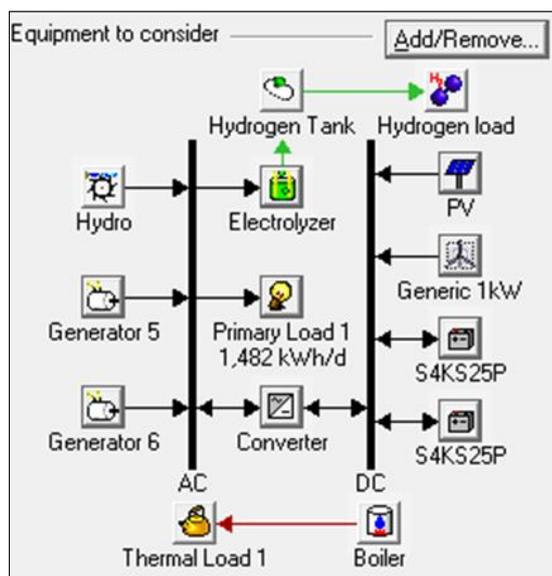


Figura 15. Diagrama de Blocos do Sistema

Em seguida, com o modelo físico configurado e com os parâmetros e restrições ajustados, o *software* opera em duas etapas, simulação e otimização. Primeiro ocorre a etapa de simulação, na qual é calculada, de acordo com o intervalo desejado, a demanda energética das cargas e a quantidade de energia que o sistema consegue suprir para atender a demanda referente aquele mesmo intervalo. Por conseguinte, têm-se o cálculo do fluxo energético de cada componente e de todo o sistema para todo o ano. Abrangendo sistemas que incluem o uso de baterias e geradores movidos a combustíveis, o HOMER é capaz de decidir o momento adequado para a entrada e saída de operação do gerador e quando as baterias devem carregar e descarregar.

Assim, o desempenho de diferentes configurações é medido de maneira a determinar quais configurações são viáveis. De modo que, a viabilidade de uma configuração é definida pelo balanço energético, se a demanda energética é atendida de acordo com as condições especificadas, então é considerada uma configuração viável. Em seguida, são estimados os custos de cada configuração viável de todo o sistema durante o tempo de vida útil do projeto. Nos cálculos dos custos estão incluídos o investimento inicial, substituição, operação e manutenção, combustível e taxas de juros. Dentre os principais dados de saída fornecidos pelo *software*, estão o custo nivelado de energia – CNE e o custo presente líquido – CPL. O CNE é definido como o custo médio por kWh de energia elétrica útil produzida pelo sistema, calculado pela Equação 1.

Equação 1. Custo Nivelado de Energia – CNE

$$CNE = \frac{C_{anual,tot} - c_{caldeira}H_{atendida}}{E_{atendida}}$$

Onde, $C_{anual,tot}$ é o custo anual total do sistema, em R\$/ano; $c_{caldeira}$ é o custo marginal de energia térmica da caldeira, R\$/kWh; $H_{atendida}$ é carga térmica total atendida, kWh/ano e $E_{atendida}$ é a carga total atendida do sistema, em kWh/ano. O segundo termo do numerador é a fração correspondente à carga térmica atendida, em sistemas em que não há cargas térmicas esta componente é igual a zero.

Seguidamente, o CPL de um componente do sistema é o valor presente de todos os custos de instalação e operação deste componente menos o valor presente de todas as receitas obtidas ao longo da vida do projeto, como mostra a Equação 2. Assim como, o CPL total do sistema é o valor do conjunto de todos os custos, desde o investimento inicial, custos de substituição, operação e manutenção, combustíveis, multas de emissões até os custos de compra de energia

da rede, menos o valor presente de todas as receitas que obtém ao longo da vida do projeto, que incluem o valor residual e a receita de vendas da rede.

Equação 2. Custo Presente Líquido - CPL

$$CPL = \sum Custos - \sum Receitas$$

Após a simulação de todas as configurações possíveis, ocorre a segunda etapa, a otimização, na qual todas as configurações são ordenadas de acordo com o menor CPL. A Figura 16 exhibe a tela dos resultados ordenados de acordo com o menor CPL de uma simulação genérica.

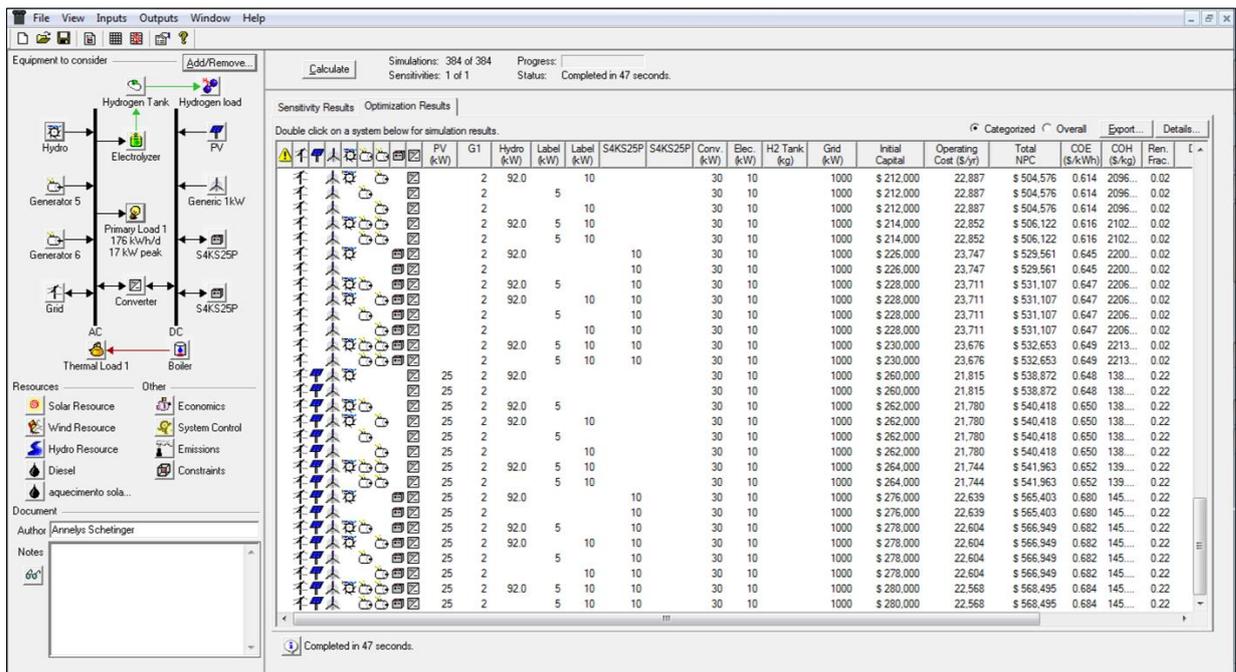


Figura 16. Resultados obtidos com o HOMER Energy

No intuito de melhor analisar os resultados, os dados de saída fornecidos pelo programa abrangem os gráficos do CPL e dos custos anuais, por componente do sistema e por categoria (investimento inicial, custo de substituição, operação e manutenção, custo com combustível e custo residual); O fluxo de caixa do projeto por componente, como mostra a Figura 17 e, também, por categoria; Além de dividir a geração de energia por tipo, elétrica e térmica, e especificar o despacho energético de cada fonte que compõem o sistema, configurando o tempo de operação e quantidade de energia fornecida e consumida pelo sistema. Outrossim, é possível contabilizar as emissões de gases poluentes no resultado das simulações e incluir políticas de punição e compensação de acordo com o grau de emissão de poluentes.

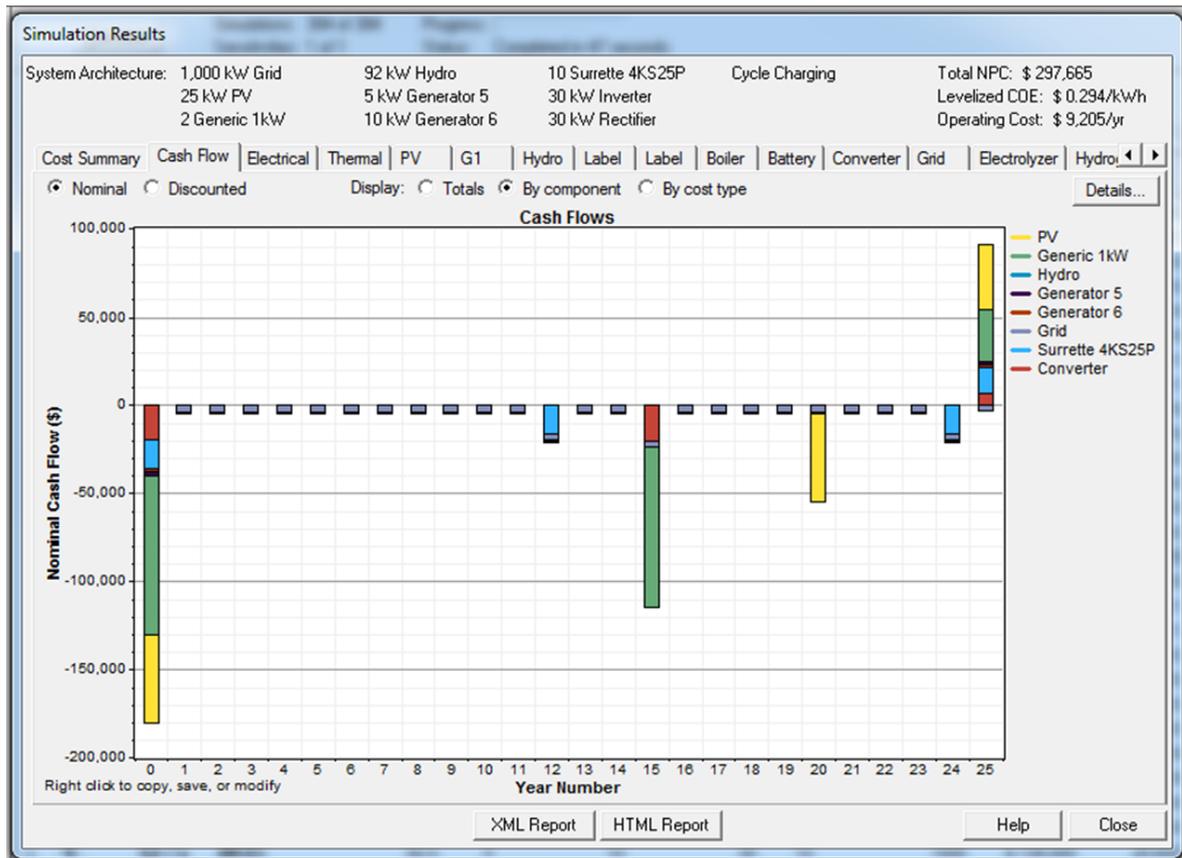


Figura 17. Fluxo de Caixa Nominal Fornecido pelo HOMER Energy

Do mesmo modo, se faz possível sobrepor gráficos com os dados de entrada e saída da simulação de maneira a comparar dados meteorológicos com o perfil de carga e geração, ou qualquer dado que faça parte do sistema, a Figura 18 expõe a comparação de diversos componentes de um sistema genérico simulado no HOMER.

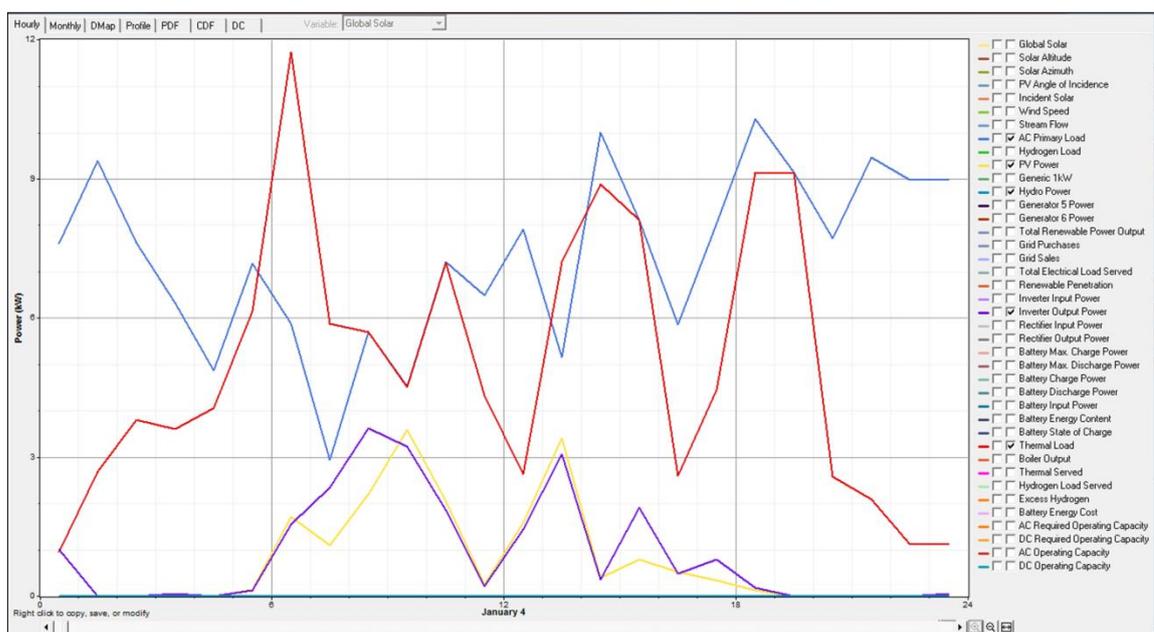


Figura 18. Comparação de diferentes componentes de um sistema genérico

Opcionalmente se pode explorar o efeito que as mudanças em fatores, como a disponibilidade de recursos e as condições econômicas podem ter sobre a relação custo-benefício das diferentes configurações do sistema por meio da análise de sensibilidade. Os resultados fornecidos através da análise de sensibilidade auxiliam na identificação dos fatores que tem maior impacto sobre o projeto, decisões de planejamento, operação e elaboração de políticas.

3. Descrição do Cenário Abordado

A priori, será descrito o cenário abordado, que consiste no levantamento de todo o consumo de energia elétrica em questão, que precisa ser abastecido. A partir do perfil de consumo, se faz necessária a análise da tarifa de eletricidade contratada com a empresa energética local, que define os valores pagos pelo fornecimento de eletricidade proveniente da rede elétrica tradicional. Por fim, para que seja possível avaliar as fontes renováveis de energia elétrica, a energia solar e energia eólica, o potencial energético local também será traçado, composto pelos dados de radiação solar, velocidade do vento e temperatura ambiente.

3.1. Caracterização da Carga

A carga em estudo neste trabalho é referente ao bloco E, um dos prédios da Escola de Engenharia da UFF, que se encontra dentro do *campus* da Praia Vermelha, localizado na cidade de Niterói no Estado do Rio de Janeiro. A escolha deste prédio foi baseada no fato da conta de energia elétrica ser separada dos outros prédios do *campus*.

Dentro do bloco E as cargas se dividem em salas de aula, salas de professores, salas de estudo e diversos laboratórios de diferentes cursos. O funcionamento padrão da universidade, de segunda a sábado, tem início a partir das 7h e se encerra às 22h, horário no qual ocorrem as aulas. Já aos domingos, a universidade permanece fechada. Porém, fora do horário de funcionamento da universidade, ainda há o alto consumo dos laboratórios, que permanecem muitas vezes com seus equipamentos operando durante 24h.

Foram realizadas as medições na entrada da rede de distribuição exclusiva do bloco E, durante o período de 8 a 16 de junho de 2015, pelas quais foi possível estimar uma curva de carga para os dias com e sem atividades na universidade. A Figura 19 mostra o processo de medição na entrada da subestação do bloco E, o detalhamento da metodologia de obtenção dos dados pode ser analisado no trabalho [80].



Figura 19. Processo de medição da curva de carga bloco E UFF

Fonte: [80]

A partir das medições, obteve-se a curva diária típica de inverno, que pode ser analisada na Figura 20. No período de inverno têm-se 35% do carregamento dos transformadores, já no verão têm-se um carregamento próximo de 80%, de modo que se faz possível estimar o consumo para o ano inteiro. De maneira geral, o consumo anual sofre algumas variações no período de férias, entre dezembro e fevereiro, e no mês de julho, período no qual não ocorrem aulas com a mesma intensidade do que no resto do ano. Obteve-se uma média escalonada anual de consumo diário igual a 5.855kWh/d, chegando a alcançar o valor de potência máxima igual a 385kW e valor médio de pico de carga igual a 244kW, com um fator de carga no valor de 0,633.

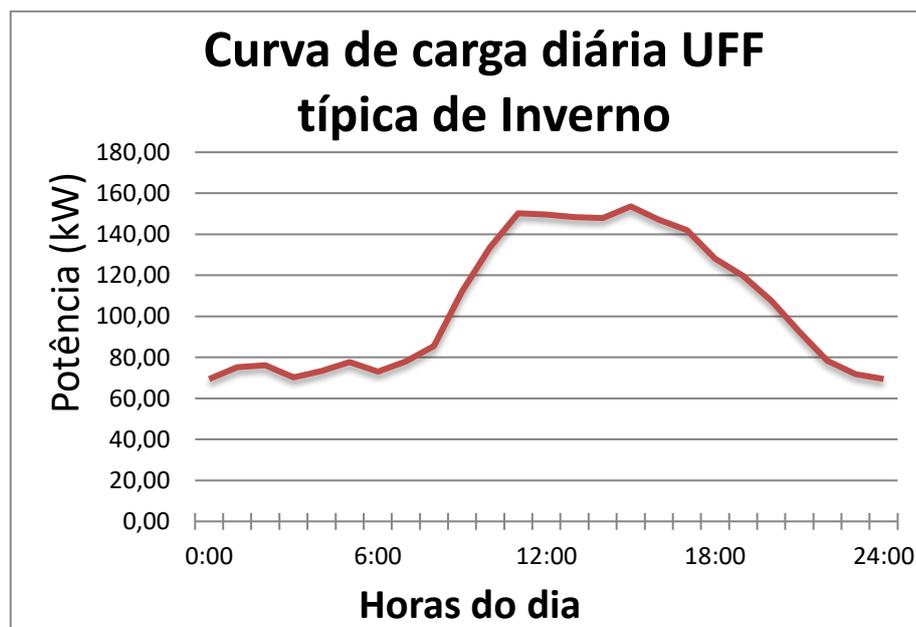


Figura 20. Curva de Carga Diária UFF Típica de Inverno.

Fonte: Elaboração própria com base em [80]

A inserção destes dados no *software* de simulação é feita por meio do bloco Carga Bloco E, como mostra a Figura 21, o qual está diretamente ligado no barramento CA. Assim, dentro deste bloco é possível introduzir os parâmetros da carga, como pode ser visto na Figura 22, de modo que, a partir dos dados horários de consumo, o próprio HOMER calcula os valores médios, máximos e traça o perfil de carga.

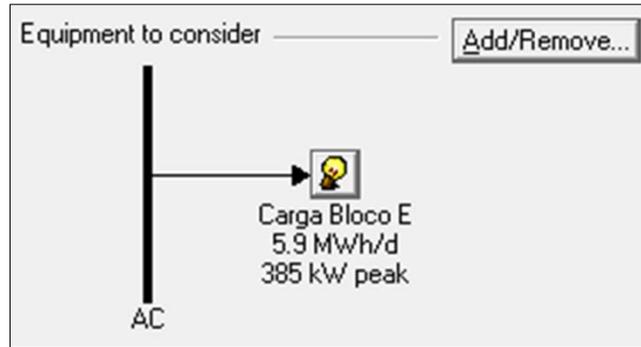


Figura 21. Diagrama esquemático Carga Bloco E

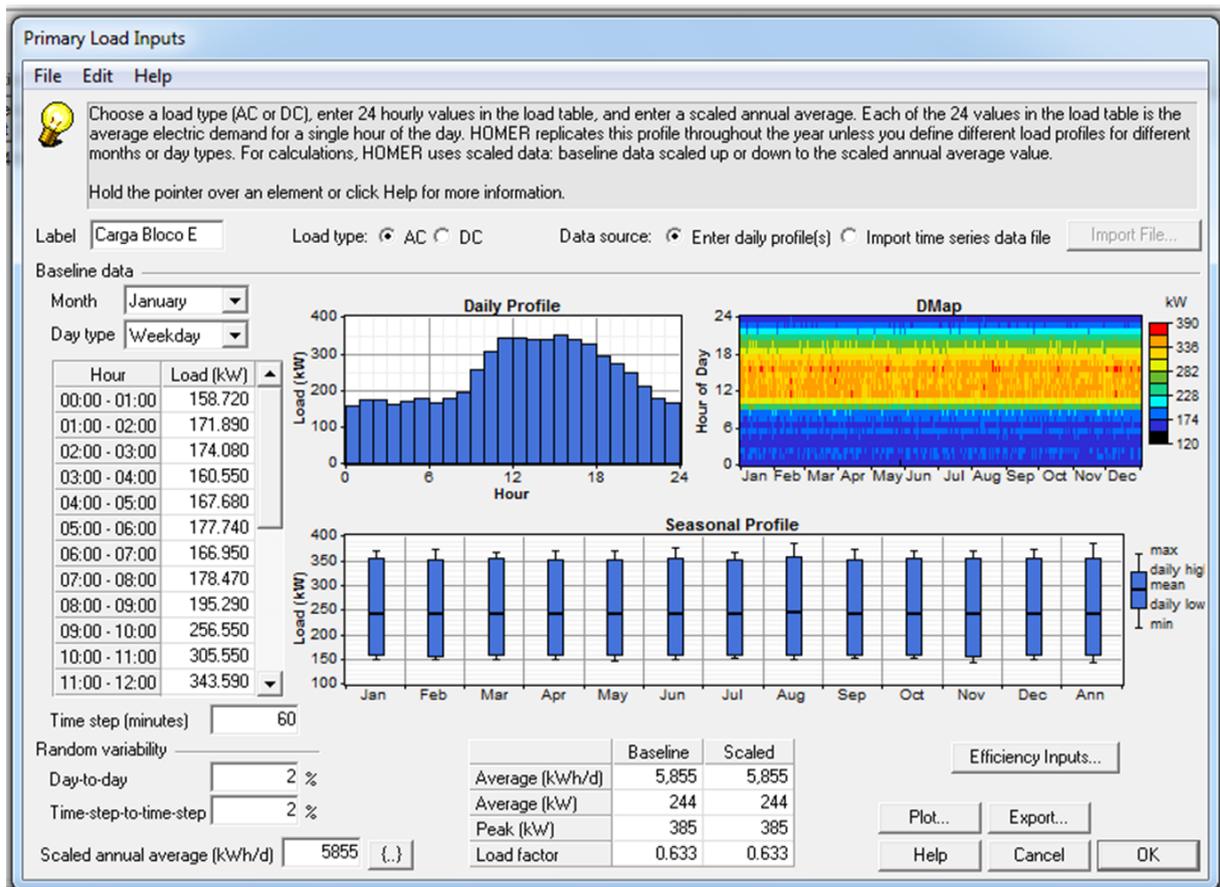


Figura 22. Janela de configurações Carga Bloco E

3.2. Modelo Tarifário

O modelo tarifário brasileiro é definido pela ANEEL, responsável por regular o SIN. A agência reguladora estabelece os procedimentos gerais a serem aplicados na estrutura tarifária para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Os referidos procedimentos estão documentados no Módulo 7: Estrutura das Concessionárias de Distribuição, Submódulo 7.1 Procedimentos Gerais, Revisão 2.0 pela Resolução Normativa nº 657/2015 de 15/04/2015, do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária [81].

A tarifa de energia elétrica é dividida em duas partes, a primeira parte é referente à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema, e a segunda parte é referente à Tarifa de Energia – TE, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia. Deste modo, a TUSD tem seu valor variado de acordo com o subgrupo, posto tarifário e modalidade tarifária. Já a TE, diferencia-se por posto e modalidade tarifária.

3.2.1. Grupos/Subgrupos, Modalidades e Postos Tarifários

Os consumidores são divididos em dois grupos, grupo A e grupo B, no primeiro se enquadram indústrias, *shopping centers* e alguns edifícios comerciais, com tensão de fornecimento acima de 2300V e no segundo encontram-se as residências, lojas, comércios, pequenas oficinas e alguns edifícios residenciais, que são abastecidos com baixa tensão 127/220V ou 220/380V.

A UFF, caso estudado neste trabalho, enquadra-se no grupo A, motivo pelo qual este grupo será mais detalhado. O grupo A está subdividido em subgrupos de acordo com os níveis de tensão, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1. Subgrupos do grupo A

Subgrupos	Tensão de Fornecimento
A1	$\geq 230\text{Kv}$
A2	88kV a 138kV
A3	69kV
A3a	30kV a 44kV
A4	2,3kV a 25kV
AS	Subterrâneo

Fonte: Elaboração própria a partir de [82]

Dentro desta classificação têm-se as modalidades tarifárias, cujas principais são a modalidade tarifária convencional, modalidade tarifária horária azul e modalidade tarifária horária verde. Todas possuem tarifas binômias, as quais são aplicadas pela energia elétrica consumida e pela demanda de potência.

- 1º. Modalidade tarifária convencional:** caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independente das horas de utilização do dia.
- 2º. Modalidade tarifária horária azul:** caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;
- 3º. Modalidade tarifária horária verde:** caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência.

As tarifas horárias azul e verde possuem características horo-sazonais, as quais aplicam tarifas diferenciadas de acordo com os períodos do ano.

Desta forma, os dias são compostos por postos tarifários, que são divididos em: ponta e fora de ponta. O início do horário de ponta é adotado de acordo com cada distribuidora, segundo as características de seu sistema elétrico. Para este estudo serão adotados os horários de 18h às 21h como ponta e os demais horários como fora de ponta, durante os dias úteis. Já nos sábados, domingos e feriados é considerada a tarifa fora de ponta. A Tabela 2 exibe a diferença entre os horários propostos.

Tabela 2. Definição dos Postos Tarifários

Postos Tarifários		
Ponta (P)	18h - 21h	Período de 3 horas consecutivas diárias, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais.
Fora de Ponta (FP)	Demais horários	Período composto pelas horas complementares aos períodos de ponta e intermediária.

Fonte: Adaptado de [83]

A tarifa que se aplica ao estudo de caso em questão é a modalidade tarifária horo-sazonal verde, a qual possui um valor fixo para qualquer nível de demanda de potência contratada e

quatro valores diferenciados para consumo de energia elétrica, de acordo com o horário do dia, ponta e fora de ponta, e a época do ano, período seco e úmido. O período úmido está definido entre os meses de dezembro e abril e o período seco entre maio e novembro. A Figura 23 exibe as divisões, horária e por período do ano, supracitadas de forma esquemática.

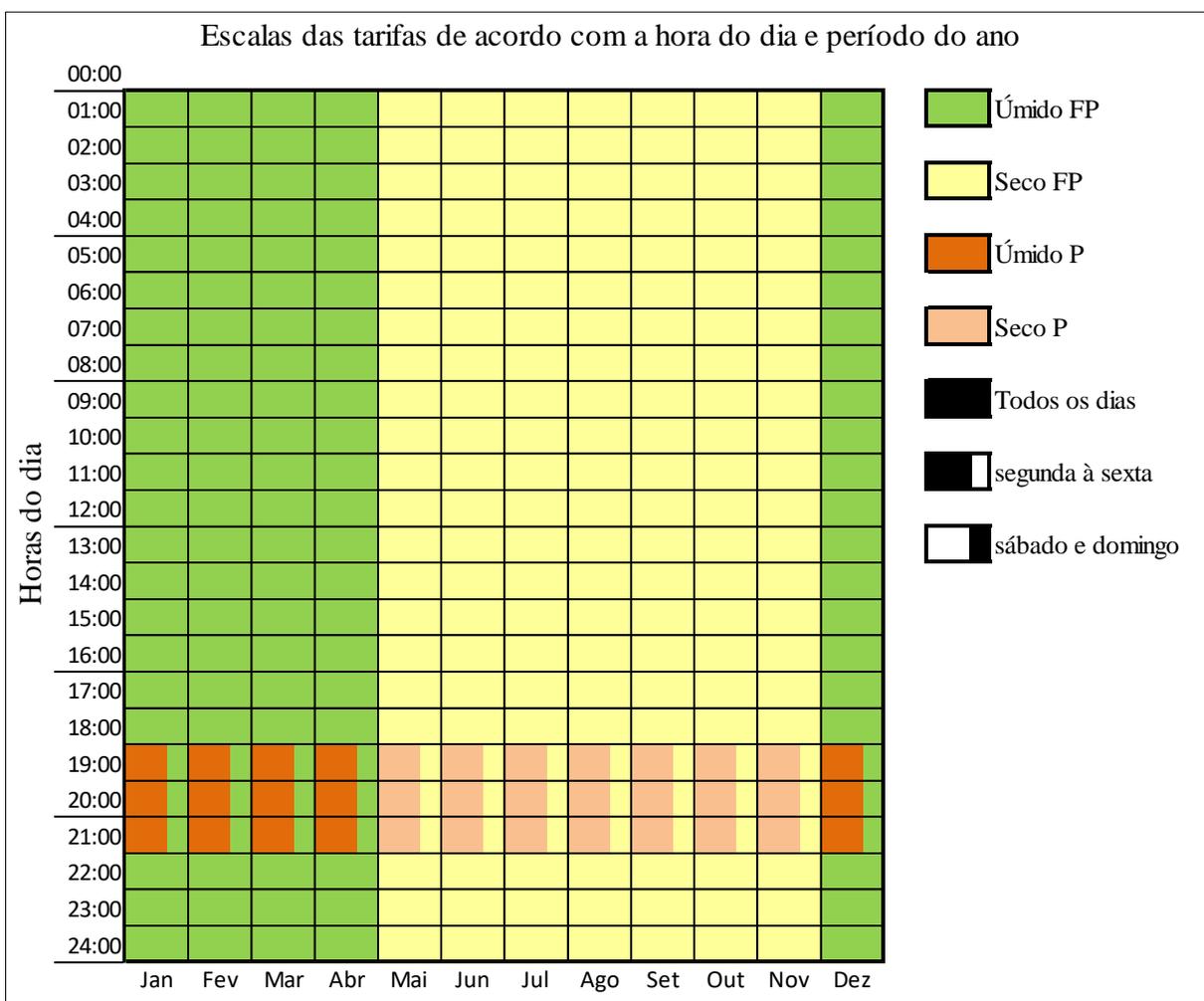


Figura 23. Escalas das tarifas de acordo com a hora do dia e o período do ano

Fonte: Elaboração própria

O valor da tarifa de consumo na ponta é significativamente maior do que fora de ponta, o que faz com que este modelo seja atrativo a partir do momento em que o consumo na ponta for controlado. Por conseguinte, os valores tarifários contratados pela UFF, estão exibidos na Tabela 3.

Tabela 3. Tarifa de energia elétrica UFF

Tipo de tarifa	Preço [R\$/kWh]	Preço de venda [R\$/kWh]	Demanda [R\$/kW/mês]
Úmido FP	0,187	0,187	29,080
Seco FP	0,206	0,206	29,080
Úmido P	2,123	2,123	29,080
Seco P	2,335	2,335	29,080

Define-se o *preço* como o valor pago pelo consumidor pela energia elétrica consumida e o *preço de venda* como o valor referente de desconto que será recebido na conta de energia elétrica pela energia excedente injetada na rede de distribuição da concessionária dentro do sistema de compensação de crédito. A demanda contratada de energia elétrica é igual a 435kW, sendo a demanda no valor de R\$29,080/kW/mês, será pago o valor de R\$12.649,80 por mês, independente do consumo. Para cada unidade de potência acima deste valor contratado é pago R\$58,15/kW. A inclusão dos dados da rede no *software* de simulação é feita por meio do bloco chamado *Grid*, que pode ser observado na Figura 24. Dentro deste bloco é possível configurar as taxas da rede, de acordo com cada período pré-definido, e optar pelo sistema de compensação de crédito mensal ou anual. A Figura 25 exibe a janela de configurações onde são ajustados os parâmetros da rede elétrica.

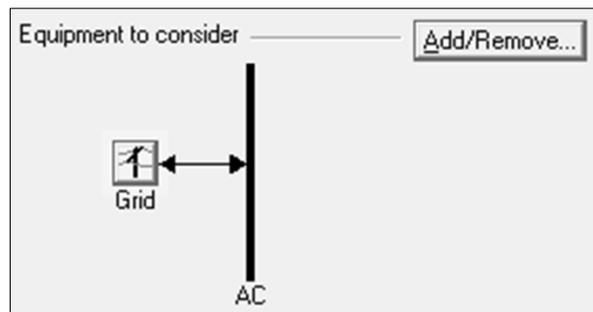


Figura 24. Diagrama esquemático *Grid*

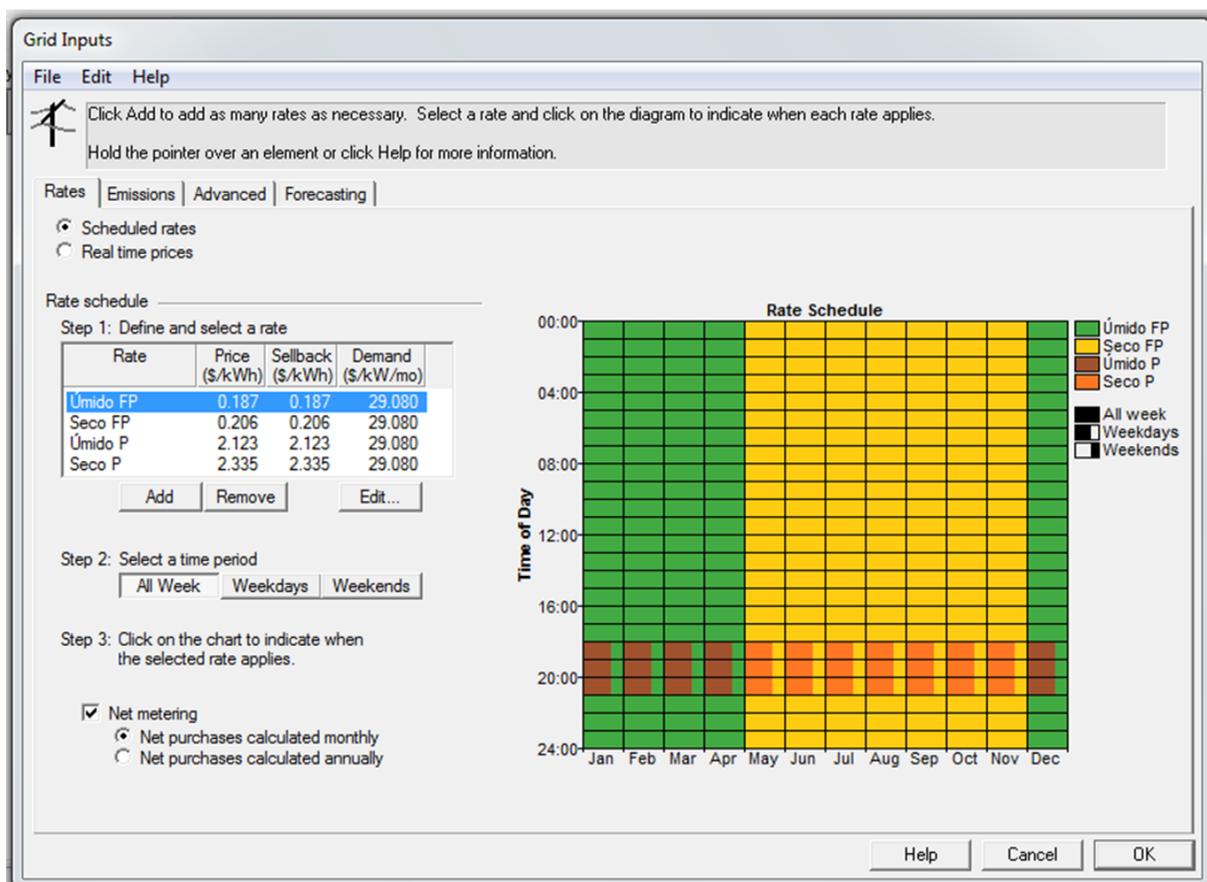


Figura 25. Janela de configurações rede

3.3. Análise do Potencial Energético Local

Faz-se necessário analisar cada recurso disponível no local de implantação das fontes geradoras. Deste modo, os recursos de radiação solar, velocidade do vento e temperatura ambiente serão analisados a seguir.

Todos os dados meteorológicos utilizados foram obtidos a partir da Estação Meteorológica de Niterói, localizada no topo do edifício do Instituto de Geociências da UFF, com coordenadas geográficas 22°54'22"S; 43°08'05"O e 26,88m de altitude. A referida Estação encontra-se em funcionamento desde 25 de maio de 2011, a qual passou por diversos testes de configuração até obter seus dados devidamente tratados e considerados operacionais a partir de 1° de junho de 2011. A mesma pode ser observada na Figura 26.



Figura 26. Estação Meteorológica de Niterói localizada na UFF

Fonte: [84]

3.3.1. Recursos para Energia Solar

Foram considerados os parâmetros radiação solar global e índice de claridade, usados como recursos energéticos para prever a operação da usina solar fotovoltaica. Os dados utilizados são referentes ao ano de 2012, obtidos com intervalo de minuto a minuto. A média mensal destes valores pode ser vista na Tabela 4.

Tabela 4. Radiação solar global e índice de claridade

Mês	Índice de Claridade	Radiação Solar Diária [kWh/m ² /d]
JAN	0,384	4,509
FEV	0,505	5,612
MAR	0,530	5,272
ABR	0,496	4,157
MAI	0,469	3,27
JUN	0,448	2,815
JUL	0,474	3,118
AGO	0,585	4,535
SET	0,481	4,473
OUT	0,522	5,571
NOV	0,384	4,425
DEZ	0,528	6,261

A radiação solar global pode ser definida como toda a radiação solar que atinge a superfície terrestre, composta pela componente direta, a qual atinge o solo sem influências externas, em forma de feixes paralelos, e a componente difusa, a qual interage com gases e outras partículas existentes na atmosfera antes de atingir o solo [85].

A razão entre a radiação global incidente na superfície da Terra e a radiação incidente no topo da atmosfera é um índice que classifica as condições de cobertura do céu, definindo um grau de nebulosidade, chamado de índice de claridade. Quanto mais próximo de zero chega este índice, mais nebuloso sugere-se o céu. Entretanto, para valores próximos a um, indica condições de céu limpo [85].

Os dados obtidos de radiância solar global diária, de um dia típico de verão, são mostrados na Figura 27. Pode-se observar que a operação do sistema fotovoltaico está limitada pelo período de radiância solar, que cresce a partir das 6h, chega ao seu ponto máximo às 12h e permanece decaindo até 18h, quando chega à zero.

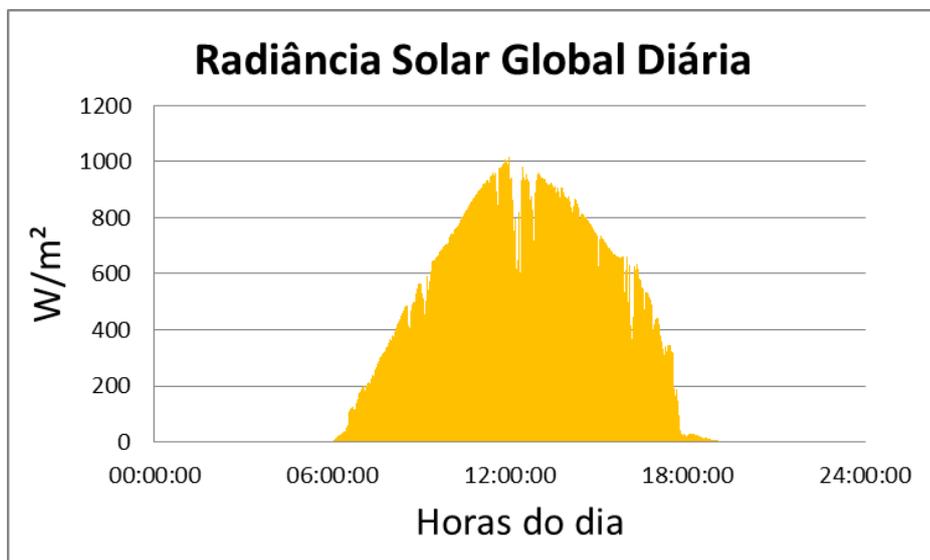


Figura 27. Radiância solar global diária

Fonte: Elaboração Própria

A média anual escalonada de radiação solar diária obtida é igual a 4,5kWh/m²/d e a média anual da radiação solar discretizada mês a mês pode ser observada na Figura 28.

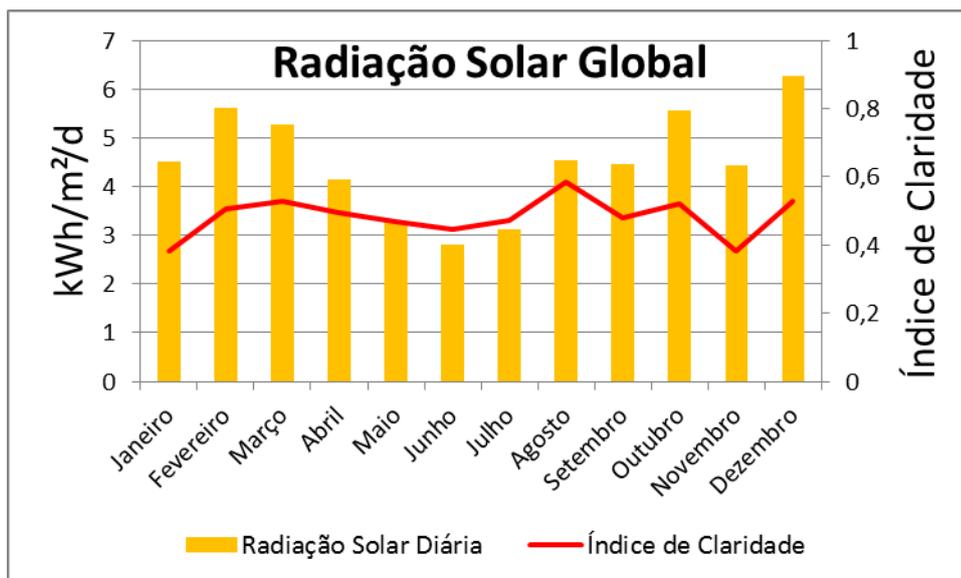


Figura 28. Radiação Solar Global

Fonte: Elaboração Própria

Nota-se que os meses com maior valor de radiação solar diária são dezembro e fevereiro, os quais também possuem os maiores valores do índice de claridade. Nesses meses é que ocorre o verão no hemisfério sul, marcado pelo solstício de verão, dias em que a radiação solar incide de forma vertical sobre o Trópico de Capricórnio. Em contrapartida, os meses com menores valores de radiação solar diária são junho e julho, período de inverno no hemisfério sul, no qual ocorre o solstício de inverno, momento em que o sol atinge a maior declinação em relação à Linha do Equador.

Para acrescentar esses recursos no *software* HOMER utiliza-se o bloco recurso solar, exibido na Figura 29. A partir deste bloco, têm-se a janela de configuração dos dados de entrada para a simulação, que permite importar o arquivo com os dados de radiação solar, como mostra a Figura 30.



Figura 29. Bloco Recurso Solar

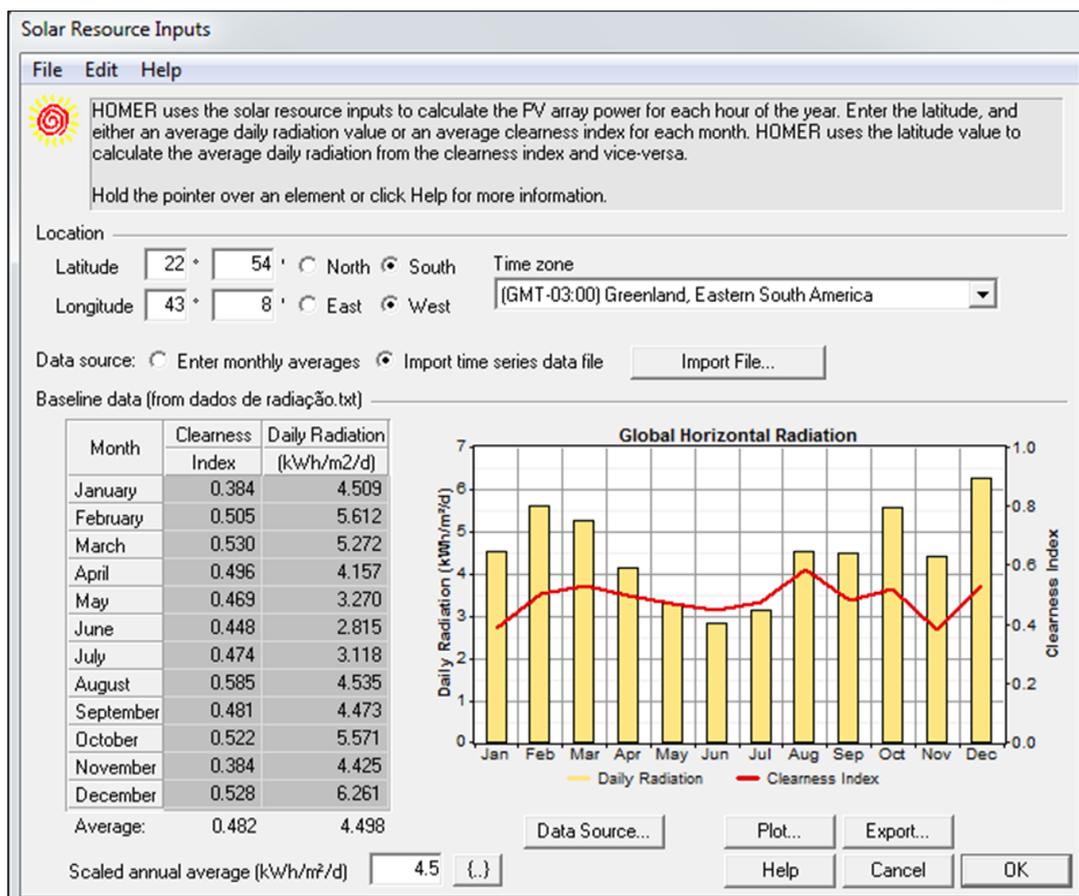


Figura 30. Janela de Configurações da Energia Solar

Além da radiação solar e do índice de claridade, a temperatura é outro fator que afeta diretamente o rendimento da operação dos sistemas fotovoltaicos. No intuito de quantificar esta influência foram considerados os valores, exibidos na Tabela 5, de temperatura ambiente registrados no ano de 2012. O valor de temperatura média anual é igual a 24,54°C. Podendo chegar a um valor mínimo de 18°C e máximo de 31°C.

Tabela 5. Temperatura

Mês	Temperatura Média [°C]
JAN	26,50
FEV	27,00
MAR	26,50
ABR	25,50
MAI	22,50
JUN	22,50
JUL	22,00
AGO	23,00
SET	23,00
OUT	25,00
NOV	25,00
DEZ	26,00

A temperatura é incluída no *software* HOMER na opção de outros parâmetros, junto com as propriedades que serão descritas posteriormente no item 4.4 Parâmetros Adicionais.

3.3.2. Recursos para Energia Eólica

Para definir as condições típicas anuais de operação da usina eólica, foram obtidos os dados de velocidade do vento referente ao período do ano de 2012, com intervalo de minuto a minuto. A Tabela 6 mostra estes valores em médias mensais. Temos assim uma média anual escalonada igual a 2,34m/s.

Tabela 6. Velocidade Média do Vento

Mês	Velocidade Média do vento [m/s]
JAN	2,52
FEV	2,48
MAR	1,92
ABR	1,90
MAI	1,84
JUN	2,18
JUL	2,21
AGO	2,09
SET	2,63
OUT	2,69
NOV	2,49
DEZ	2,57

A comparação mês a mês da velocidade do vento também pode ser feita pela Figura 31. Ao longo do ano o vento atingiu a velocidade média máxima de 2,69 m/s e velocidade média mínima de 1,84 m/s.

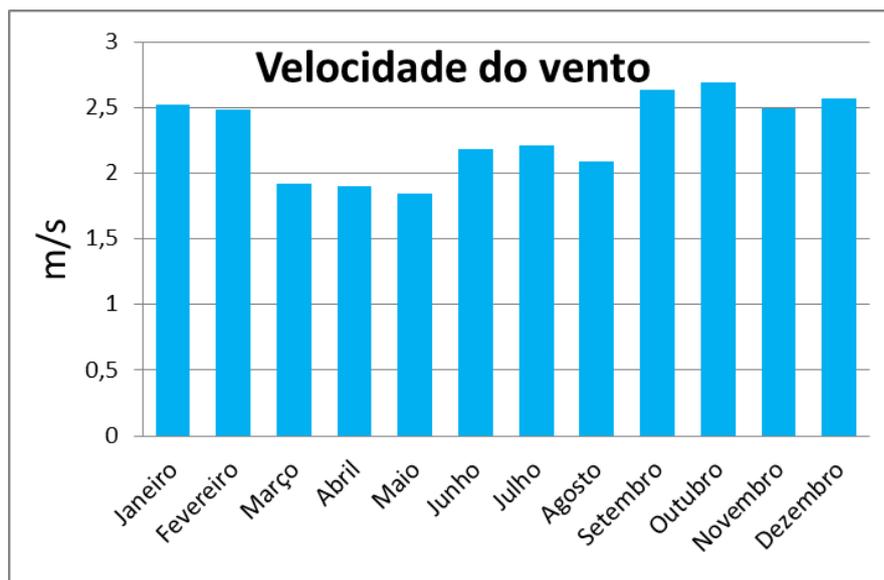


Figura 31. Velocidade Média do Vento

Fonte: Elaboração Própria

Deve ser observado que, em geral, a altura da estação meteorológica onde está localizado o anemômetro, responsável pelas medidas da velocidade do vento, não é a mesma altura efetiva de operação do rotor da turbina eólica. Por essa razão, deve ser calculada a influência da variação do perfil de velocidade do vento em relação à altura do rotor da turbina. Este cálculo é feito por meio de um perfil logarítmico a partir do comprimento de rugosidade da superfície de entorno, a Tabela 7 mostra alguns valores comuns para diversos tipos de superfície. Assim, o valor adotado para este estudo de comprimento de rugosidade de superfície, será de 0,1m, tendo em vista que no entorno têm-se poucos prédios, algumas árvores e uma baía [86].

Tabela 7. Valores Típicos de Comprimento de Rugosidade de Superfícies

Tipo de superfície	Comprimento de rugosidade de superfícies
Superfície lisa de lama ou gelo	0,00001 m
Mar aberto e calmo	0,0002 m
Mar agitado	0,0005 m
Superfície de neve	0,003 m
Gramado	0,008 m
Pasto acidentado	0,010 m
Campo não cultivado	0,03 m
Campo cultivado	0,05 m
Área com poucas árvores	0,10 m
Área com muitas árvores e poucos edifícios	0,25 m
Matas e florestas	0,5 m
Subúrbio da cidade	1,5 m
Centro da cidade com edifícios altos	3,0 m

Fonte: Adaptado de [86]

Desta forma, de acordo com [86] calcula-se a velocidade do vento na altura efetiva de operação do rotor da turbina pela Equação 3.

Equação 3. Velocidade do Vento na Altura do Rotor da Turbina

$$U_{hub} = U_{anem} \cdot \frac{\ln(Z_{hub}/Z_0)}{\ln(Z_{anem}/Z_0)}$$

Onde, U_{hub} é a velocidade do vento na altura efetiva de operação do rotor da turbina, em m/s; U_{anem} é a velocidade do vento medida pelo anemômetro, em m/s; Z_{hub} é a altura efetiva do rotor da turbina em relação ao solo, em m; Z_{anem} é a altura do anemômetro, em m; e Z_0 é o comprimento de rugosidade da superfície, em m.

Adicionalmente, outros parâmetros são definidos a partir dos dados medidos de velocidade do vento, como o valor k de Weibull, ou fator de forma de Weibull; fator de autocorrelação; força padrão de variação ao longo do dia; e hora de pico da velocidade do vento. A distribuição de Weibull é usada para caracterizar regimes de vento, de modo que, o valor de k reflete a amplitude dessa distribuição de velocidades do vento. Para valores baixos de k , têm-se distribuições mais amplas de velocidade do vento, o que representa que os dados tendem a variar dentro uma faixa larga de velocidades. Já valores altos de k , correspondem a distribuições mais estreitas, nas quais a velocidade do vento varia dentro uma pequena faixa de valores. Desta forma, de acordo com os dados de velocidade de vento utilizados neste estudo, o valor k de Weibull é definido pelo *software* como 1,26 [87].

O fator de autocorrelação reflete a dependência entre os valores de velocidade do vento, o quanto a medida em um período depende do valor medido no período anterior. De modo que, quanto maior o fator de autocorrelação mais forte a relação entre a velocidade do vento de um período com o próximo. Enquanto que, fatores de autocorrelação baixos indicam pouca relação e maior flutuação de valores de velocidade do vento. Dentre outros indicadores, a topografia local influencia diretamente no parâmetro referido. Têm-se valores entre 0,7 e 0,8 para topografias mais complexas e entre 0,9 e 0,97 áreas com topografia mais homogênea. Neste estudo é considerado pelo *software* o fator de autocorrelação igual a 0,828.

A força padrão de variação ao longo do dia, a qual varia entre 0 e 1, indica a possibilidade da velocidade do vento ser maior dependendo da hora do dia. Valores próximos de 0 indicam pouca dependência, já valores próximos de 1, forte dependência. Para o estudo em questão foi

definido pelo *software* o valor de 0,636. Assim sendo, a hora de pico da velocidade do vento é a hora do dia em que a média de velocidade do vento tende a ser maior, a qual ocorre às 15h, de acordo com os dados considerados. Por conseguinte, a Tabela 8 resume os principais parâmetros utilizados.

Tabela 8. Resumo dos Parâmetros de Velocidade do Vento

Parâmetros velocidade do vento	
Tempo de intervalo de medição	60 s
Altura do anemômetro	10 m
Comprimento de rugosidade da superfície	0,10 m
Valor k de Weibull	1,26
Fator de autocorrelação	0,828
Força padrão de variação ao longo do dia	0,636
Hora de pico da velocidade do vento	15 h

As informações necessárias dos recursos para energia eólica são acrescentadas no *software* HOMER através do bloco recurso eólico, exibido na Figura 32. Este bloco permite importar o arquivo com a série de dados temporais e configurar as características do perfil da velocidade do vento, como mostra a Figura 33.

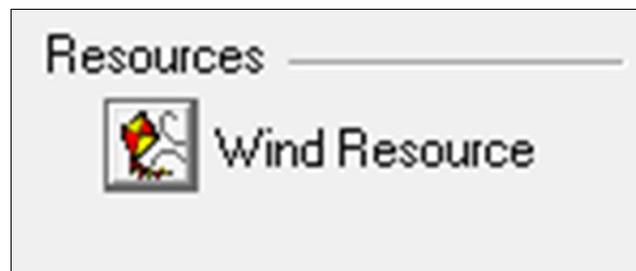


Figura 32. Bloco Recurso Eólico

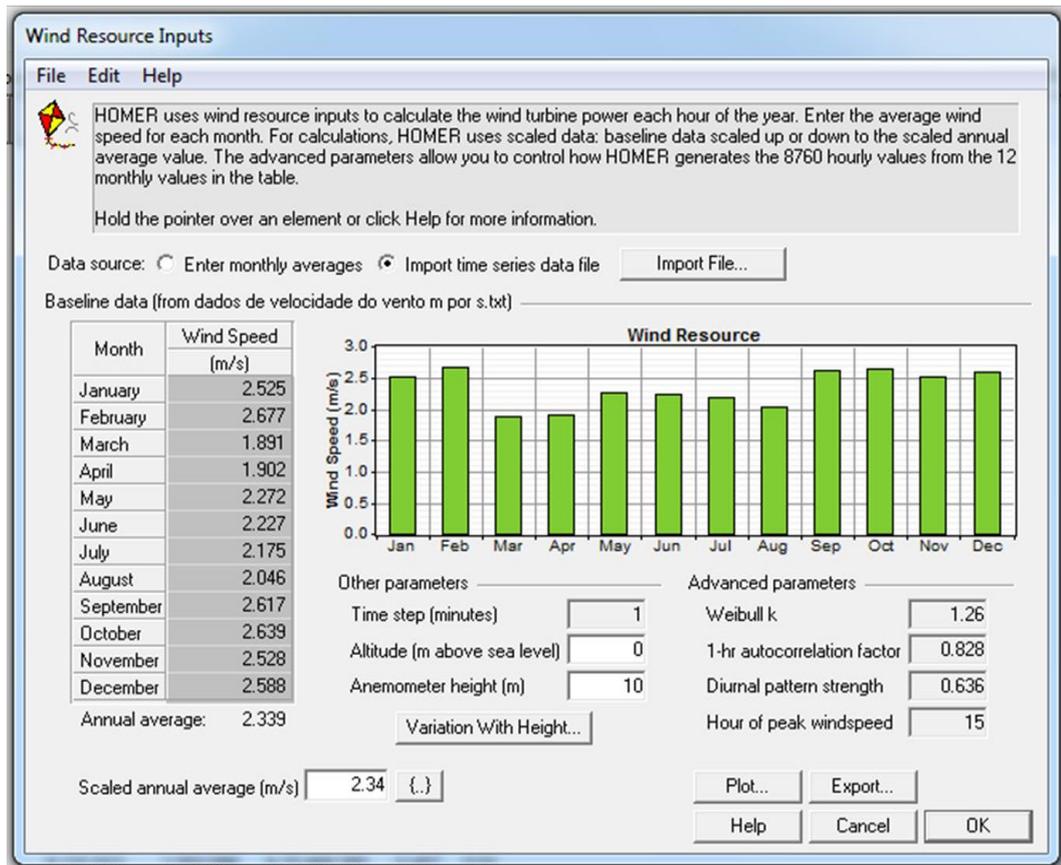


Figura 33. Janela de Configurações Recurso Eólico

Pode-se ainda, configurar o comprimento de rugosidade de superfície definindo a variação da velocidade do vento com a altura, como mostra a Figura 34.

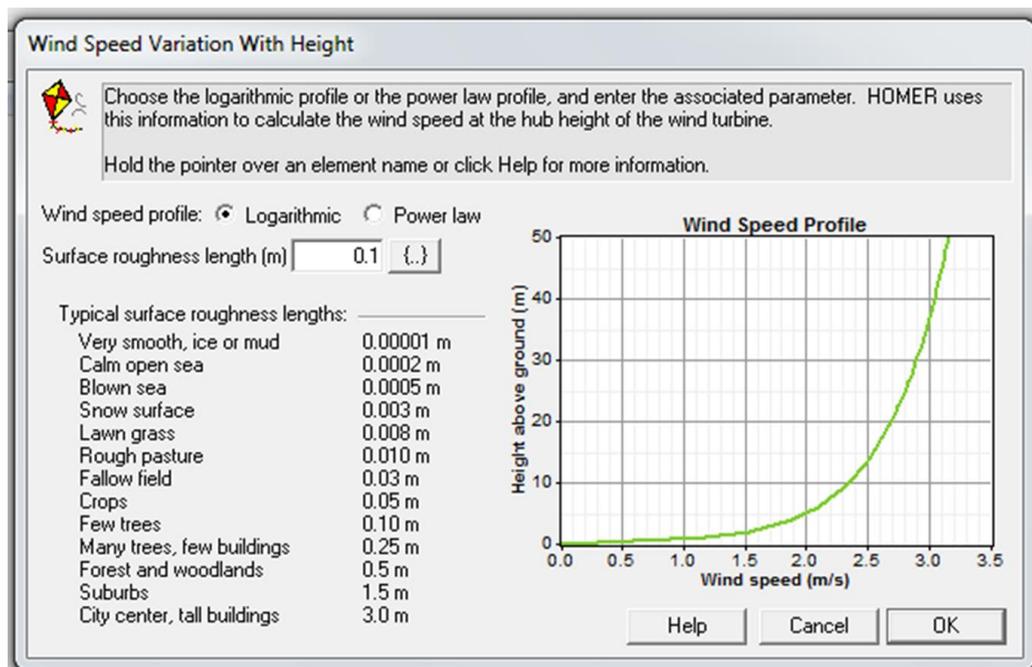


Figura 34. Janela de Configurações Recurso Eólico Variação da Velocidade do Vento com a Altura

4. Dimensionamento e Análise Econômica das Tecnologias Disponibilizadas

Após a análise do potencial energético local, se faz possível definir o dimensionamento da usina solar a ser utilizada e a usina eólica mais adequada aos dados do local, disponibilizando as opções de potência mínima e máxima de acordo com as limitações pré-existentes. Seguidamente, são expostas as características dos carros elétricos que se enquadram no arranjo proposto e os outros parâmetros adicionais para completar o quadro de informações necessárias para as simulações.

4.1. Usina Solar Fotovoltaica

A usina solar fotovoltaica é formada por módulos fotovoltaicos, que por sua vez são compostos por células fotovoltaicas, dispositivos semicondutores responsáveis por transformar a radiação solar em eletricidade. Contudo, a corrente elétrica oriunda deste processo é uma corrente contínua, o que torna necessário o uso de um inversor de frequência para utilizarmos a energia elétrica com corrente alternada. Deste modo, os módulos fotovoltaicos e o inversor de frequência formam o sistema fotovoltaico, que junto à estrutura física, cabeamento, proteções elétricas e outros componentes de instalações, compõem a usina solar fotovoltaica [85].

O módulo usado é o modelo Canadian Solar CSP – 250P, as especificações técnicas podem ser analisadas por meio da Tabela 9. O tempo de vida útil dos módulos é de 25 anos, sendo considerado o mesmo tempo para a vida útil do projeto. Entretanto, as condições de operação real do módulo fotovoltaico se diferem das condições estimadas pelo *Standart Test Conditions* – STC, de modo que, se faz necessário o uso do fator de redução para aproximar a estimativa da realidade. O fator de redução engloba os efeitos de eventual acúmulo de sujeira na superfície do módulo e a degradação física ao longo do tempo de uso, perdas de cabeamento e perdas devido à temperatura. Estima-se um valor padrão de 90% para o fator de redução [88], porém para climas mais quentes deve-se considerar uma queda maior [89]. Será assumido um fator de redução no valor de 85%.

Tabela 9. Características Técnicas do Módulo Fotovoltaico

Canadian Solar CSP – 250P		
Características elétricas sob STC*		
Potência Máxima	$P_{MÁX}$	250kW _p
Tensão de Potência Máxima	V_{MPPT}	30,1V
Corrente de Potência Máxima	I_{MPPT}	8,30A
Tensão de Circuito Aberto	V_{OC}	37,2V
Corrente de Curto Circuito	I_{SC}	8,87A
Eficiência	η	15,54%
Temperatura de Operação	-40°C a 85°C	
Temperatura Nominal de Operação da Célula	45±2°C	
Coeficiente de Temperatura	$P_{MÁX}$	-0,43%/°C
Coeficiente de Temperatura	V_{OC}	-0,34%/°C
Coeficiente de Temperatura	I_{SC}	-0,065%/°C
*STC – <i>Standart Test Conditions</i> (Condições Padrão de Teste)	1000W/m ²	
	AM 1,5	
	25°C	
Características Mecânicas		
Tipo de Célula	Silício Policristalino	
Quantidade de Células	60	
Dimensões	1638 x 982 x 40mm	
Peso	18,5kg	
Cabo	4mm ²	

No intuito de maximizar a geração de energia elétrica são adotados os ângulos solares, que definem a orientação, ângulo azimutal, e a inclinação em relação à superfície horizontal. O local de instalação do sistema fotovoltaico encontra-se no Hemisfério Sul, então se define o azimute para o norte verdadeiro. Por conseguinte, a inclinação deve ser igual à latitude local, 22°54'22"S, no entanto pequenas variações em torno deste valor são aceitáveis, pois não alteram de forma significativa a energia gerada anualmente, podendo variar 10° para menos ou para mais [90]. Assim, considera-se a inclinação dos módulos igual a 22°. Estes ângulos permaneceram fixos, pois não será utilizado nenhum tipo de mecanismo para rastrear a posição do sol ao longo do dia nem do ano.

Outro fator que afeta o desempenho da geração fotovoltaica é a componente refletida da radiação solar que atinge as superfícies de entorno. De acordo com o tipo de superfície, características de reflexão e posição do elemento receptor, tem-se um coeficiente de reflexão, também chamado de albedo [85]. Alguns valores de coeficiente de reflexão são dados na

Tabela 10. Para este estudo assume-se o coeficiente de reflexão de 20%, devido à parte da área de entorno ser de concreto e a outra parte ser mar.

Tabela 10. Valores de Reflexão de Acordo com a Superfície

Coeficiente de Reflexão	
Tipo de cobertura da superfície	Reflexão
Neve	70%
Dunas de areia clara	30 – 60%
Concreto	30 – 50%
Solo arenoso	15 – 40%
Gramado	20%
Tijolo (diversas cores)	23 – 48%
Asfalto	10 – 15%
Solo escuro coberto com plantio	7 – 10%
Superfícies de água; Mar	3 – 10%

Definidos assim, os parâmetros relevantes para a geração de energia elétrica por meio da usina solar fotovoltaica, o *software* realiza o cálculo da estimativa de geração pela Equação 4, considerando a influência da variação da potência com a temperatura.

Equação 4. Potência Gerada pela Usina Solar Fotovoltaica

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_P (T_C - T_{C,STC})]$$

Onde, Y_{PV} é a potência de geração padrão, do módulo fotovoltaico, definida pelo fabricante sob as STC, em kW; f_{PV} é o fator de redução, em %; \bar{G}_T é a radiância solar que incide no módulo fotovoltaico durante o período estimado, em kW/m², esta variável é calculada considerando o ângulo de incidência, o azimute e a inclinação do módulo, latitude local, a declinação solar e o ângulo horário, dentre outras variáveis [91]; $\bar{G}_{T,STC}$ é a radiância solar incidente considerada na STC, 1kW/m². A segunda parte da equação refere-se ao efeito temperatura, onde α_P é o coeficiente de temperatura que afeta a potência, em %/°C; T_C é a temperatura da célula, em °C, que é a temperatura da superfície do módulo. Durante a noite tem o mesmo valor da temperatura ambiente, porém nas horas de sol pleno ultrapassa a temperatura ambiente em 30°C ou mais [91]; e $T_{C,STC}$ é a temperatura da célula definida pelo fabricante sob as STC, 25°C. Deste modo, o coeficiente α_P afeta negativamente a eficiência da geração, visto que a potência gerada é menor quando a temperatura da célula é maior.

Por conseguinte, definem-se diversos arranjos fotovoltaicos compostos por números crescentes de módulos, de modo a possibilitar a escolha do melhor arranjo dentro da estratégia

ótima de operação do sistema. Os inversores responsáveis por transformar a corrente contínua gerada, em corrente alternada, serão escolhidos de acordo com a potência de cada arranjo fotovoltaico, como pode ser verificado na Tabela 11.

Tabela 11. Definição dos Arranjos Fotovoltaicos

Potência do Arranjo (kWp)	Potência do inversor (kW)	FDI	Nº de inversores	Nº de Placas por arranjo	Área ocupante (m ²)
1,50	1,50	1,0	1	6	9,65
2,00	2,00	1,0	1	8	12,87
2,50	2,50	1,0	1	10	16,09
3,00	3,00	1,0	1	12	19,30
3,50	3,00	0,9	1	14	22,52
4,00	3,50	0,9	1	16	25,74
5,00	4,20	0,8	1	20	32,17
6,00	5,00	0,8	1	24	38,60
7,00	6,00	0,9	1	28	45,04
8,00	7,50	0,9	1	32	51,47
10,00	8,50	0,9	1	40	64,34
20,00	15,00	0,8	1	80	128,68
30,00	12,50	0,8	2	120	193,02
40,00	30,00	0,8	1	160	257,36
50,00	12,50	0,8	3	200	321,70
100,00	27,60	0,8	3	400	643,41
150,00	27,60	0,7	4	600	965,11
200,00	50,00	0,8	3	800	1.286,81
250,00	50,00	0,8	4	1.000	1.608,52
300,00	50,00	0,8	5	1.200	1.930,22
350,00	50,00	0,9	6	1.400	2.251,92
400,00	50,00	0,8	6	1.600	2.573,63
450,00	50,00	0,8	7	1.800	2.895,33
500,00	50,00	0,8	8	2.000	3.217,03
550,00	50,00	0,8	9	2.200	3.538,74
600,00	50,00	0,8	10	2.400	3.860,44
650,00	50,00	0,8	11	2.600	4.182,14
700,00	50,00	0,9	12	2.800	4.503,84
750,00	50,00	0,8	12	3.000	4.825,55

Devido à influência do coeficiente de temperatura α_p , que reduz a potência gerada pelo módulo em relação à potência nominal, é comum a verificação do subdimensionamento do inversor, o que possibilita a redução no custo de aquisição do sistema [92]. No entanto, para projetos onde o inversor trabalha sob elevadas temperaturas, oriundas das características do ambiente onde instalados, é recomendado que a potência do inversor seja igual ou superior à potência do arranjo dos módulos [90]. Para referência do dimensionamento do inversor, de

acordo com [93], usa-se o Fator de Dimensionamento do Inversor – FDI, que relaciona a potência nominal do inversor com a potência de pico do arranjo fotovoltaico, dado pela Equação 5.

Equação 5. Fator de Dimensionamento do Inversor – FDI

$$FDI = \frac{P_{inv,n}}{P_{FV}}$$

Onde, $P_{inv,n}$ é a potência nominal de corrente alternada do inversor, em kW e P_{FV} é a potência de pico em corrente contínua do arranjo fotovoltaico, em kWp. Almejando a escolha ótima do inversor, no intuito de obter a melhor relação entre o bom desempenho do sistema e a minimização dos custos de aquisição, considerando a influência direta dos fatores meteorológicos, das características intrínsecas do inversor e dos fatores econômicos [93], é recomendado à utilização do FDI com valores entre 0,6 e 0,8 no verão, quando o efeito temperatura é mais alto, e, de acordo com a variação da temperatura ao longo do ano, recomenda-se uma média igual a 0,85 [94]. Deste modo, o FDI adotado para cada sistema está entre 0,7 e 1. Dispõem-se o menor arranjo com potência de 1,5kWp, constituído por 6 módulos e um inversor de 1,5kW, e o maior arranjo com potência de 750,0kWp, constituído por 3.000 módulos e 12 inversores de 50,0kW. Considerando na UFF apenas as áreas úteis de telhado, incluindo os prédios localizados no *campus*, é possível a instalação de 3.222 módulos fotovoltaicos em uma área total de 5.182,64m², como pode ser observado na Figura 35.



Figura 35. Área útil de telhado para instalação da Usina Solar Fotovoltaica

Dentre os componentes do sistema, os módulos fotovoltaicos são responsáveis por quase metade do custo total de investimento, com 43%, seguidos pelo inversor, com 24% [95], como mostra a Figura 36.

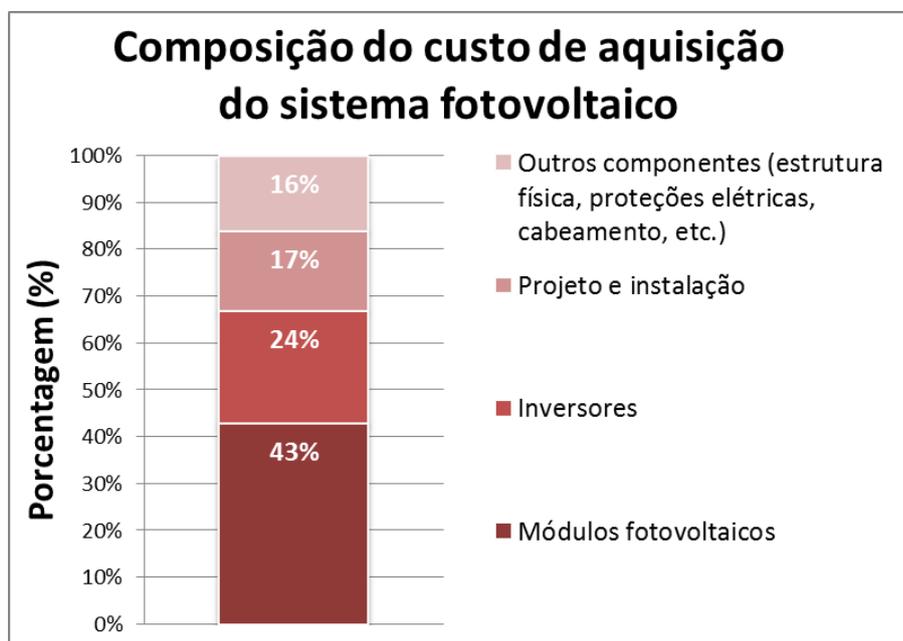


Figura 36. Composição do Custo de Aquisição do Sistema Fotovoltaico

Fonte: Elaboração própria com base em [95]

O custo médio nacional de aquisição de sistemas fotovoltaicos apresenta uma variação por faixas de potência, quanto maior a potência do sistema menor o custo por potência instalada (R\$/Wp). Isso se deve pela economia de escala, na qual é possível dissolver os custos fixos, o custo por potência dos inversores é reduzido e o uso de maior quantidade dos outros materiais e componentes permite a redução do custo por unidade [95]. Os custos médios de aquisição foram definidos por faixas de potência, sistemas menores que 5kWp; entre 5 e 30kWp; entre 31 e 100kWp; e maiores que 100kWp [96]. De uma faixa para a outra é verificada uma redução de 11% no preço médio do kWp, como exhibe a Figura 37.

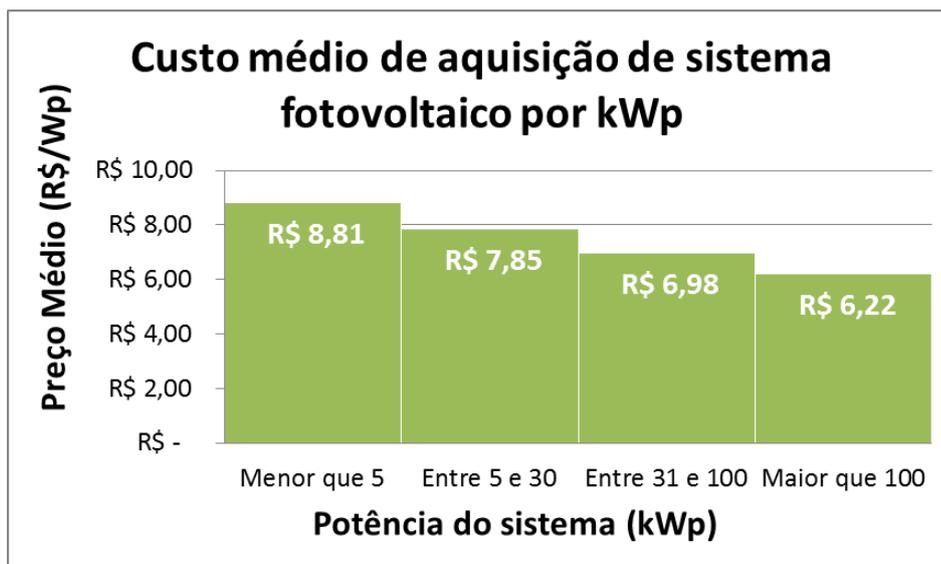


Figura 37. Custo Médio de Aquisição de Sistema Fotovoltaico por kWp

Fonte: Elaboração própria com base em [96]

De acordo com os arranjos fotovoltaicos definidos, têm-se o custo de aquisição de cada sistema fotovoltaico abrangendo todos os valores envolvidos. Outrossim, considera-se o custo de reposição do sistema, após os 25 anos de vida útil, o mesmo que a aquisição de um novo sistema e a despesa anual com operação e manutenção – O&M é determinada como 1% do custo de aquisição, como expõe a Tabela 12.

Tabela 12. Custos do Sistema Fotovoltaico

Potência do arranjo (kWp)	Custo de Aquisição (R\$)	Custo de Reposição (R\$)	O&M (R\$/ano)
1,50	13.215,00	13.215,00	132,15
2,00	17.620,00	17.620,00	176,20
2,50	22.025,00	22.025,00	220,25
3,00	26.430,00	26.430,00	264,30
3,50	30.835,00	30.835,00	308,35
4,00	35.240,00	35.240,00	352,40
5,00	39.250,00	39.250,00	392,50
6,00	47.100,00	47.100,00	471,00
7,00	54.950,00	54.950,00	549,50
8,00	62.800,00	62.800,00	628,00
10,00	78.500,00	78.500,00	785,00
20,00	157.000,00	157.000,00	1.570,00
30,00	235.500,00	235.500,00	2.355,00
40,00	279.200,00	279.200,00	2.792,00
50,00	349.000,00	349.000,00	3.490,00
100,00	698.000,00	698.000,00	6.980,00

150,00	933.000,00	933.000,00	9.330,00
200,00	1.244.000,00	1.244.000,00	12.440,00
250,00	1.555.000,00	1.555.000,00	15.550,00
300,00	1.866.000,00	1.866.000,00	18.660,00
350,00	2.177.000,00	2.177.000,00	21.770,00
400,00	2.488.000,00	2.488.000,00	24.880,00
450,00	2.799.000,00	2.799.000,00	27.990,00
500,00	3.110.000,00	3.110.000,00	31.100,00
550,00	3.421.000,00	3.421.000,00	34.210,00
600,00	3.732.000,00	3.732.000,00	37.320,00
650,00	4.043.000,00	4.043.000,00	40.430,00
700,00	4.354.000,00	4.354.000,00	43.540,00
750,00	4.665.000,00	4.665.000,00	46.650,00

Para a simulação com o *software* HOMER a usina solar fotovoltaica será representada pelo bloco PV, que está diretamente ligado no barramento AC, como ilustrado na Figura 38.

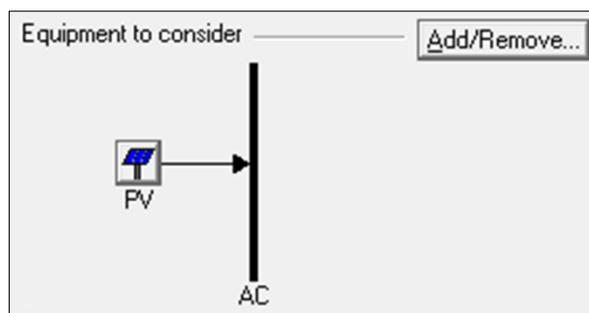


Figura 38. Diagrama Esquemático PV

As variáveis técnicas que são usadas como dados de entrada da simulação da usina solar fotovoltaica, estão listadas na Tabela 13 e a janela de configuração do *software* é exibida na Figura 39.

Tabela 13. Resumo das Propriedades Técnicas e Avançadas

Propriedades Técnicas	
Natureza da corrente de saída	Corrente alternada
Tempo de vida útil	25 anos
Fator de Redução	85%
Ângulo de inclinação	22°
Ângulo azimutal em relação ao Sul	180°
Coefficiente de reflexão	20
Propriedades Avançadas	
Sistema de rastreamento do sol	Não será utilizado
Considera o efeito temperatura	Sim
Coefficiente de temperatura que afeta a potência	-0,43%/°C
Temperatura Nominal de Operação da Célula	45°C
Eficiência sob as STC	15,54%

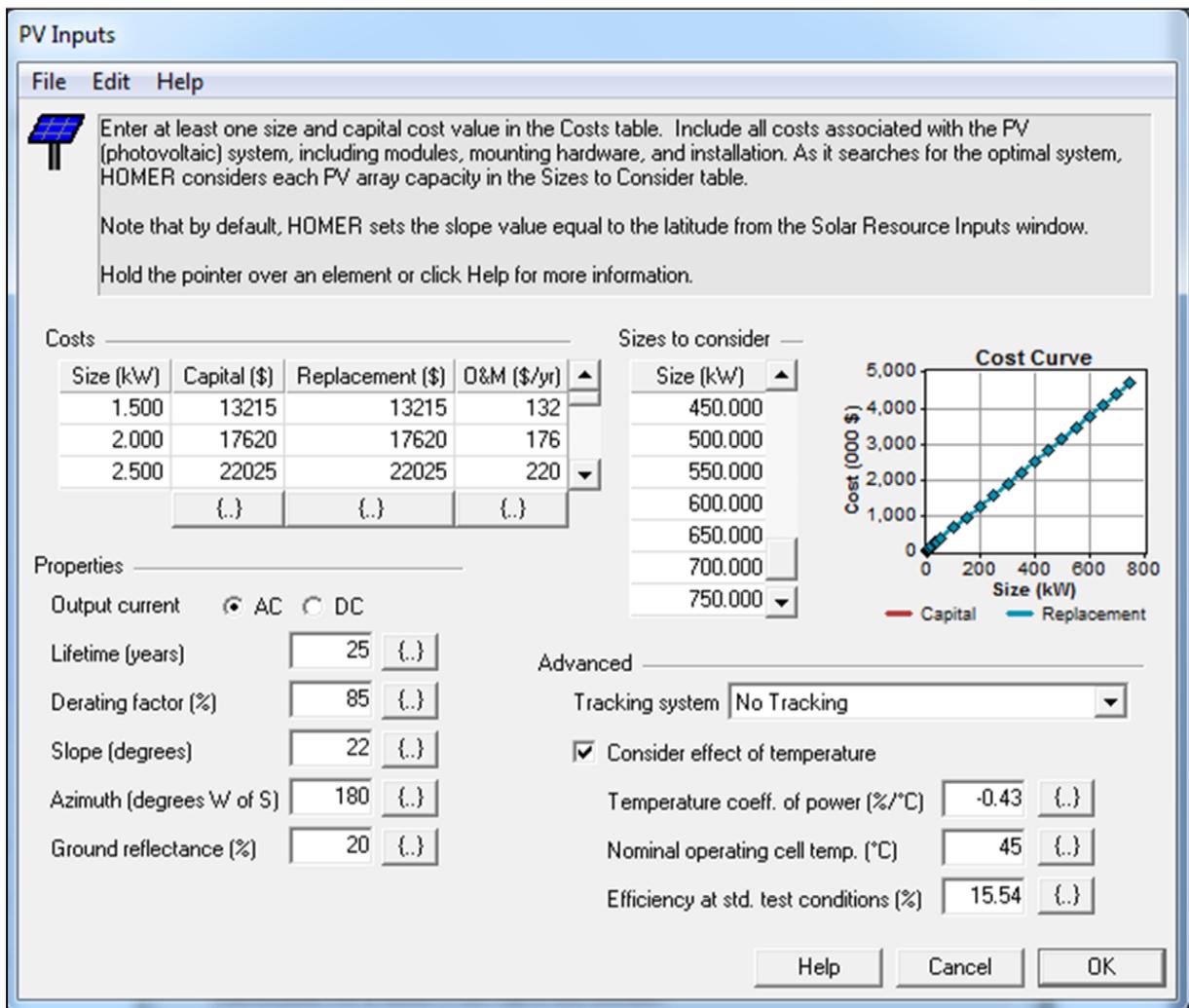


Figura 39. Janela de Configurações PV

4.2. Usina Eólica

A usina eólica é composta basicamente pelo aerogerador, equipamento responsável por transformar a energia eólica em energia elétrica, de acordo com uma curva característica de potência. Desta forma, o aerogerador tem como base uma fundação, a qual sustenta a torre e permite que o ponto de operação do conjunto rotor, nacelle e pás possua a altura apropriada ao funcionamento adequado. Outros componentes como gerador, caixa de transmissão, inversor de frequência e sistema de controle, completam a operação do aerogerador, que, associado aos equipamentos elétricos de proteção e medição, cabeamento e itens secundários de instalação, constituem a usina eólica.

De forma a adaptar-se ao potencial eólico da região estudada, será considerado um aerogerador de baixa tensão, com peso e tamanho reduzidos, cuja velocidade mínima para

funcionamento é compatível com o histórico de velocidade de vento local. O modelo escolhido, que apresenta melhor relação entre custo e benefício, é o Skystream 3.7, desenvolvido pela *Southwest Windpower* em colaboração com o NREL, aerogerador de pequeno porte, com o sistema de controle e inversor integrado, projetado especificamente para uso na geração distribuída conectado com a rede elétrica de baixa tensão. As especificações técnicas do aerogerador são exibidas na Tabela 14 e a curva característica de potência em função da velocidade do vento pode ser observada na Figura 40.

Tabela 14. Especificações Técnicas do Aerogerador

Aerogerador	
Modelo	Skystream 3.7
Tipo de eixo	Horizontal
Potência nominal	1,8 kW
Potência máxima	2,4 kWp
Peso	77 kg
Altura da torre	33,5 m
Diâmetro do rotor	3,70 m
Área total de ocupação	10,87 m ²
Número de pás rotatórias	3
Velocidade nominal	50 – 325 rpm
Velocidade de vento nominal	9 m/s
Velocidade de vento mínimo	3,5 m/s
Velocidade de vento limite	63 m/s
Sistema de frenagem	Eletrônico com controle regulador
Alternador	Imã permanente sem escovas
Vida útil	20 anos
Inversor	
Tensão de saída	120 – 240 V
Frequência de saída	50 – 60 Hz

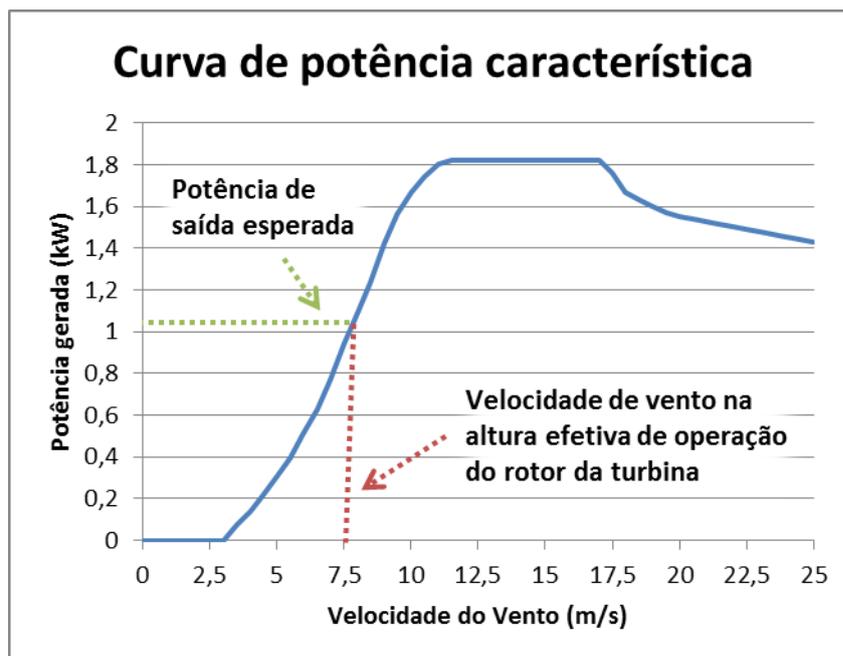


Figura 40. Curva de Potência Característica da Turbina

O cálculo da potência gerada pela usina eólica é feito a partir da adequação dos valores da velocidade de vento na altura da medição, equivalente à altura do anemômetro, para a altura efetiva de operação da turbina, por meio de um perfil logarítmico, como descrito na Equação 3, vista no item 3.3.2. Uma vez determinada a velocidade de vento na altura efetiva do rotor da turbina, recorre-se a curva de potência característica da turbina e obtém-se a potência de saída esperada para a referida velocidade de vento sob as condições normais de temperatura e pressão – CNTP. Observando a Figura 40, a linha vertical pontilhada vermelha indica a velocidade de vento na altura efetiva de operação do rotor da turbina e a linha horizontal pontilhada verde indica a potência de saída esperada para essa velocidade.

No entanto, deve-se considerar a influência da altitude no ponto de operação, pois a altitude afeta a densidade do ar que, por sua vez, afeta diretamente a potência de saída esperada, já que a curva de potência específica da turbina está sob as CNTP. Calcula-se então, a densidade do ar no ponto de operação através da lei dos gases ideais, de acordo com a Equação 6.

Equação 6. Lei dos Gases Ideais

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

Onde, ρ é a densidade do ar, em kg/m^3 ; P é a pressão, em Pa; R é a constante universal dos gases perfeitos, igual a 287 J/kgK ; e T é a temperatura, em K. Considerando que a temperatura diminui linearmente com o aumento da altitude, para altitudes até 11.000km , de

acordo com a Equação 7, pode-se assumir que a pressão tem sua variação relacionada com a altitude pela Equação 8.

Equação 7. Variação da Temperatura

$$T = T_0 - Bz$$

Equação 8. Dependência Pressão e Altitude

$$P = P_0 \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{g/RB}$$

Define-se T_0 e P_0 , respectivamente, a temperatura e a pressão sob as CNTP, nos valores de 288,16K e 101,325 Pa; B é o gradiente de vento (*lapse rate*), igual a 0,00650 K/m; z é a altitude, em m; e g é a aceleração da gravidade, igual a 9,81 m/s². Em seguida, obtém-se a relação entre a densidade do ar e a densidade do ar nas CNTP, a partir da Equação 6 e substitui-se nessa P e T supracitados, como apresentado pela Equação 9.

Equação 9. Densidade do Ar Normalizada

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{g/RB} \left(\frac{T_0}{T_0 - Bz}\right)$$

Por conseguinte, a partir da densidade do ar normalizada (ρ/ρ_0), é feita a correção do valor da potência de saída esperada, obtida da curva de potência característica da turbina, sob as CNTP, para as condições de altitude, temperatura, pressão e densidade do ar referentes ao ponto de operação do rotor da turbina. Assim, a potência efetivamente gerada é dada pela Equação 10.

Equação 10. Correção da Densidade do Ar

$$P_{out} = (\rho/\rho_0) \cdot P_{out,CNTP}$$

Na qual, $P_{out,CNTP}$ é o valor da potência esperado, obtido através da curva de potência característica da turbina, sob as CNTP, em kW; e P_{out} é a potência efetivamente gerada após a aplicação da correção da densidade do ar.

Conquanto, foram viabilizados diversos aerogeradores do modelo especificado, skystream 3.7, para compor a usina eólica, sendo a potência mínima instalada igual à potência nominal de uma turbina, 1,8 kW, e a potência máxima limitada a 100 turbinas, 180,0 kW. A Tabela 15 apresenta as opções disponibilizadas para compor a usina eólica.

Tabela 15. Viabilização da Potência Instalada da Usina Eólica

Nº de Turbinas	Potência instalada (kW)
1	1,80
2	3,60
3	5,40
4	7,20
5	9,00
6	10,80
7	12,60
8	14,40
9	16,20
10	18,00
20	36,00
30	54,00
40	72,00
50	90,00
100	180,00

Considerando na UFF a área mais apropriada para a instalação da usina eólica, tem-se uma área livre disponível de 20.482m², como exibido na Figura 41.



Figura 41. Área livre para instalação da Usina Eólica

Os custos associados ao sistema eólico variam de acordo com os parâmetros definidos, como a altura da torre, despesas com o segmento da construção civil, localização da usina,

licenciamento ambiental, entre outros. Dentre os custos da usina eólica, a turbina é responsável por mais da metade do valor total de aquisição, com 68%, seguido pelos outros equipamentos do sistema, com 23% e os custos do segmento financeiro com 9% [97]. A Figura 42 ilustra a composição dos custos da usina eólica.

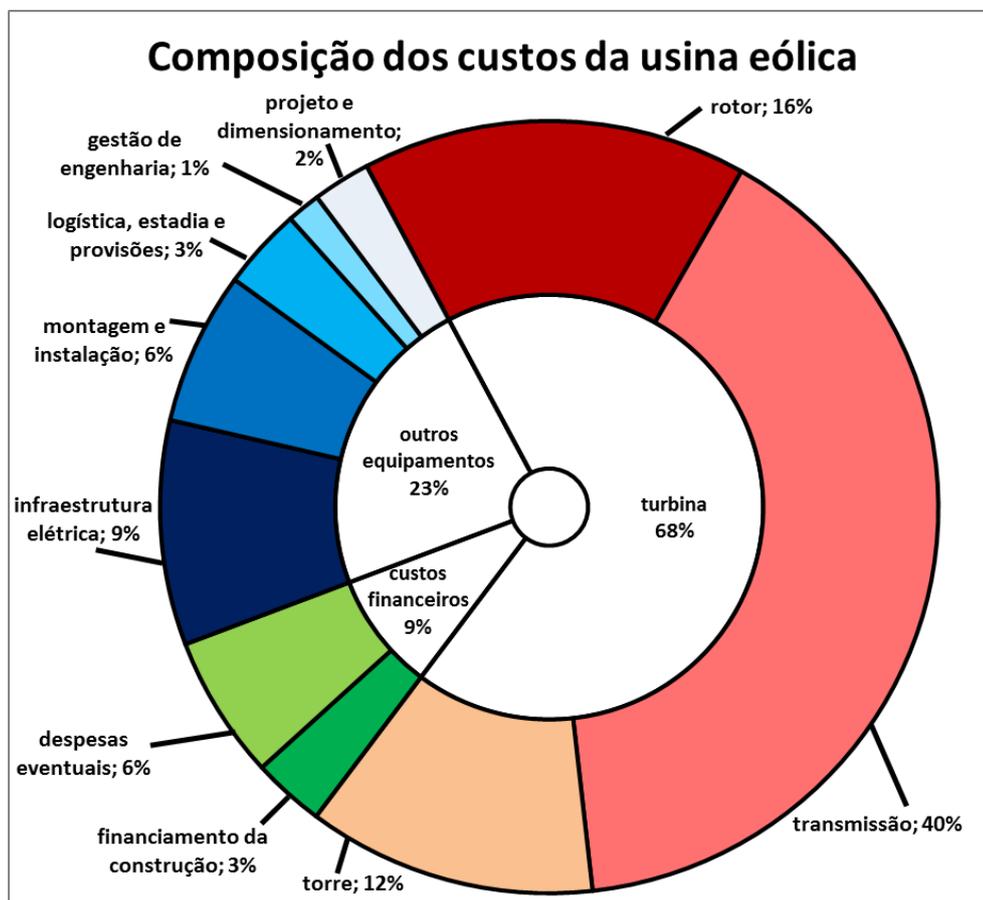


Figura 42. Composição dos Custos da Usina Eólica

Fonte: Elaboração própria com base em [97]

O desenvolvimento de modelos mais eficientes de turbina contribui com o aumento do custo de aquisição do equipamento, direcionado especificamente às áreas de recursos mais baixos, pois estas são capazes de extrair mais energia de ventos com velocidades mais baixas. Conquanto, modelos mais antigos e menos eficientes, tornam-se mais baratos, sendo aproveitados em áreas com recursos eólicos de alta qualidade, como em alguns mercados da América Latina e Brasil [98].

A Tabela 16 mostra os custos referentes à aquisição do sistema eólico com variação no número de turbinas, incluindo obras civis, infraestrutura elétrica, montagem e instalação, logística, gestão de engenharia, projeto, dimensionamento e todos os equipamentos associados à usina eólica. A partir do tempo de vida útil do sistema, estimado de 20 anos, considera-se a

reposição completa da usina eólica com valor idêntico ao de aquisição. Bem como, calcula-se a necessidade de O&M anual de 2% do valor de aquisição.

Tabela 16. Custos Referentes à Usina Eólica

Quantidade	Custo de Aquisição (R\$)	Custo de Reposição (R\$)	O&M (R\$/ano)
1	54.900,00	54.900,00	1.098,00
2	109.800,00	109.800,00	2.196,00
3	164.700,00	164.700,00	3.294,00
4	219.600,00	219.600,00	4.392,00
5	274.500,00	274.500,00	5.490,00
6	329.400,00	329.400,00	6.588,00
7	384.300,00	384.300,00	7.686,00
8	439.200,00	439.200,00	8.784,00
9	494.100,00	494.100,00	9.882,00
10	549.000,00	549.000,00	10.980,00
20	1.098.000,00	1.098.000,00	21.960,00
30	1.647.000,00	1.647.000,00	32.940,00
40	2.196.000,00	2.196.000,00	43.920,00
50	2.745.000,00	2.745.000,00	54.900,00
100	5.490.000,00	5.490.000,00	109.800,00

A simulação da turbina eólica no *software* HOMER é representada pelo bloco SW Skystream 3.7, ligado diretamente no barramento AC. A representação do diagrama esquemático pode ser vista na Figura 43.

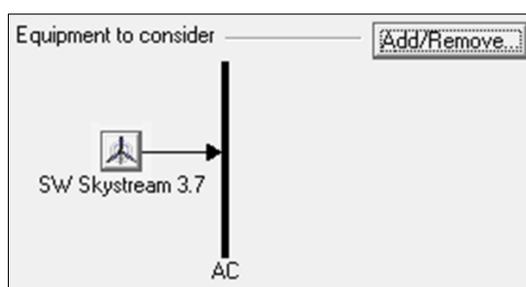


Figura 43. Diagrama esquemático SW Skystream 3.7

O preenchimento da janela de configuração da usina eólica está de acordo com os custos supracitados e o número de turbinas disponibilizadas, assim como, é acrescido o tempo de vida útil da turbina, equivalente a 20 anos, a altura de operação de rotor, constituída pela soma da altura da torre com o raio do rotor, igual a 35,35m e as curvas de potência gerada *versus* velocidade do vento e de custos, como pode ser observado na Figura 44 e as características detalhadas da turbina eólica escolhida podem ser verificadas na Figura 45.

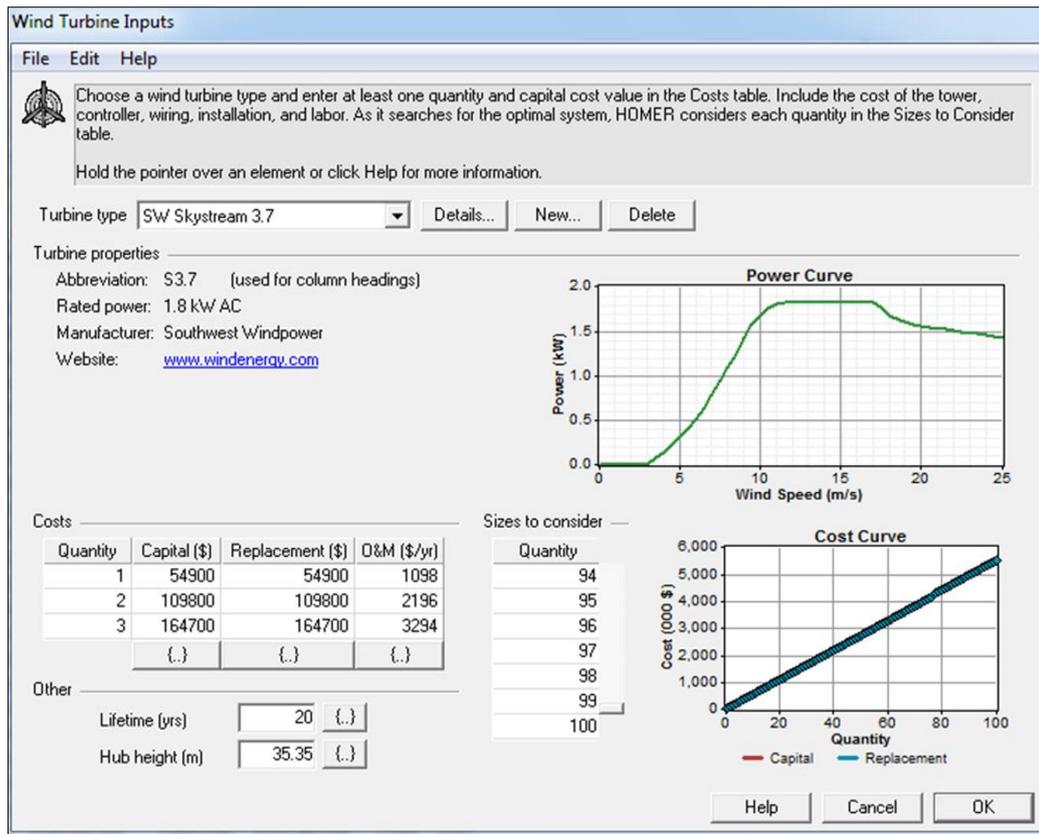


Figura 44. Janela de Configurações da Energia Eólica

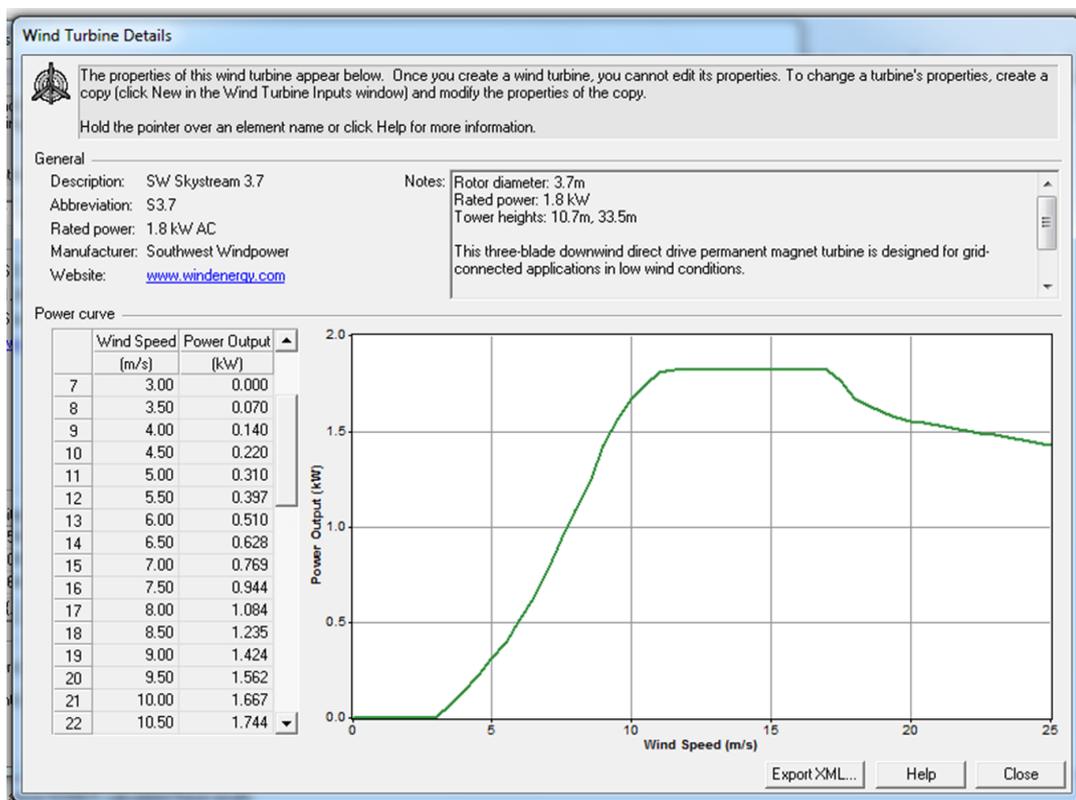


Figura 45. Características Detalhadas da Turbina Eólica

4.3. Parâmetros do Carro Elétrico

O veículo elétrico pode ser classificado de acordo com algumas características, como a escolha do combustível a ser utilizado, combustível fóssil ou energia elétrica, no caso dos híbridos, pelo armazenamento feito pelas baterias, no caso do puramente elétrico e ainda pelo fato de ter a energia elétrica gerada a partir de uma célula a combustível. Partindo do princípio de que este estudo é construído em torno de um posto de recarga de carros elétricos, cujo abastecimento energético é proveniente de fontes renováveis de energia elétrica, têm-se um ambiente público, no qual todo e qualquer carro elétrico é livre para executar a recarga, sem que, desta forma, seja alterada a geração prevista de energia elétrica. Sendo assim, dentre diversos modelos passíveis de utilização do posto em questão, escolhe-se um, para fins de simulação. Desta forma, serão consideradas apenas as possibilidades de recarga com energia elétrica, de modo que, apesar de veículos elétricos híbridos poderem utilizar de forma conveniente o posto de recarga, estes serão tratados de forma a considerar unicamente a eletricidade como combustível para locomoção.

Desta forma, é estabelecido o horário para utilização do eletroposto, que pode ser analisado na Figura 46, que está previsto para operar de acordo com o horário de funcionamento do *campus* Praia Vermelha, local onde o mesmo deverá ser implantado. Estará aberto para utilização todos os dias úteis, de segunda a sexta-feira, a partir das 7h até as 22h, permanecendo fechado aos sábados, domingos e feriados. Com o objetivo de admitir que as pessoas que frequentam a universidade tenham a possibilidade de recarregar o veículo elétrico durante sua permanência no *campus*. Seja um aluno que irá assistir uma aula e um funcionário ou professor que permanecerá ao longo de um dia inteiro de trabalho, ambos poderão se beneficiar de recarga suficiente, curta ou longa, permitindo a contínua utilização do veículo elétrico. Sendo assim, devido ao fato do veículo elétrico ser de posse de terceiros, custos de aquisição, operação e manutenção são desconsiderados nesta análise.

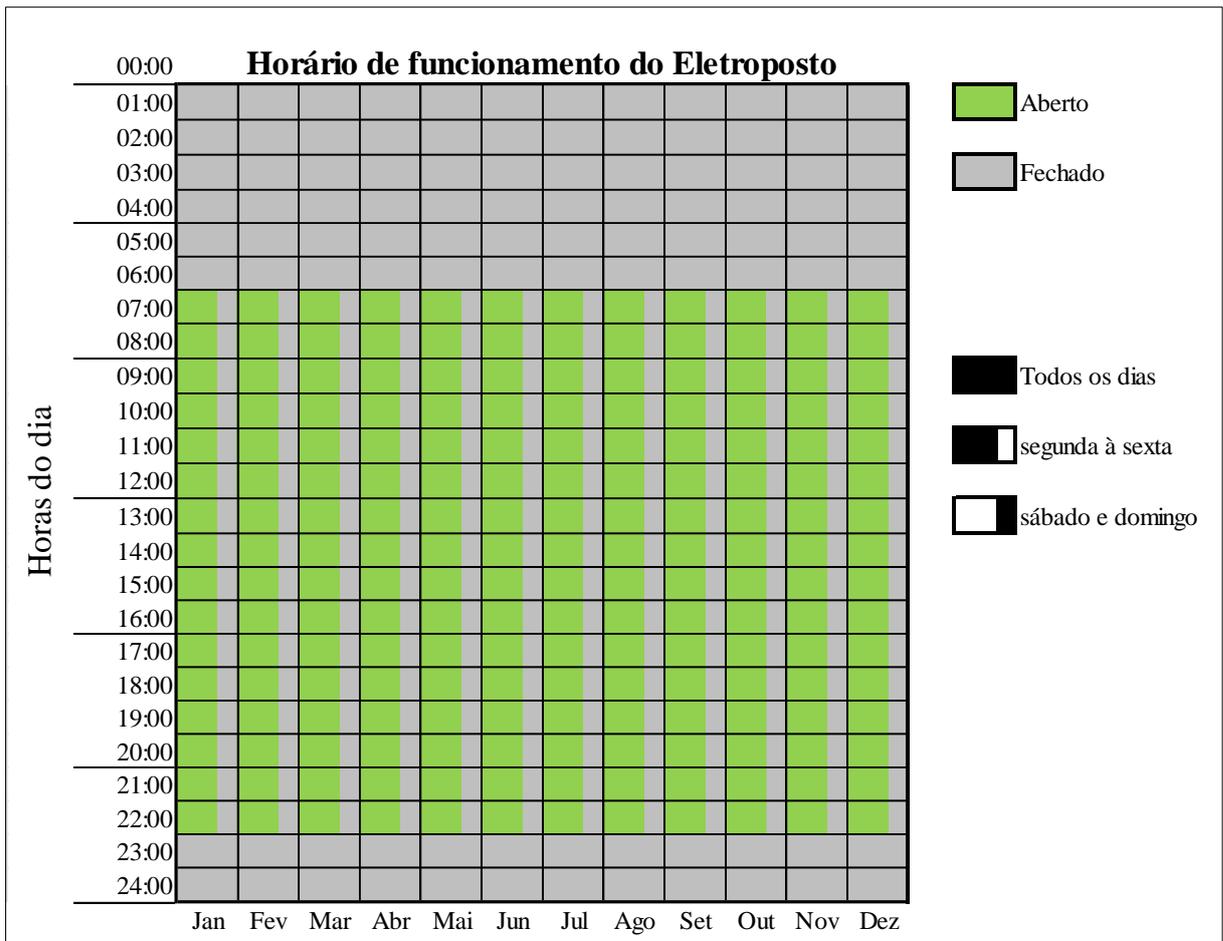


Figura 46. Horário de Funcionamento do Eletroposto

O modelo analisado como referência para a simulação é o modelo Prius Híbrido Plug-in, da fabricante Toyota, o mesmo possui dois motores, um à combustão e outro elétrico. De modo que, o motor a combustão somente é ativado quando a energia da bateria já não se faz suficiente. No entanto, com a utilização exclusiva do motor elétrico têm-se uma autonomia de 25 km. O motor elétrico é do tipo motor síncrono de ímã permanente, com tensão máxima de 650 V, potência máxima de 60 kW, ou 81 cv, e binário máximo de 207 Nm/rpm. Podendo atingir um desempenho de aceleração de 0 a 100 km/h em 11,4 s e alcançar a velocidade máxima de 180 km/h [99].

A bateria contida no modelo selecionado possui uma capacidade nominal e tensão nominal de 1250 Ah e 24 V, respectivamente. O Fator de Eficiência da bateria ($\eta_{bat,rd}$) é de 80%. Sendo ambos, a eficiência de carga ($\eta_{bat,c}$) e a eficiência de descarga ($\eta_{bat,d}$), calculados pelo *software* como a raiz quadrada do Fator de Eficiência, como exibido na Equação 11.

Equação 11. Eficiência de Carga e Descarga

$$\eta_{bat,c} = \eta_{bat,d} = \sqrt{\eta_{bat,rd}}$$

Determina-se a curva de vida útil da bateria a partir de testes, que submetem o equipamento a ciclos de carga e descarga regulares. A cada ciclo ocorre a descarga até uma determinada profundidade e em seguida recarrega-se totalmente, e assim sucessivamente até a falha. O objetivo principal do teste é determinar quantos ciclos ocorrem até a inutilização da bateria, o que irá definir a respectiva vida útil. Diferentes profundidades de descarga são testadas, de modo a relacionar a quantidade de ciclos com a profundidade de descarga. Assim, a curva de vida útil da bateria é elaborada de acordo com a Tabela 17. Quanto maior a profundidade de descarga, menor a quantidade de ciclos até a falha, sendo definido o intervalo permitido de profundidade de descarga acima de 0% e até 50%.

Tabela 17. Quantidade de Ciclos em Função da Profundidade de Descarga

Profundidade de descarga (%)	Ciclos até a falha
10	20.000
50	4.000

Para cada relação entre profundidade de descarga e ciclos até a falha, têm-se uma quantidade de energia total passível de ser utilizada ao longo de toda sua vida útil, chamada de expectativa de vida em regime de ciclagem, ou em inglês *Lifetime Throughput*, que é calculada ponto a ponto pelo *software* por meio da Equação 12.

Equação 12. Expectativa de vida em regime de ciclagem

$$Q_{lifetime,i} = f_i d_i \left(\frac{q_{max} V_{max}}{1000W/kW} \right)$$

Onde, $Q_{lifetime,i}$ é a expectativa de vida em regime de ciclagem, em kWh; f_i é o número de ciclos até a falha; d_i é a profundidade de descarga, em %; q_{max} é a capacidade máxima da bateria, em Ah; e V_{max} é a tensão nominal da bateria, em V. Dado que, é assumida uma relação constante entre a quantidade de ciclos até a falha e a profundidade de descarga, $f_i d_i = cte$, é calculada para a bateria considerada neste estudo a expectativa de vida em regime de ciclagem, independente da profundidade de descarga, igual a 61.264 kWh.

Em seguida, é definido o estado relativo de carga igual a 50% do valor nominal e o tempo de vida útil máximo de 12 anos. É possível analisar na Tabela 18 as características gerais da bateria que constitui o modelo de carro elétrico selecionado.

Tabela 18. Características Gerais da Bateria

Capacidade nominal	1250 Ah
Tensão nominal	24 V
Fator de eficiência	80%
Estado de carga mínimo	50%
Tempo máximo de vida útil	12 anos
Expectativa de vida em regime de ciclagem	61.264 kWh

Sequencialmente, fornece-se a capacidade da bateria, que é definida como a quantidade de energia que é retirada a partir de um estado de carga completo. A capacidade depende diretamente da taxa de fornecimento de energia, quanto maior o valor da corrente de descarga, menor a capacidade. A relação entre capacidade e corrente de descarga é exibida na Figura 47, no qual os pontos destacados são dados fornecidos pelo fabricante pelos quais foi traçada a curva que melhor se ajusta.

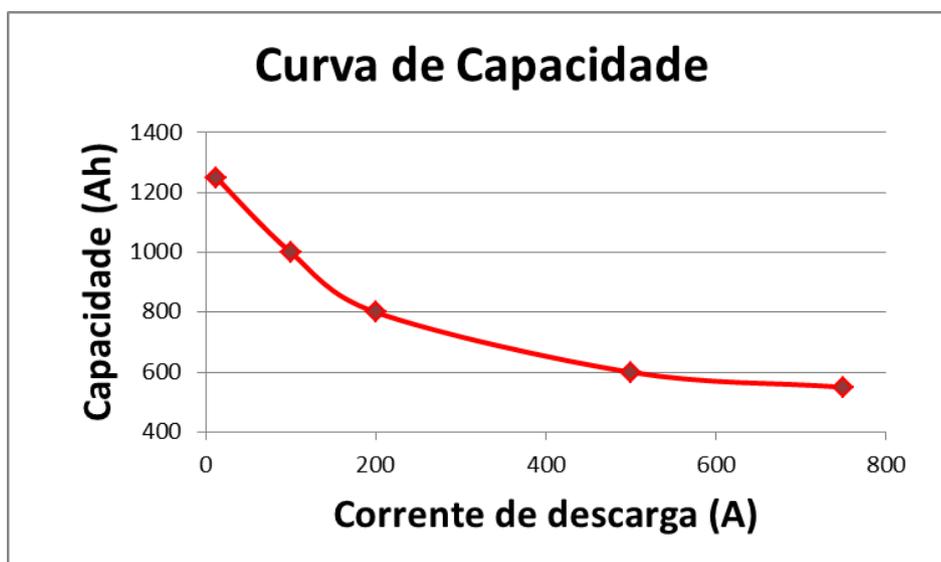


Figura 47. Curva de Capacidade

Dentre outros parâmetros importantes, têm-se a capacidade máxima igual a 1.276 Ah, relação de capacidade, que é a relação da energia disponível na bateria com a energia total, no valor de 0,385 e a constante de velocidade, que é a medida de quão rápido a energia consegue se mover na bateria tornando-se disponível, igual a 0,591 h⁻¹ [100]. Os referidos parâmetros estão resumidos na Tabela 19.

Tabela 19. Características Avançadas da Bateria

Capacidade máxima	1.276 Ah
Relação de capacidade	0,385
Constante de velocidade	0,591 h ⁻¹

Deste modo, o carro elétrico adentrará o posto de recarga com a bateria descarregada, com o intuito de recarregá-la. A referida recarga é feita de maneira a respeitar os limites intrínsecos do equipamento, limitada pela potência máxima que pode ser absorvida, sem prejudicar sua vida útil. O cálculo da potência máxima de recarga é feito pelo *software* pela Equação 13.

Equação 13. Potência Máxima que Pode ser Absorvida

$$P_{bat,cmax,kbm} = \frac{-kcQ_{max} + kQ_1e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}$$

Onde, Q_{max} é a capacidade máxima de energia da bateria, em kWh; Q_1 é a energia elétrica disponível na bateria no primeiro instante considerado, em kWh; Q é a energia total existente na bateria no primeiro instante considerado, em kWh; c é a relação de capacidade, adimensional; k é a constante de velocidade, em h⁻¹; e Δt é a variação do tempo durante o intervalo considerado de recarga.

Por conseguinte, a recarga também deve ser limitada pela taxa de recarga máxima da bateria, que é a relação entre o valor correspondente de corrente, em A, e a capacidade máxima, em Ah. Esta taxa pode ser definida como a capacidade máxima da bateria menos o seu estado absoluto de carga, diretamente relacionada com a quantidade de energia que a bateria forneceu. Pode-se limitá-la de acordo com o estado de carga, quanto maior o estado de carga, menor a corrente de carga, ou, pode-se definir um valor máximo de corrente, independente do estado de carga. A potência máxima de recarga correspondente a esta limitação pode ser obtida pela Equação 14.

Equação 14. Limitação da Potência Máxima pela Taxa de Recarga Máxima da Bateria

$$P_{bat,cmax,mcr} = \frac{(1 - e^{-\alpha_c \Delta t})(Q_{max} - Q)}{\Delta t}$$

Onde, α_c é a taxa de recarga máxima da bateria, em A/Ah.

Por fim, igualmente, limita-se a potência máxima de recarga da bateria pelo valor da corrente máxima permitida pela mesma, de acordo com a Equação 15.

Equação 15. Limitação da Potência Máxima pelo Valor Máximo de Corrente

$$P_{bat,cmax,mcc} = \frac{N_{bat} I_{max} V_{nom}}{1000}$$

Onde, N_{bat} é o número de baterias do conjunto; I_{max} é o valor máximo de corrente da bateria, em A; e V_{nom} é tensão nominal da bateria, em V.

Dentre as três limitações expostas como parâmetro para recarga da bateria: potência máxima que pode ser absorvida ($P_{bat,cmax,kbm}$), taxa de recarga máxima ($P_{bat,cmax,mcr}$) e corrente máxima permitida ($P_{bat,cmax,mcc}$), deve-se atender pelo menos uma destas limitações no momento de recarga da bateria. Quantificando as perdas que ocorrem no processo de recarga, têm-se o cálculo da potência máxima de recarga da bateria dado pela Equação 16.

Equação 16. Potência Máxima de Recarga Considerando as Perdas

$$P_{bat,cmax} = \frac{MIN(P_{bat,cmax,kbm}, P_{bat,cmax,mcr}, P_{bat,cmax,mcc})}{\eta_{bat,c}}$$

De acordo com o histórico de carga e descarga e o estado de carga da bateria, pode-se determinar o valor máximo de potência de descarga em cada intervalo de tempo, de modo a auxiliar na tomada de decisão do momento adequado em que a bateria é capaz de complementar o abastecimento do consumo. Desta forma, a potência máxima que a bateria pode atingir ao descarregar pode ser calculada por meio da Equação 17.

Equação 17. Potência Máxima de Descarga

$$P_{bat,dmax,kbm} = \frac{kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}$$

Quantificando as perdas que ocorrem durante o processo de descarga, têm-se o cálculo da potência máxima de descarga da bateria dado pela Equação 18.

Equação 18. Potência Máxima de Descarga Considerando as Perdas

$$P_{bat,dmax} = P_{bat,dmax,kbm} \eta_{bat,c}$$

Assim sendo, temos o bloco que representa o carro elétrico no *software* HOMER, chamado de HEV, ligado diretamente no barramento AC, como pode ser visto na Figura 48. O referido bloco engloba todos os parâmetros referentes à bateria contida no carro elétrico.

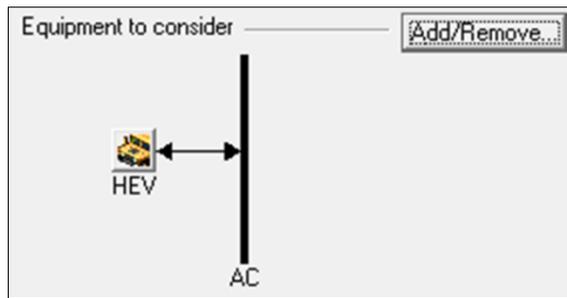


Figura 48. Diagrama Esquemático HEV

As opções de configuração do carro elétrico estão divididas em bateria, conversor, motor e opções de horário para recarga da bateria do carro elétrico. Os custos iniciais, custos de reposição e O&M, para ambas configurações, são definidos como zero. No que diz respeito a bateria, o retorno do estado de carga após ter descarregado é definido como 100%. Determina-se para os parâmetros do conversor, a capacidade do inversor igual a 15kW, eficiência do inversor igual a 90%, capacidade do retificador igual a 100%, eficiência do retificador igual a 85% e tempo de vida útil igual a 15 anos. As características do motor e do combustível serão mantidas, embora não sejam utilizadas neste estudo, pois as baterias apenas serão recarregadas pelo modo *plug-in*. Por fim, os horários definidos de recarga da bateria estarão de acordo com o horário definido na Figura 46. A janela com as configurações do carro elétrico é exibida na Figura 49.

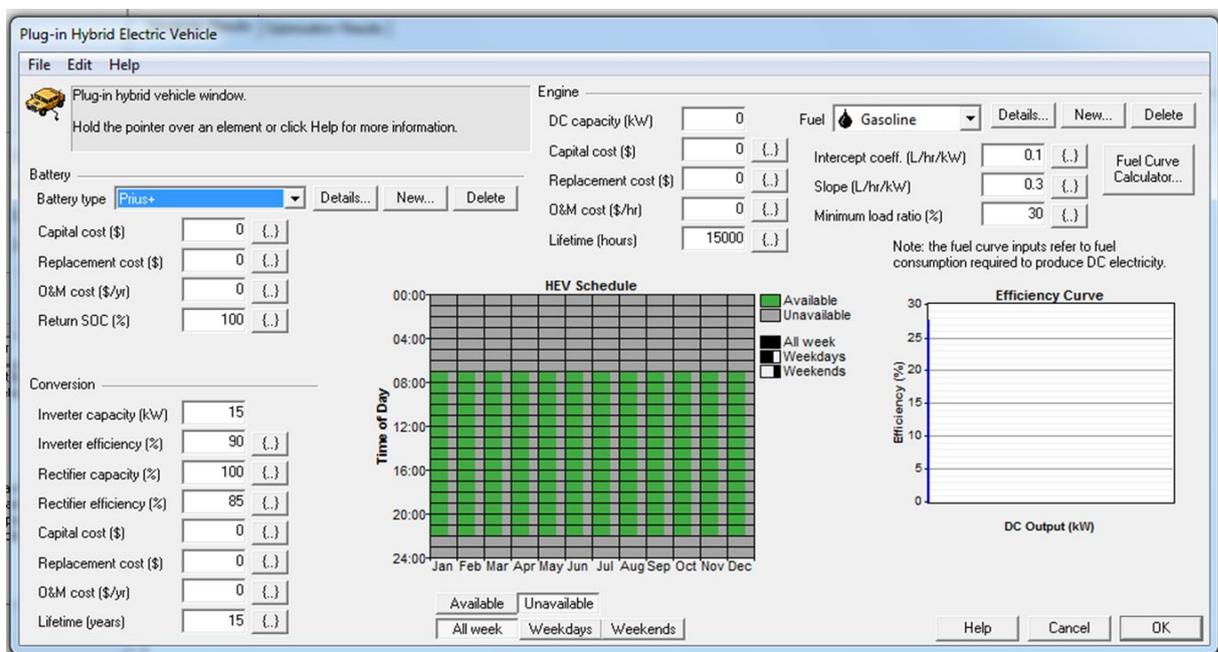


Figura 49. Janela de Configurações do Carro Elétrico

Finalizando, são determinadas as características detalhadas da bateria, cujo tipo adotado é a bateria *Prius+*. A janela do software que contém as referidas características é exibida na Figura 50.

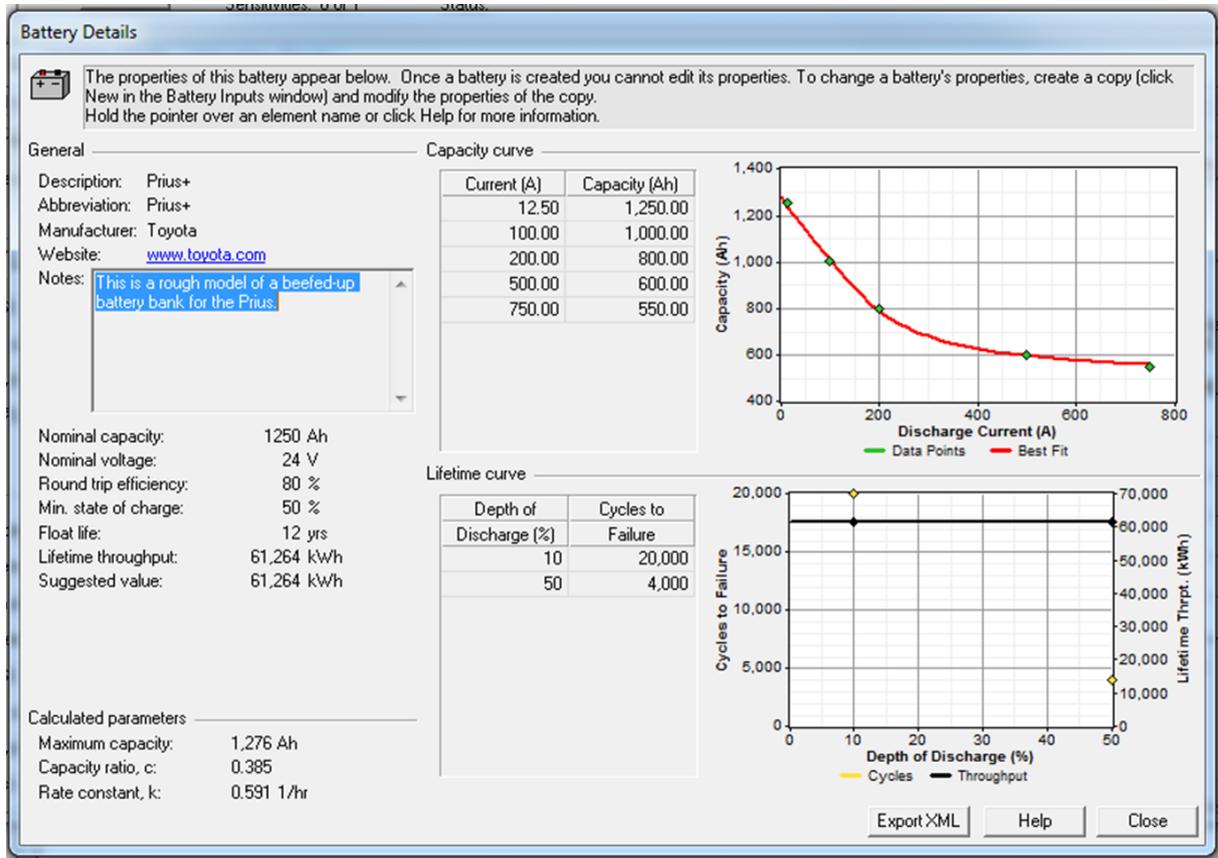


Figura 50. Características Detalhadas da Bateria *Prius+*

4.4. Parâmetros Adicionais

Outros parâmetros se fazem necessários para que a simulação seja feita da forma mais completa possível. O *software* Homer permite o ajuste das propriedades econômicas gerais, que contribuem para o cálculo do CPL, as propriedades de controle do sistema, que são responsáveis por definir a estratégia de despacho das fontes e do conjunto de baterias, as características de restrição, que são critérios que viabilizam ou inviabilizam algumas configurações de acordo com as propriedades escolhidas, e os custos referentes à emissão de gases poluentes, que não serão utilizados neste trabalho por não haver legislação vigente punitiva deste segmento.

4.4.1. Propriedades Econômicas Gerais

Ajusta-se nas propriedades econômicas gerais a taxa real de juros anual, taxa de desconto utilizada para converter os custos presentes em custos anuais, obtida por meio da Equação 19.

Equação 19. Taxa Real de Juros Anual

$$i = \frac{i' - f}{1 + f}$$

Onde, i é taxa real de juros anual; i' é a taxa nominal de juros anual e f é a taxa de inflação anual; ambas variáveis adimensionais. A taxa de juros nominal considerada neste estudo é baseada na linha de financiamento do BNDES para médias-grandes e grandes empresas setores prioritários, que incluem os itens passíveis de financiamento – geração de energia elétrica renovável e energia a vapor renovável (biomassa, solar e outras fontes alternativas) – dentro do Produto BNDES Automático, o qual contempla projetos de financiamento cujos valores sejam inferiores ou iguais a R\$20 milhões [101]. A taxa de juros nominal é composta pelo custo financeiro, no valor vigente da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, igual a 7,5%a.a. [102], remuneração básica do BNDES, igual a 1,5%a.a., taxa de intermediação financeira, igual 0,5%a.a. e remuneração da instituição credenciada, igual a 0,5% [103], totalizando no valor de 10%a.a. Sendo a inflação considerada no valor de 4,5%a.a. [104]. Resultando em uma taxa real de juros anual igual a 5,26%a.a. Uma vez definida a taxa real de juros anual, todos os custos são considerados custos reais e supostos com a mesma inflação.

Sequencialmente é definido nesta propriedade o tempo de vida do projeto, período de tempo no qual ocorrem os custos previstos. Usa-se o período de 25 anos, referente ao tempo de vida útil mais longo dos equipamentos considerados, de modo que os valores residuais ocorrem no final do respectivo período. No entanto, caso haja algum equipamento cujo tempo de vida útil seja mais curto que o tempo de vida considerado do projeto, tem-se a reposição do mesmo dentro do tempo previsto.

Por fim, têm-se os custos fixos de capital, custos de operação e manutenção e penalidade por escassez no fornecimento, que se referem respectivamente ao custo inicial do projeto, custo de operação e manutenção, que são independentes do tamanho e arquitetura do sistema de energia, e a definição de uma penalidade caso ocorra uma falta no fornecimento ao longo do ano. Ambos os custos supracitados são considerados zero neste estudo.

A janela de configurações das propriedades econômicas gerais pode ser vista por meio da Figura 51.

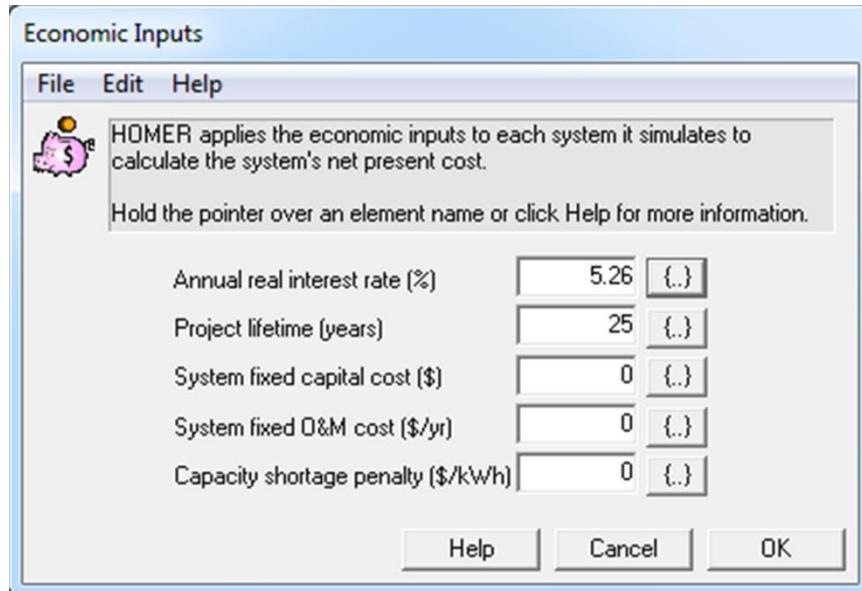


Figura 51. Janela de Configurações das Propriedades Econômicas Gerais

4.4.2. Propriedades de Controle do Sistema

Neste item são definidas as propriedades de simulação, estratégia de despacho, controle do gerador e outros ajustes. No item simulação é determinado o tempo de simulação, igual a 60 minutos, que é o intervalo de tempo utilizado para simular a operação de cada sistema de configuração, independente do intervalo de tempo individual de cada dado de carga ou recurso inserido. Assim, no item estratégia de despacho são especificados os parâmetros do ciclo de recarga e estabelecido o valor percentual de 80 para o estado de carga das baterias, o que significa que todas as baterias serão carregadas até que seja atingido no mínimo 80% do estado de carga. Já nos itens controle do gerador e outros ajustes, nenhum parâmetro é definido, devido ao fato de nenhuma das configurações trabalhadas incluírem o uso de geradores movidos a combustíveis, mais de um tipo de turbina eólica e cargas térmicas.

A Figura 52 exibe a janela de configurações das propriedades de controle do sistema ajustadas no *software*.

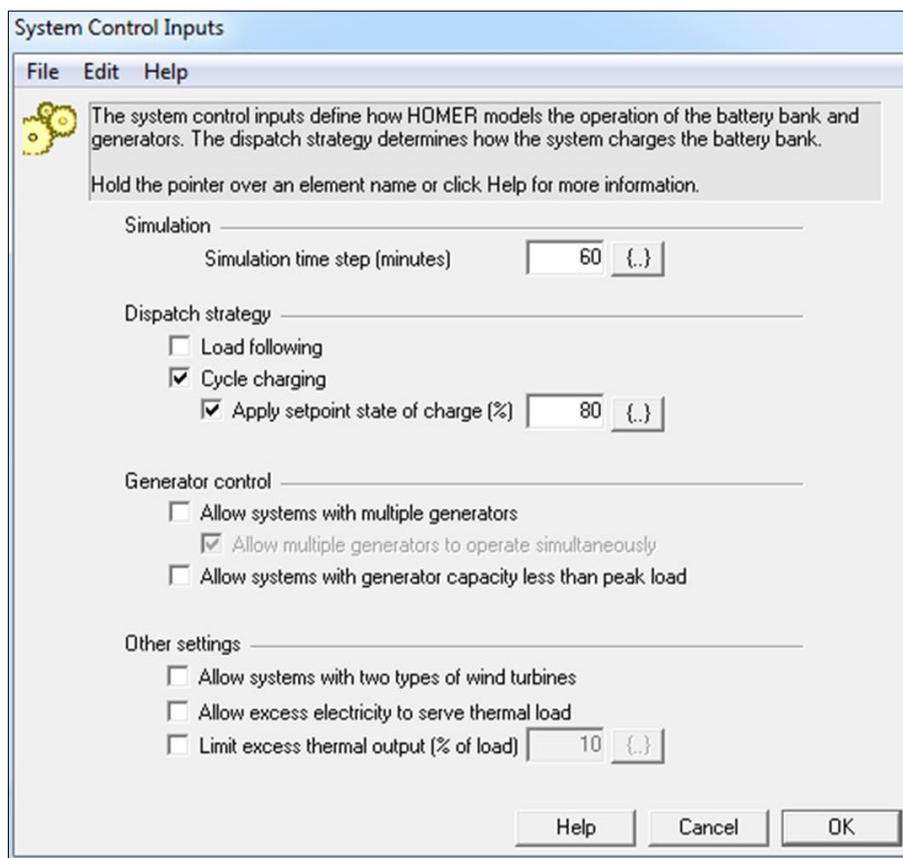


Figura 52. Janela de Configurações das Propriedades de Controle do Sistema

4.4.3. Características de Restrição

As restrições contidas neste parâmetro são condições que o sistema deve satisfazer para que o mesmo seja viável. Dentre as restrições estão incluídas a capacidade máxima anual de falta, cujo valor máximo permitido é representado pela fração entre a capacidade de falta total e a carga elétrica total, e o valor mínimo percentual de inserção de energias renováveis. Desta forma, define-se a capacidade máxima anual de falta como zero, obrigando o sistema a estar sempre operando, sem possibilidades de falta, e o valor mínimo percentual de inserção de energias renováveis também como zero, deixando livre este valor para que a solução ótima do sistema contemple ou não as energias renováveis de acordo com a viabilidade de cada fonte.

Sequencialmente, têm-se os valores de reserva operacional, os quais representam a capacidade operacional menos a carga elétrica do sistema. De modo que, diante de um aumento súbito da carga elétrica ou uma diminuição súbita na alimentação pelas fontes de energias renováveis, a reserva operacional proporciona uma margem de segurança e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Dentro das opções pode-se definir a porcentagem de variação da carga elétrica, do valor de pico anual da carga elétrica e do fornecimento das fontes solar e eólica.

Assim, devido ao fato de todas as configurações consideradas estarem conectadas com a rede elétrica convencional, a mesma absorve qualquer variação oriunda das outras fontes energéticas, que operam apenas como complemento no fornecimento de energia elétrica. Por esta razão, determina-se como zero o percentual de reserva operacional para as fontes renováveis solar e eólica. De mesmo modo, o percentual de operação reserva da carga também é definida como zero, tanto a variação da carga quanto a variação do pico da carga, admitindo que a rede convencional se responsabilize com todas as variações oriundas do sistema.

Assim sendo, existe ainda a possibilidade de poupar um percentual da energia primária, que mede a redução do consumo de energia primária, resultado da comparação entre um sistema CHP, do inglês *Combined Heat and Power*, com a produção convencional separada de calor e eletricidade. No entanto, este item não se aplica a este trabalho pela razão de não ser utilizada nenhuma carga que necessite de produção de calor de forma direta. Os parâmetros configurados nas características de restrição no *software* podem ser vistos na Figura 53.

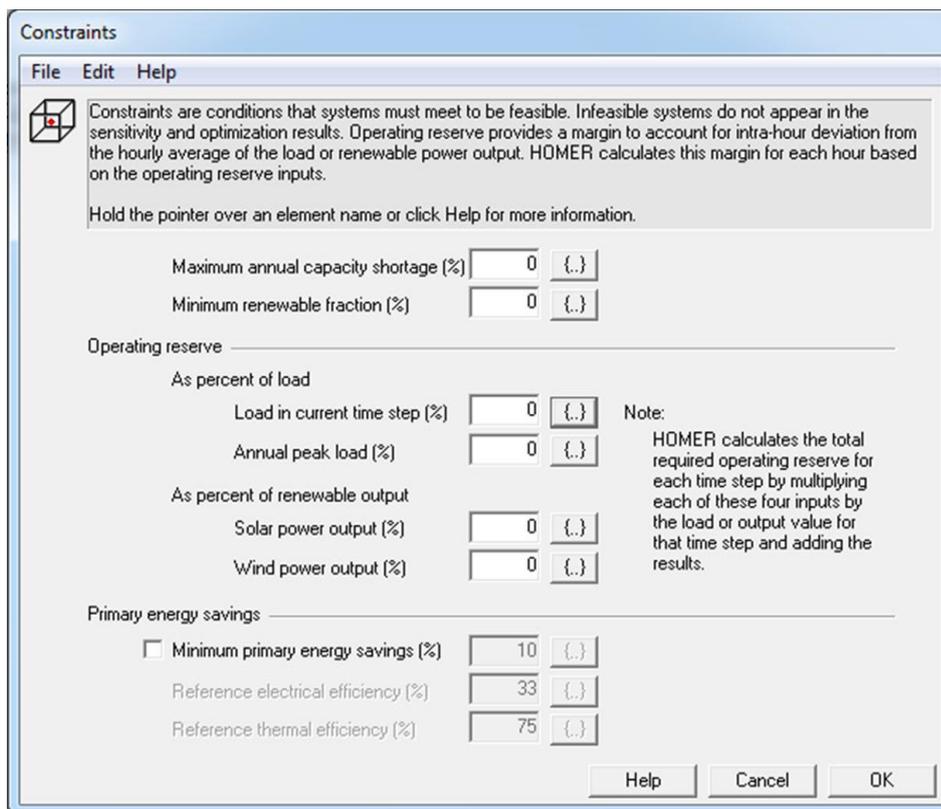


Figura 53. Janela de Configurações das Características de Restrição

Uma vez determinados e expostos todos os parâmetros utilizados para elaborar as configurações que compõe os cenários de simulação, o próximo passo é a descrição dos cenários e dos resultados obtidos, como expõe o capítulo 5.

5. Descrição dos Cenários e Resultados

Os cenários propostos serão descritos a seguir, de modo a definir e apresentar a configuração utilizada em cada simulação, no intuito de comparar as diferentes possibilidades e verificar a solução ótima. Tem-se como padrão o cenário sem nenhuma proposição de alteração, definido como caso base, o qual contempla apenas a rede convencional e a carga. Seguidamente propõe-se a inserção do veículo elétrico e das fontes energéticas renováveis em questão. Esta proposição inclui a diferenciação do veículo elétrico atuando como carga ou como V2G. A partir dos resultados encontrados em cada simulação, analisar-se-á qual caso é mais viável e as respectivas razões.

5.1. Caso Base

Primeiramente serão analisadas as características do cenário atual, o qual contempla apenas a Carga do Bloco E, já descrita anteriormente, e o abastecimento de energia elétrica proveniente da rede elétrica convencional. O diagrama esquemático da configuração do Caso Base pode ser observado por meio da Figura 54.

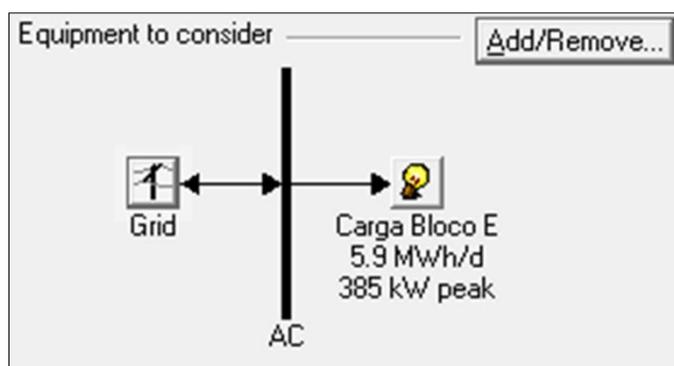


Figura 54. Diagrama Esquemático Caso Base

Para este caso não há investimento inicial, dado que toda a infraestrutura para fornecimento da eletricidade já faz parte do local. Assim, serão considerados apenas os custo de operação anual – COA, o CPL total e o CNE, que são exibidos na Tabela 20. Por fim, o consumo total anual contratado é igual a 2.137.074,00 kWh.

Tabela 20. Custos Caso Base

Investimento Inicial (R\$)	COA (R\$/ano)	CPL Total (R\$)	CNE (R\$/kWh)
0,00	1.095.808,00	15.049.699,00	0,513

O fluxo de caixa anual do caso base contempla apenas os custos de operação, dado que não há outros custos referentes além do pagamento da tarifa de energia elétrica fornecida pela concessionária. O resumo do fluxo de caixa para o caso base pode ser observado na Figura 55 e os valores discretizados mês a mês da energia comprada (energia proveniente diretamente da rede de distribuição da concessionária de energia elétrica), energia vendida (produção de energia excedente exportada para a rede de distribuição de energia elétrica para o cálculo do sistema de compensação de crédito), energia líquida (diferença entre a energia comprada e a energia vendida), demanda de pico (valor máximo de potência alcançado) e os custos de energia (valor pago para a concessionária de energia elétrica referente ao consumo energético), podem ser analisados por meio da Tabela 21.

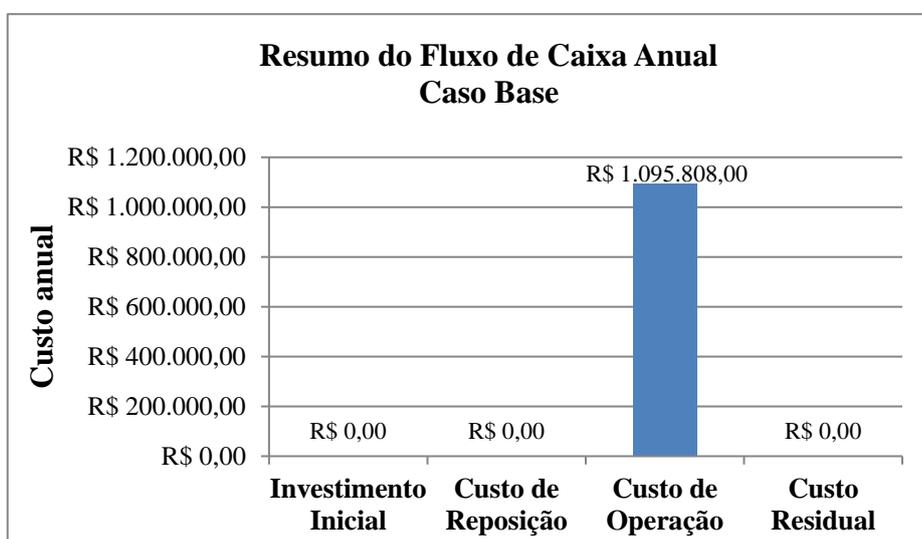


Figura 55. Resumo do Fluxo de Caixa Anual Caso Base

Tabela 21. Dados da Rede Caso Base

Mês	Energia Comprada (kWh)	Energia Vendida (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Custo Total da Energia (R\$)
Janeiro	181.213,00	0,0	181.213,00	368,0	R\$ 70.195,00
Fevereiro	163.086,00	0,0	163.086,00	374,0	R\$ 61.904,00
Março	182.253,00	0,0	182.253,00	366,0	R\$ 68.624,00
Abril	175.804,00	0,0	175.804,00	368,0	R\$ 65.956,00
Mai	180.742,00	0,0	180.742,00	370,0	R\$ 76.837,00
Junho	175.970,00	0,0	175.970,00	375,0	R\$ 72.593,00
Julho	181.290,00	0,0	181.290,00	367,0	R\$ 75.355,00
Agosto	182.804,00	0,0	182.804,00	385,0	R\$ 77.750,00
Setembro	175.978,00	0,0	175.978,00	372,0	R\$ 70.896,00
Outubro	181.499,00	0,0	181.499,00	369,0	R\$ 77.065,00
Novembro	175.041,00	0,0	175.041,00	370,0	R\$ 74.153,00
Dezembro	181.394,00	0,0	181.394,00	373,0	R\$ 66.861,00
Total Anual	2.137.074,00	0,0	2.137.074,00	385,0	R\$ 858.189,00

Devido ao fato desta configuração possuir apenas uma fonte energética e um perfil de carga, temos que a curva de carga de consumo é equivalente à curva de carga de fornecimento, como pode ser visto na Figura 56, que exibe a referida curva mês a mês.

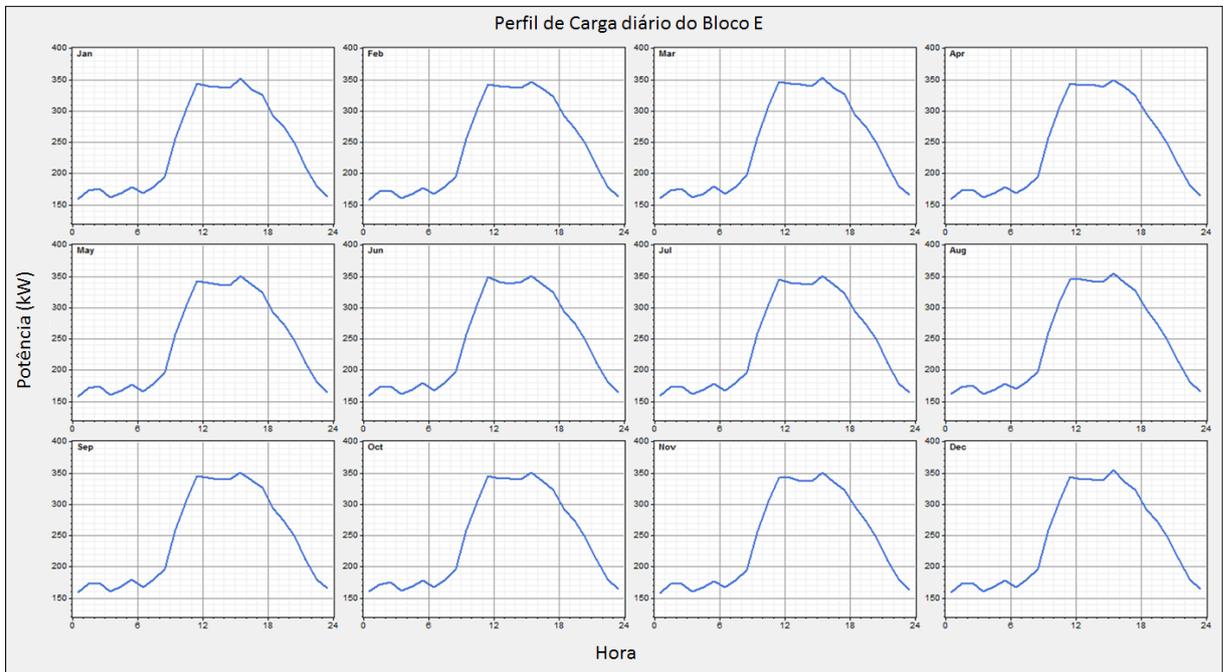


Figura 56. Perfil de Carga Diário Médio do Bloco E

5.2. Disponibilização das Fontes Energéticas Renováveis e Inserção dos VEs no Caso Base

No intuito de analisar os impactos da inserção de carros elétricos e o índice de penetração das fontes de energia renováveis no cenário atual, serão acrescentadas no Caso Base as possibilidades de complemento de geração de uma usina eólica e uma usina fotovoltaica e a possibilidade de recarga de 100 carros elétricos. A disponibilização da usina eólica, usina fotovoltaica e do carro elétrico, segue como descrito anteriormente no capítulo 4. O diagrama esquemático desta configuração é exibido na Figura 57.

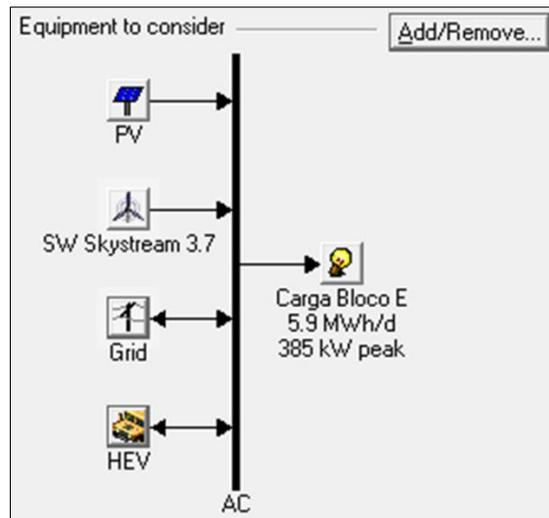


Figura 57. Diagrama Esquemático Caso Base Acrescido dos VEs e das Fontes Renováveis

Considerando a inserção dos 100 carros elétricos, serão analisadas duas alternativas. A primeira, o veículo elétrico será considerado apenas como uma carga, com a opção de recarregar a própria bateria após o uso, dentro do horário previsto de funcionamento do eletroposto, até que a mesma esteja completamente carregada. Já a segunda análise, possibilitará o mesmo que a primeira acrescida à permissão do fornecimento da energia armazenada na bateria para a rede da concessionária, de maneira que, dentro do horário previsto de funcionamento do eletroposto, a bateria poderá carregar e descarregar livremente de acordo com a previsão de despacho de energia elétrica baseada nos postos tarifários. Nos momentos em que a tarifa de energia elétrica for mais barata, dentro do posto tarifário fora de ponta, a bateria será gerenciada para recarregar e quando a tarifa de energia elétrica for mais cara, dentro do posto tarifário ponta, a bateria poderá descarregar, fornecendo assim energia elétrica para alimentação das cargas neste momento, de modo a reduzir o consumo proveniente da concessionária, contribuindo com a diminuição dos custos pelo consumo energético e consequentemente reduzindo a potência de pico da curva de consumo. Vale destacar que, ao fim do horário de funcionamento do eletroposto, deve-se entregar a bateria completamente carregada.

5.2.1. Caso Carro Elétrico – Apenas Recarga

Inicia-se a simulação no software proibindo a bateria do carro elétrico de descarregar nos momentos em que o mesmo se encontra conectado no eletroposto, de maneira a contribuir apenas com o aumento da Carga do Bloco E. Tem-se então, os custos iniciais referentes ao custo de aquisição do carro elétrico iguais a zero. Os valores do COA, CPL total e o CNE

podem ser observados na Tabela 22. O consumo total anual contratado é igual a 2.453.461,00 kWh e o custo médio da energia que alimenta a bateria é igual a 0,526 R\$/kWh.

Tabela 22. Custos Caso Carro Elétrico Apenas Recarga

Investimento Inicial (R\$)	COA (R\$/ano)	CPL Total (R\$)	CNE (R\$/kWh)
0,00	1.282.408,00	17.612.440,00	0,600

O fluxo de caixa anual difere do Caso Base somente devido ao aumento da carga, contemplando o COA, referentes ao pagamento da tarifa de energia elétrica fornecida pela concessionária. O resumo do fluxo de caixa anual para o caso carro elétrico apenas recarga pode ser visto na Figura 58.

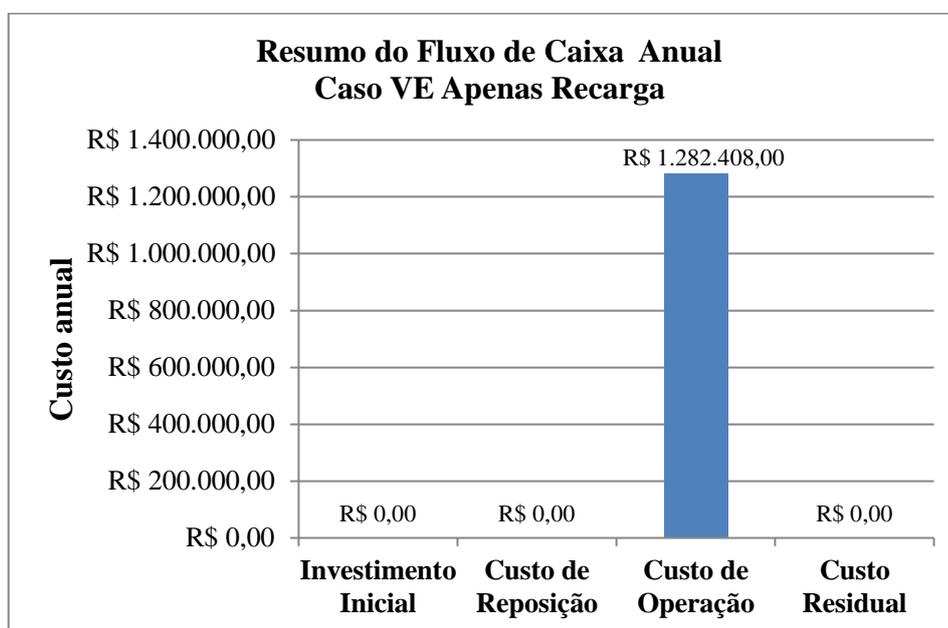


Figura 58. Resumo do Fluxo de Caixa Anual Caso Carro Elétrico Apenas Recarga

Os valores discretizados mês a mês de energia comprada, energia vendida, energia líquida, demanda de pico e os custos de energia, podem ser analisados por meio da Tabela 23.

Tabela 23. Dados da Rede Caso Carro Elétrico Apenas Recarga

Mês	Energia Comprada (kWh)	Energia Vendida (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Custo Total da Energia (R\$)
Janeiro	209.094,00	0,0	209.094,00	469,0	R\$ 79.906,00
Fevereiro	187.330,00	0,0	187.330,00	475,0	R\$ 70.348,00
Março	208.922,00	0,0	208.922,00	467,0	R\$ 77.913,00
Abril	201.260,00	0,0	201.260,00	469,0	R\$ 74.822,00
Mai	208.623,00	0,0	208.623,00	469,0	R\$ 87.527,00
Junho	201.427,00	0,0	201.427,00	476,0	R\$ 82.354,00
Julho	207.959,00	0,0	207.959,00	468,0	R\$ 85.580,00
Agosto	210.685,00	0,0	210.685,00	468,0	R\$ 88.440,00
Setembro	200.223,00	0,0	200.223,00	473,0	R\$ 80.192,00
Outubro	209.379,00	0,0	209.379,00	470,0	R\$ 87.755,00
Novembro	201.709,00	0,0	201.709,00	471,0	R\$ 84.378,00
Dezembro	206.851,00	0,0	206.851,00	472,0	R\$ 75.727,00
Total Anual	2.453.461,00	0,0	2.453.461,00	476,0	R\$ 974.942,00

O valor de demanda contratada é igual a 435kW por mês, de modo que, com o acréscimo do carro elétrico à carga, nota-se que a potência de pico é ultrapassada ao valor contratado em todos os meses. A curva de consumo da concessionária *versus* a Carga do Bloco E somada à carga do Carro Elétrico pode ser observada na Figura 59. Em razão disto, deve-se considerar uma renegociação com a concessionária fornecedora de energia elétrica acordando um novo valor para a demanda contratada considerando o aumento previsto devido à presença dos carros elétricos.

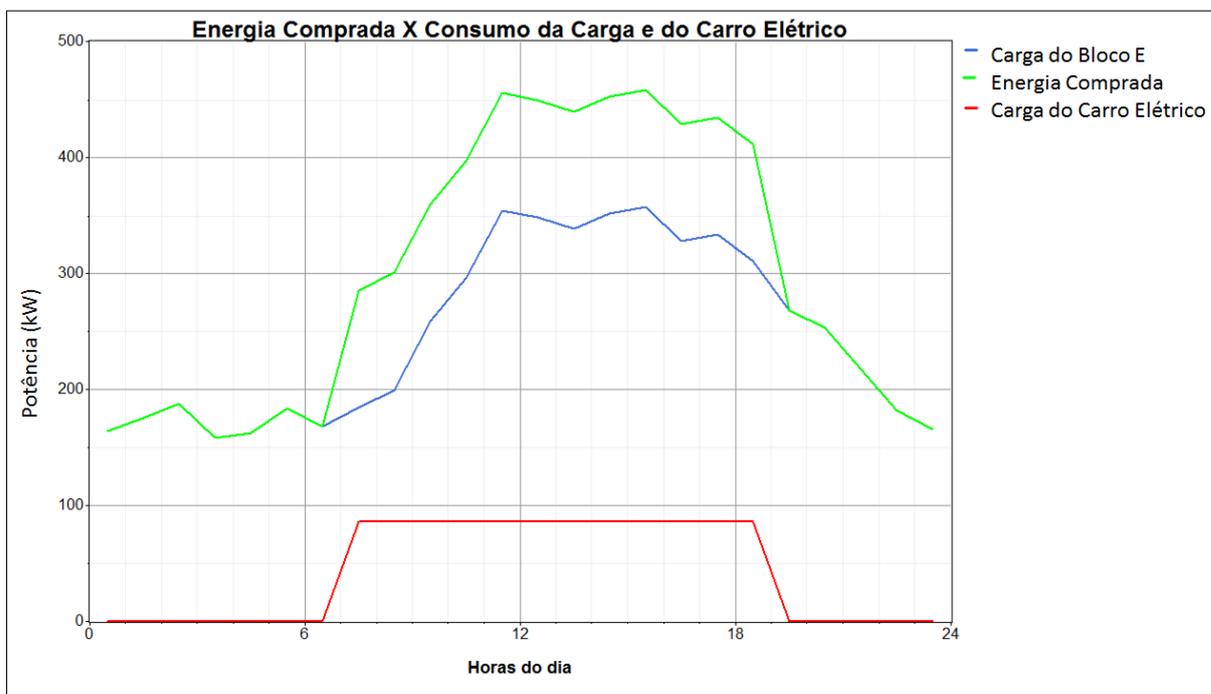


Figura 59. Energia Comprada x Consumo da Carga e do Carro Elétrico

Apesar das usinas eólica e fotovoltaica estarem disponíveis para complementar o fornecimento de energia elétrica da rede convencional, o COA, o CPL total e o CNE com a introdução destas duas fontes aumentam quando comparados com os mesmos custos apenas da rede convencional, não sendo economicamente vantajosa esta complementação, de modo que, esta configuração não foi selecionada pelo *software* como solução ótima. Apenas para comparação com as demais configurações, os custos referentes à introdução de uma usina fotovoltaica de 1,5kWp de potência instalada e de uma turbina eólica de 1,8kW de potência nominal, podem ser observados na Tabela 24 e o resumo do fluxo de caixa anual pode ser analisado na Figura 60.

Tabela 24. Custos de Fornecimento de Energia Elétrica incluídas as Usinas Eólica e Fotovoltaica Caso Carro Elétrico Apenas Recarga

Investimento Inicial (R\$)	COA (R\$/ano)	CPL Total (R\$)	CNE (R\$/kWh)
68.115, 00	1.283.667,00	17.697.846,00	0,603

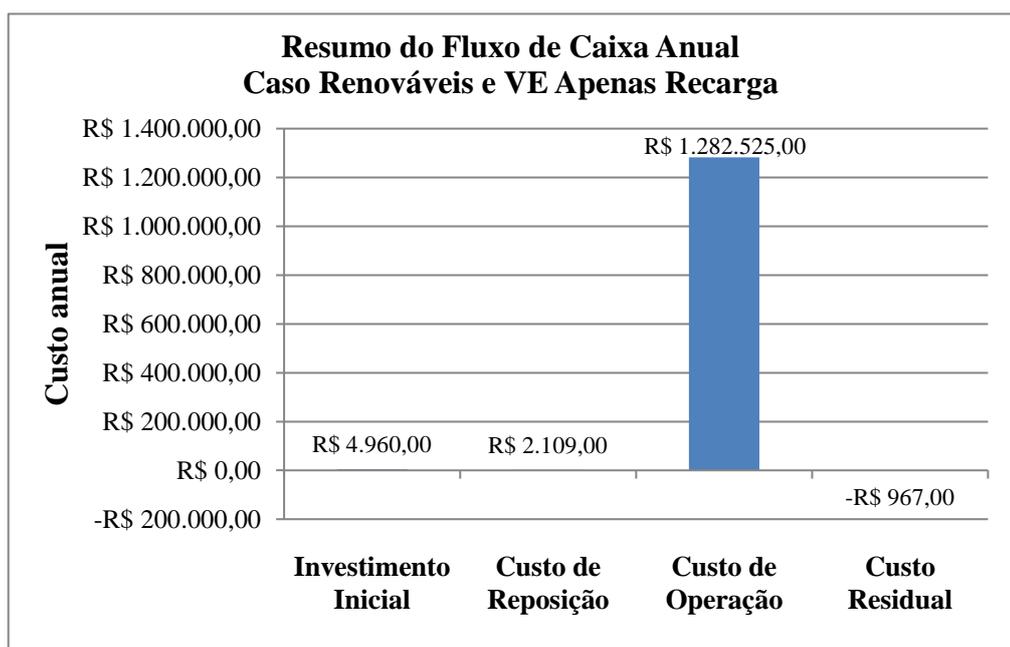


Figura 60. Resumo do Fluxo de Caixa Anual Caso Renováveis e VE Apenas Recarga

Os valores discretizados mês a mês de energia comprada, energia vendida, energia líquida, demanda de pico e os custos de energia, podem ser analisados por meio da Tabela 25.

Tabela 25. Dados da Rede Caso Renováveis e VE Apenas Recarga

Mês	Energia Comprada (kWh)	Energia Vendida (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Custo Total da Energia (R\$)
Janeiro	208.842,00	0,0	208.842,00	468,0	R\$ 79.838,00
Fevereiro	187.028,00	0,0	187.028,00	474,0	R\$ 70.276,00
Março	208.627,00	0,0	208.627,00	467,0	R\$ 77.837,00
Abril	201.010,00	0,0	201.010,00	468,0	R\$ 74.764,00
Mai	208.426,00	0,0	208.426,00	468,0	R\$ 87.477,00
Junho	201.242,00	0,0	201.242,00	476,0	R\$ 82.300,00
Julho	207.753,00	0,0	207.753,00	468,0	R\$ 85.529,00
Agosto	210.441,00	0,0	210.441,00	468,0	R\$ 88.387,00
Setembro	199.947,00	0,0	199.947,00	472,0	R\$ 80.116,00
Outubro	209.073,00	0,0	209.073,00	469,0	R\$ 87.678,00
Novembro	201.474,00	0,0	201.474,00	471,0	R\$ 84.307,00
Dezembro	206.546,00	0,0	206.546,00	470,0	R\$ 75.659,00
Total Anual	2.450.409,00	0,0	2.450.409,00	476,0	R\$ 974.168,00

O CNE da usina solar é igual a R\$0,535/kWh, para uma produção de 2.046kWh/ano e uma potência máxima alcançada igual a 1,17kW. Já o CNE da usina eólica é igual a R\$5,66/kWh para uma produção de 1.007kWh/ano chegando a uma potência máxima de saída igual a 1,82kW. Importante ressaltar que a produção energética anual das fontes renováveis para este caso se faz irrisória em relação à energia anual comprada da concessionária.

5.2.2. Caso Carro Elétrico – V2G

Nesta simulação será permitido que a bateria do carro elétrico recarregue e descarregue ao longo do tempo de permanência no eletroposto, funcionando desta forma hora como carga, hora como fornecedora de energia elétrica. Esta configuração permitiu a redução nos custos de forma geral, quando comparadas à configuração simulada anteriormente, que possibilitava apenas o carregamento do carro elétrico. Os custos referentes ao resultado ótimo desta simulação podem ser vistos na Tabela 26. O consumo total anual contratado é igual a 2.405.054,00 kWh e o custo médio da energia que alimenta a bateria é igual a R\$0,283/kWh.

Tabela 26. Custos Carro Elétrico – V2G

Investimento Inicial (R\$)	COA (R\$/ano)	CPL Total (R\$)	CNE (R\$/kWh)
0,00	1.063.268,00	14.602.799,00	0,498

O fluxo de caixa anual do Caso V2G difere do Caso Carro Elétrico Apenas Recarga devido a diminuição do valor pago pela energia comprada da concessionária, já que a partir desta

configuração, torna-se possível recarregar a bateria do veículo elétrico no posto tarifário fora de ponta e fornecer energia elétrica para a Carga do Bloco E no posto tarifário ponta. O resumo do fluxo de caixa anual para o Caso V2G pode ser visto na Figura 61.

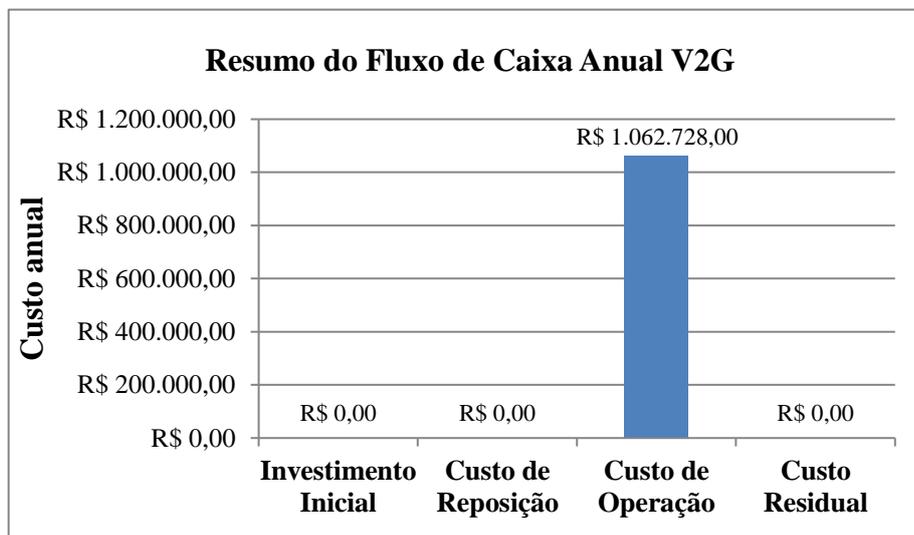


Figura 61. Resumo do Fluxo de Caixa Anual V2G

Os valores discretizados mês a mês de energia comprada, energia vendida, energia líquida, demanda de pico e os custos de energia, podem ser analisados por meio da Tabela 27.

Tabela 27. Dados da Rede Caso V2G

Mês	Energia Comprada (kWh)	Energia Vendida (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Custo Total da Energia (R\$)
Janeiro	204.828,00	0,0	204.828,00	469,0	R\$ 66.355,00
Fevereiro	183.620,00	0,0	183.620,00	475,0	R\$ 58.564,00
Março	204.842,00	0,0	204.842,00	467,0	R\$ 64.951,00
Abril	197.365,00	0,0	197.365,00	469,0	R\$ 62.449,00
Mai	204.357,00	0,0	204.357,00	469,0	R\$ 72.620,00
Junho	197.532,00	0,0	197.532,00	476,0	R\$ 68.743,00
Julho	203.879,00	0,0	203.879,00	468,0	R\$ 71.321,00
Agosto	206.419,00	0,0	206.419,00	468,0	R\$ 73.533,00
Setembro	196.513,00	0,0	196.513,00	473,0	R\$ 67.229,00
Outubro	205.114,00	0,0	205.114,00	470,0	R\$ 72.848,00
Novembro	197.629,00	0,0	197.629,00	471,0	R\$ 70.119,00
Dezembro	202.956,00	0,0	202.956,00	472,0	R\$ 63.355,00
Total Anual	2.405.054,00	0,0	2.405.054,00	476,0	R\$ 812.086,00

Nota-se que os valores mensais de demanda de pico não se alteram em relação ao Caso Carro Elétrico Apenas Recarga, porém, tem-se o deslocamento destes valores de demanda de pico para os horários em que a tarifa é mais barata. A Figura 62 exhibe as curvas da Carga do Bloco E, da energia comprada e da carga e descarga da bateria do carro elétrico. Percebe-se que na

curva da energia comprada cria-se um vale no horário de ponta, que é exatamente o horário em que o veículo elétrico opera como V2G, reduzindo o consumo proveniente da concessionária, e nos demais horários há o aumento da energia vinda da rede, quando o consumo da Carga do Bloco E soma com a recarga do carro elétrico.

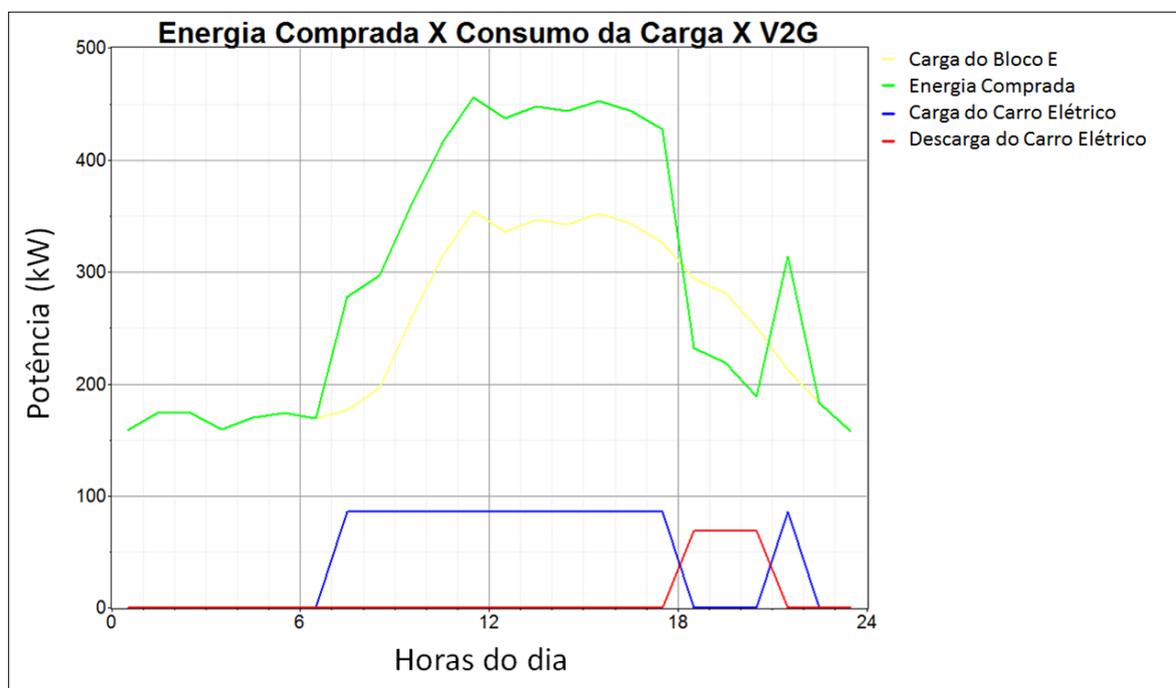


Figura 62. Energia Comprada x Consumo da Carga x V2G

Mais uma vez os custos referentes à introdução das usinas eólica e fotovoltaica quando comparados com os mesmos custos apenas da rede convencional são mais altos, não sendo economicamente vantajosa esta complementação. Os custos referentes à introdução de uma usina fotovoltaica de 1,5kW de potência instalada e de uma turbina eólica de 1,8kW de potência nominal, podem ser observados na Tabela 28 e o resumo do fluxo de caixa anual pode ser analisado na Figura 63.

Tabela 28. Custos de Fornecimento de Energia Elétrica incluídas as Usinas Eólica e Fotovoltaica Caso V2G

Investimento Inicial (R\$)	COA (R\$/ano)	CPL Total (R\$)	CNE (R\$/kWh)
68.115, 00	1.063.987,00	14.680.787,00	0,500

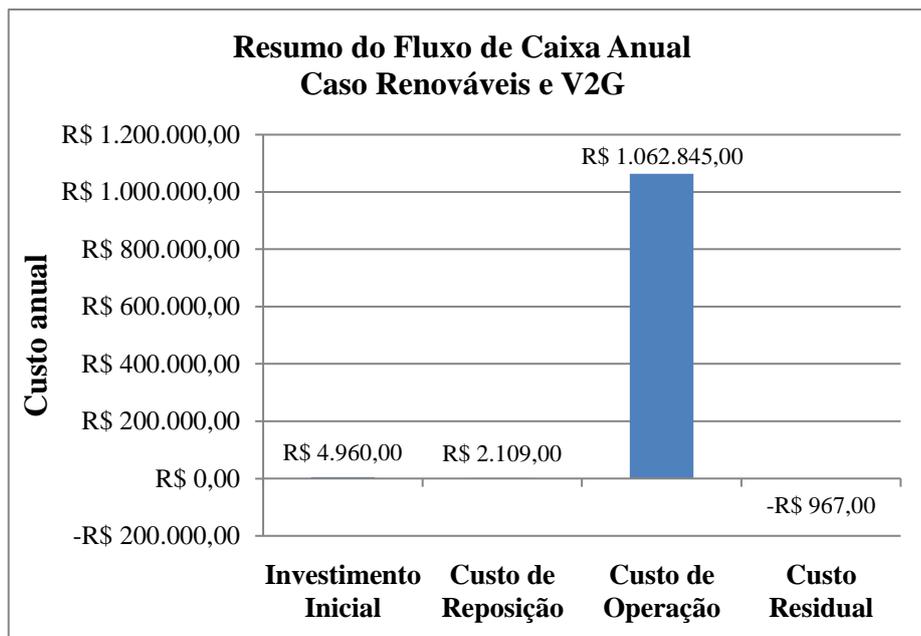


Figura 63. Resumo do Fluxo de Caixa Anual Caso Renováveis e V2G

Os valores discretizados mês a mês de energia comprada, energia vendida, energia líquida, demanda de pico e os custos de energia, podem ser analisados por meio da Tabela 29.

Tabela 29. Dados da Rede Caso Renováveis e V2G

Mês	Energia Comprada (kWh)	Energia Vendida (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Custo Total da Energia (R\$)
Janeiro	204.576,00	0,0	204.576,00	468,0	R\$ 66.287,00
Fevereiro	183.319,00	0,0	183.319,00	474,0	R\$ 58.492,00
Março	204.547,00	0,0	204.547,00	467,0	R\$ 64.875,00
Abril	197.116,00	0,0	197.116,00	468,0	R\$ 62.391,00
Mai	204.161,00	0,0	204.161,00	468,0	R\$ 72.570,00
Junho	197.348,00	0,0	197.348,00	476,0	R\$ 68.689,00
Julho	203.672,00	0,0	203.672,00	468,0	R\$ 71.270,00
Agosto	206.175,00	0,0	206.175,00	468,0	R\$ 73.479,00
Setembro	196.237,00	0,0	196.237,00	472,0	R\$ 67.153,00
Outubro	204.807,00	0,0	204.807,00	469,0	R\$ 72.771,00
Novembro	197.393,00	0,0	197.393,00	471,0	R\$ 70.048,00
Dezembro	202.651,00	0,0	202.651,00	470,0	R\$ 63.286,00
Total Anual	2.402.001,00	0,0	2.402.001,00	476,0	R\$ 811.313,00

O CNE, a produção de energia ao ano e a potência máxima alcançados respectivamente pela usina solar e eólica possuem os mesmos valores supracitados para o caso em que o veículo elétrico apenas recarrega, pois a potência instalada de ambos aqui comparados são as mesmas. No entanto, a possibilidade do veículo elétrico operar como V2G, reduziu de forma global o COA, CPL e CNE quando inseridas uma usina fotovoltaica de 1,5kW de potência instalada e

de uma turbina eólica de 1,8kW de potência nominal em relação à configuração do carro elétrico operando apenas como recarga.

A partir da Tabela 30 observa-se que o acréscimo dos 100 veículos elétricos no caso base, representados pelo aumento da carga geral, resultou no aumento dos custos globais devido ao aumento do consumo da energia elétrica comprada. Sendo a solução ótima para este caso a não inserção das energias renováveis, com a alimentação de todas as cargas feita por meio da energia elétrica da concessionária. Verifica-se, então que os custos globais da inserção das energias renováveis são mais altos do que apenas comprar energia elétrica da rede. Não obstante, quando se permite a possibilidade do carro elétrico operar como V2G encontra-se uma solução ótima com os custos globais menores do que os encontrados no caso base.

Os resultados encontrados com a introdução das energias renováveis, apesar do investimento inicial ser o mesmo para o caso carro elétrico apenas carga e o caso carro elétrico V2G, o COA, CPL e CNE para o caso V2G são mais baratos quando comparados com o caso carro elétrico apenas carga e com o caso base. De modo que, a operação do carro elétrico carregando e fornecendo energia elétrica à rede, favoreceu a inserção das energias renováveis. Contudo, o fornecimento de energia elétrica apenas da rede, com os parâmetros considerados, ainda é a solução que apresenta os custos mais baixos dentre todos os casos simulados.

Tabela 30. Resumo dos Custos Globais Apresentados para os Diferentes Casos

Caso Simulado	Investimento Inicial (R\$)	COA (R\$/ano)	CPL Total (R\$)	CNE (R\$/kWh)
Caso Base	0,00	1.095.808,00	15.049.699,00	0,513
Caso Carro Elétrico Apenas Recarga	0,00	1.282.408,00	17.612.440,00	0,600
Caso Carro Elétrico Apenas Recarga + Renováveis	68.115, 00	1.283.667,00	17.697.846,00	0,603
Caso Carro Elétrico V2G	0,00	1.063.268,00	14.602.799,00	0,498
Caso Carro Elétrico V2G + Renováveis	68.115, 00	1.063.987,00	14.680.787,00	0,500

5.3. Premissas Utilizadas

De forma a maximizar a penetração das fontes energéticas renováveis, eólica e solar, duas premissas são consideradas, de forma independente, até que seja alcançado algum índice de

penetração das fontes solar e eólica. A primeira premissa a ser considerada é a alteração do posto tarifário e a segunda premissa é a alteração da taxa real de juros anual, que serão explicadas em detalhes nos itens seguintes. Todos os outros parâmetros serão mantidos como simulados anteriormente.

Para este estudo utilizar-se-á a configuração do veículo elétrico V2G, caso em que o carro elétrico opera como carga e como fornecedor de energia elétrica. Tendo o referido caso possibilitado à redução nos custos obtidos quando comparado com os custos obtidos no caso em que o veículo elétrico opera apenas como carga, este caso será usado como base para viabilizar uma maior penetração das usinas eólica e solar.

5.3.1. Premissa um: Alteração do Posto Tarifário

De acordo com a ANEEL [105] uma mesma distribuidora de energia elétrica pode aplicar diferentes postos tarifários de ponta e fora de ponta em decorrência das características operacionais de cada localidade de concessão ou pela necessidade de estimular a mudança do perfil de carga de uma unidade consumidora específica. De forma que, pode-se estabelecer um posto tarifário ponta específico, desde que anuído pelo consumidor em questão.

O fator que define o horário de ponta de cada concessionária de energia elétrica está intrinsecamente relacionado com a curva de carga da maioria dos consumidores da área de concessão. No horário em que há maior consumo define-se a tarifária de maior valor, de modo a induzir o consumidor a gastar menos energia elétrica naquele horário, reduzindo desta forma o valor de demanda de pico e atuando diretamente no gerenciamento do perfil de carga, conseqüentemente facilitando o gerenciamento e a otimização da curva de carga geral do sistema controlado pela concessionária de energia elétrica local.

Analisando o perfil de carga estudado neste trabalho, a partir da Figura 20, nota-se que o período de maior consumo encontra-se entre as 10h e às 17h, sendo o pico às 15h. A Figura 64 exhibe a frequência com que o consumo atinge os valores mais altos ao longo do ano e em quais horários o evento acontece.

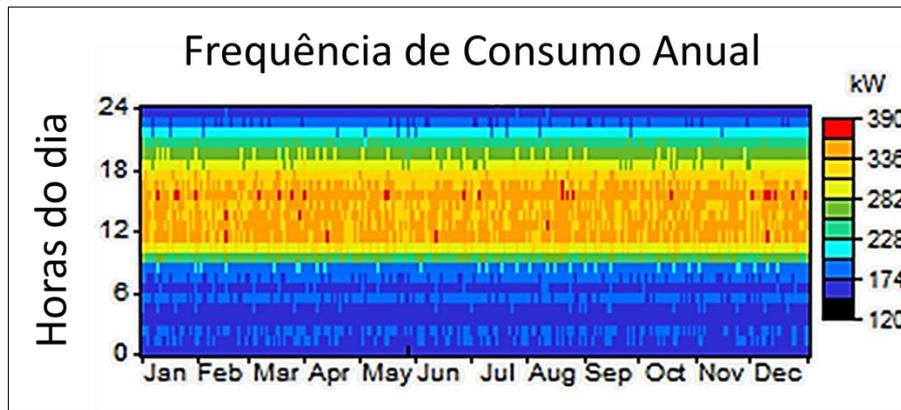


Figura 64. Frequência de Consumo Anual

Baseando-se nestas informações, propõe-se a alteração do horário do posto tarifário ponta para o intervalo entre 15h e 17h, período de 3 horas consecutivas diárias, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, horário com a frequência de maior valor de potência. Ficando definido o horário fora de ponta, todos os demais horários. A Figura 65 exhibe as divisões, horária e por período do ano, supracitadas de forma esquemática.

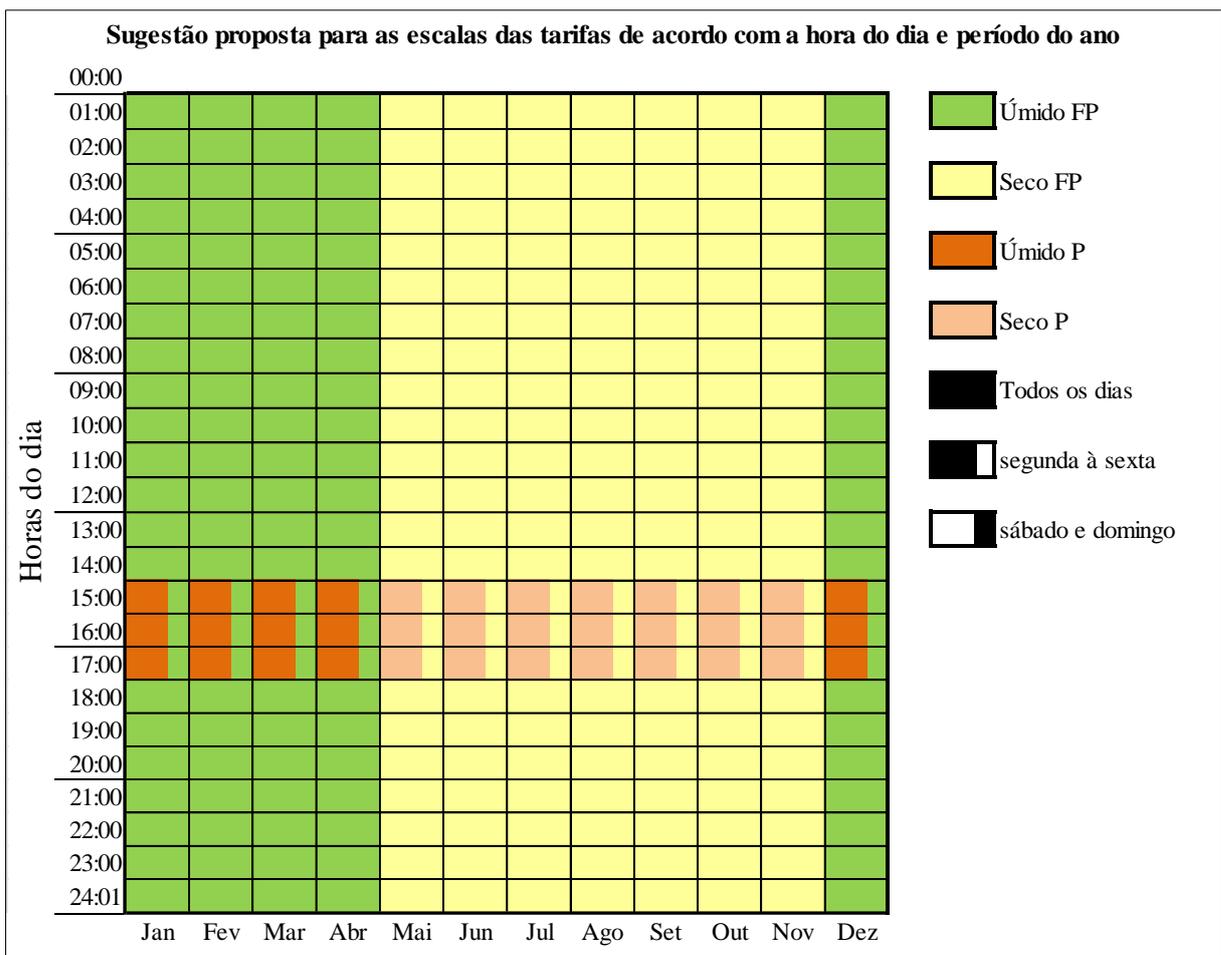


Figura 65. Sugestão proposta para as escalas das tarifas de acordo com a hora do dia e o período do ano

Para esta simulação o *software* escolheu a introdução de uma usina solar de 550kWp de potência instalada, como solução ótima, com uma produção de energia estimada em 750.031kWh/ano. De modo que, a produção anual é estimada no valor de 2.369.269kWh, a usina solar responsabiliza-se por 31,7% da produção anual, enquanto a rede convencional é responsável pelos 68,3% restantes, iguais a 1.619.238kWh/ano. O CNE da usina solar é igual a R\$0,378/kWh e o custo médio da energia que alimenta a bateria é igual a R\$0,266/kWh. Os custos referentes ao resultado ótimo desta simulação podem ser vistos na Tabela 31 e o resumo do fluxo de caixa anual para o posto tarifário ponta entre 15h e 17h pode ser visto na Figura 66. Deve ser observado que a potência instalada da usina solar fotovoltaica, caracterizada como micro ou minigeração distribuída, fica limitada à potência disponibilizada para abastecimento das cargas provenientes da rede elétrica principal. Para a instalação de uma central geradora com potência maior que a demanda de carga contratada, se faz necessário a solicitação do aumento da potência disponibilizada pela concessionária de energia elétrica, sendo dispensado o efetivo aumento da carga instalada [26].

Tabela 31. Custos Inserção Usina Solar para Posto Tarifário Ponta entre 15h e 17h

Investimento Inicial (R\$)	COA (R\$/ano)	CPL Total (R\$)	CNE (R\$/kWh)
3.421.000,00	891.766,00	15.668.413,00	0,532

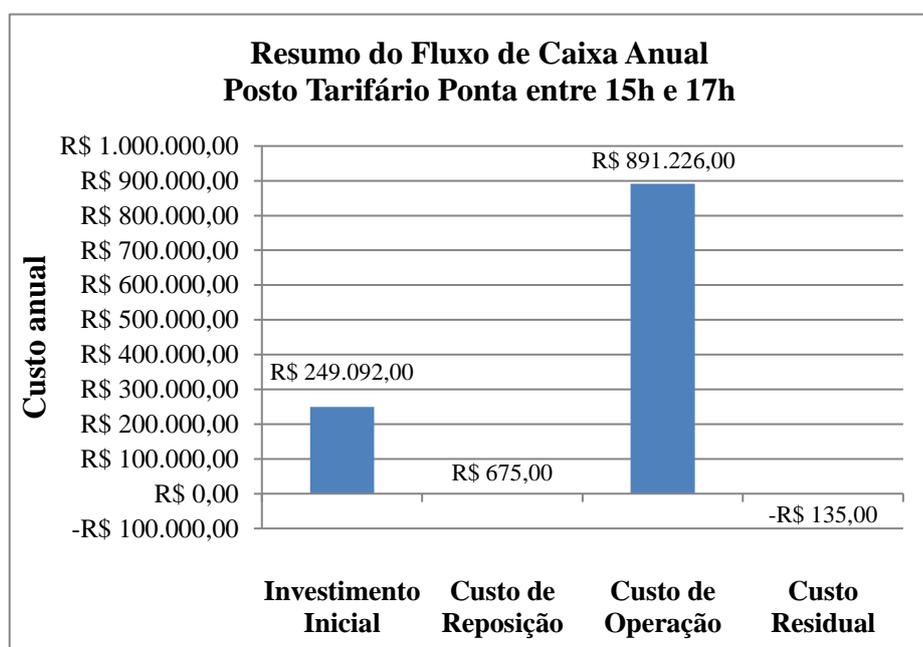


Figura 66. Resumo do Fluxo de Caixa Posto Tarifário Ponta entre 15h e 17h

Os valores discretizados mês a mês de energia comprada, energia vendida, energia líquida, demanda de pico e os custos de energia, podem ser analisados por meio da Tabela 32.

Tabela 32. Dados da Rede Posto Tarifário Ponta entre 15h e 17h

Mês	Energia Comprada (kWh)	Energia Vendida (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Custo Total da Energia (R\$)
Janeiro	147.454,00	262,0	147.192,00	432,0	R\$ 48.442,00
Fevereiro	117.825,00	1.280,0	116.545,00	452,0	R\$ 36.452,00
Março	129.762,00	883,0	128.879,00	407,0	R\$ 38.202,00
Abril	133.101,00	319,0	132.782,00	417,0	R\$ 46.693,00
Mai	146.416,00	249,0	146.166,00	434,0	R\$ 62.623,00
Junho	149.499,00	110,0	149.390,00	433,0	R\$ 62.561,00
Julho	148.478,00	61,0	148.418,00	433,0	R\$ 61.613,00
Agosto	126.977,00	1.416,0	125.561,00	414,0	R\$ 54.895,00
Setembro	129.367,00	1.284,0	128.083,00	429,0	R\$ 53.118,00
Outubro	125.226,00	940,0	124.286,00	411,0	R\$ 52.972,00
Novembro	141.303,00	294,0	141.008,00	427,0	R\$ 53.478,00
Dezembro	123.830,00	634,0	123.196,00	406,0	R\$ 40.269,00
Total Anual	1.619.238,00	7.732,0	1.611.506,00	452,0	R\$ 611.318,00

Ressalta-se nesta configuração uma redução anual na demanda de pico máxima de 5% e um valor médio de demanda de pico igual a 428kW, que representa uma redução média de 8,8%. A energia comprada da rede convencional, comparada ao Caso Carro Elétrico – V2G, sofreu uma redução em torno de 33%. Registra-se, no horário de pico da geração pela usina solar, uma potência de geração maior do que a potência da curva de consumo, como mostra a Figura 67, o que possibilita, no período entre 10h e 15h, um abastecimento das cargas do Bloco E e a recarga da bateria do carro elétrico proveniente da usina solar, reduzindo consideravelmente o consumo de energia elétrica da rede convencional. Já nos momentos em que a usina solar não está gerando, a partir das 18h, tem-se o consumo somente pela rede convencional.

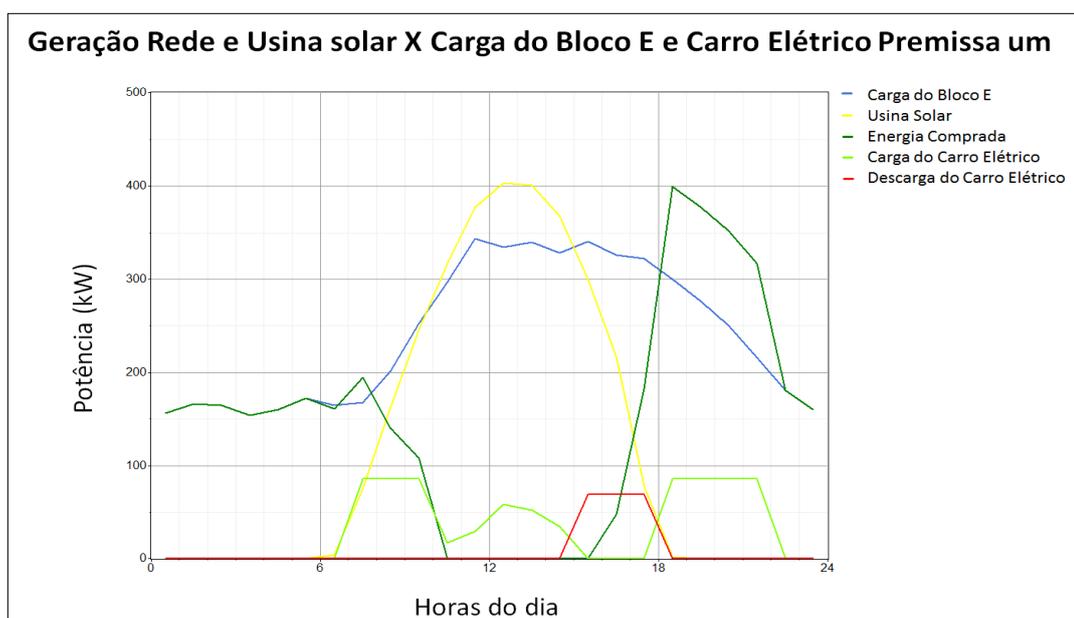


Figura 67. Geração Rede e Usina Solar x Carga do Bloco E e Carro Elétrico Premissa um

5.3.2. Premissa dois: Alteração da Taxa de Desconto

Partindo do Caso Carro Elétrico – V2G, é alterada a taxa real de juros anual até que haja a escolha ótima envolvendo uma das fontes energéticas renováveis. A primeira penetração ocorre com a taxa real de juros no valor de 0% a.a., baseada na previsão de inflação de 4,5% a.a. e uma taxa de juros nominal de 4,5% a.a. Para a qual, têm-se a introdução de uma usina solar fotovoltaica de 40kWp de potência instalada, com uma produção de energia estimada em 54.548kWh/ano. De modo que, a produção anual é estimada no valor de 2.405.054kWh, a usina solar responsabiliza-se por 2,3% da produção anual, enquanto a rede convencional é responsável pelos 97,7% restantes, iguais a 2.350.506kWh/ano. O CNE gerada pela usina solar é igual a R\$0,256/kWh e o custo médio da energia que alimenta a bateria é igual a R\$0,283/kWh. Os custos referentes ao resultado ótimo desta simulação podem ser vistos na Tabela 33. O resumo do fluxo de caixa anual para a taxa real de juros no valor de 0% a.a. pode ser visto na Figura 68 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Tabela 33. Custos Inserção Usina Solar para Taxa Real de Juros igual a 0% a.a.

Investimento Inicial (R\$)	COA (R\$/ano)	CPL Total (R\$)	CNE (R\$/kWh)
279.200,00	1.052.028,00	26.579.888,00	0,497



Figura 68. Resumo do Fluxo de Caixa Taxa Real de Juros no Valor de 0% a.a.

Os valores discretizados mês a mês de energia comprada, energia vendida, energia líquida, demanda de pico e os custos de energia, podem ser analisados por meio da Tabela 34.

Tabela 34. Dados da Rede Taxa Real de Juros no Valor de 0% a.a.

Mês	Energia Comprada (kWh)	Energia Vendida (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Custo Total da Energia (R\$)
Janeiro	200.736,00	0,0	200.736,00	461,0	R\$ 65.580,00
Fevereiro	179.031,00	0,0	179.031,00	454,0	R\$ 57.704,00
Março	199.621,00	0,0	199.621,00	459,0	R\$ 63.974,00
Abril	192.965,00	0,0	192.965,00	461,0	R\$ 61.627,00
Mai	200.373,00	0,0	200.373,00	468,0	R\$ 71.799,00
Junho	194.171,00	0,0	194.171,00	471,0	R\$ 68.051,00
Julho	200.010,00	0,0	200.010,00	459,0	R\$ 70.524,00
Agosto	200.955,00	0,0	200.955,00	458,0	R\$ 72.407,00
Setembro	191.851,00	0,0	191.851,00	464,0	R\$ 66.268,00
Outubro	199.599,00	0,0	199.599,00	460,0	R\$ 71.712,00
Novembro	193.721,00	0,0	193.721,00 </td <td>457,0</td> <td>R\$ 69.314,00</td>	457,0	R\$ 69.314,00
Dezembro	197.473,00	0,0	197.473,00	465,0	R\$ 62.327,00
Total Anual	2.350.506,00	0,0	2.350.506,00	471,0	R\$ 801.288,00

Com a penetração da energia solar, observa-se por meio da Figura 69, que o momento de recarga da bateria do carro elétrico coincide com o momento de geração da usina solar, que apesar de ser 2,3% da produção total de energia elétrica, conseguiu reduzir 1% da demanda de pico máxima em relação aos casos anteriores com a inserção do carro elétrico. Além disso, foi possível uma redução do consumo no posto tarifário ponta através do fornecimento da energia elétrica armazenada na bateria do veículo elétrico.

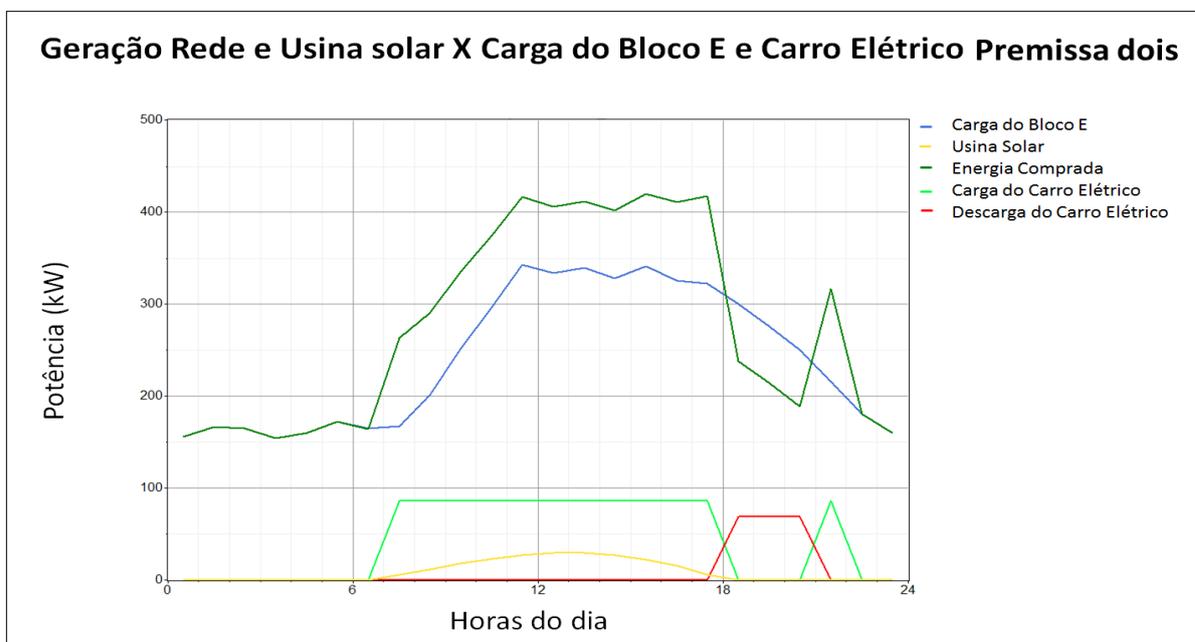


Figura 69. Geração Rede e Usina solar X Carga do Bloco E e Carro Elétrico Premissa dois

Entretanto, para que haja a penetração, além da usina solar, da usina eólica, se faz necessário reduzir de forma mais acentuada a taxa real de juros para o valor de -2% a.a., baseada na previsão de inflação de 4,5% a.a. e uma taxa de juros nominal de 2,41% a.a. Para a qual, têm-se a introdução de uma usina solar fotovoltaica de 700kWp de potência instalada e uma turbina eólica de 1,8kW de potência nominal. A produção anual total é equivalente a 2.428.073kWh/ano, sendo a rede convencional responsável por 1.472.480kWh/ano, a usina solar por 954.585kWh/ano e a usina eólica por 1.007kWh/ano, com 60,65%, 39,31% e 0,04%, respectivamente, como mostra a Tabela 35. A Figura 70 exhibe a divisão mensal da potência por fonte energética. Como já comentado no item 5.3.1, a potência instalada das usinas eólica e solar, caracterizadas como microgeração ou minigeração, permanecem limitadas a potência disponibilizada pela rede principal, sendo necessário solicitar o aumento da demanda de carga com a concessionária local, sendo dispensado o aumento da carga instalada, para a adequação da potência instalada das centrais geradoras [26].

Tabela 35. Produção por Fonte Energética

Fonte Energética	kWh/ano	%
Usina Solar	954.585,00	39,31
Usina Eólica	1.007,00	0,04
Rede Convencional	1.472.480,00	60,65
Total Produzido	2.428.073,00	100,00

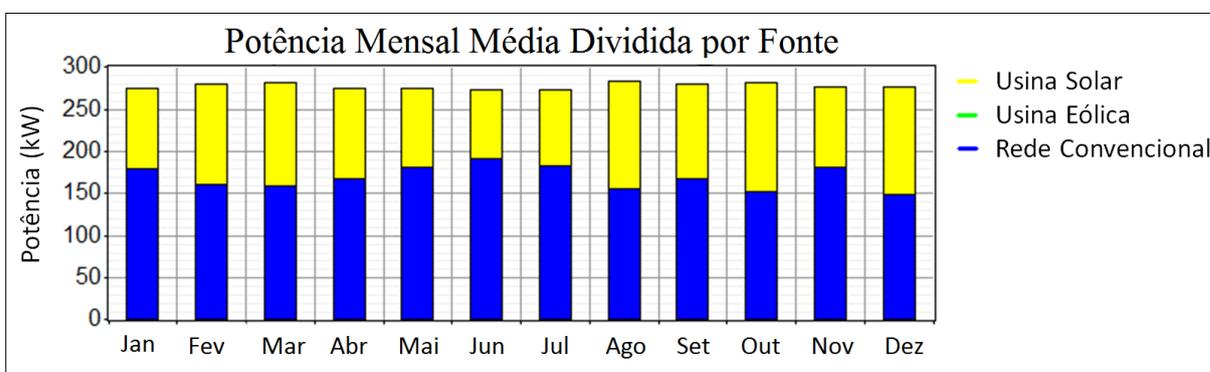


Figura 70. Potência Mensal Média Dividida por Fonte Energética

Para esta taxa, o CNE gerada pela usina solar é igual a R\$0,184/kWh, para a usina eólica é igual a R\$3,17/kWh e custo médio da energia que alimenta a bateria é igual a R\$0,236/kWh. Os custos referentes ao resultado ótimo desta simulação podem ser vistos na Tabela 36. O resumo do fluxo de caixa anual para a taxa real de juros no valor de -2% a.a. pode ser visto na Figura 71.

Tabela 36. Custos Inserção Usina Solar e Usina Eólica para Taxa Real de Juros igual a -2% a.a.

Investimento Inicial (R\$)	COA (R\$/ano)	CPL Total (R\$)	CNE (R\$/kWh)
4.408.900,00	896.601,00	33.866.616,00	0,457

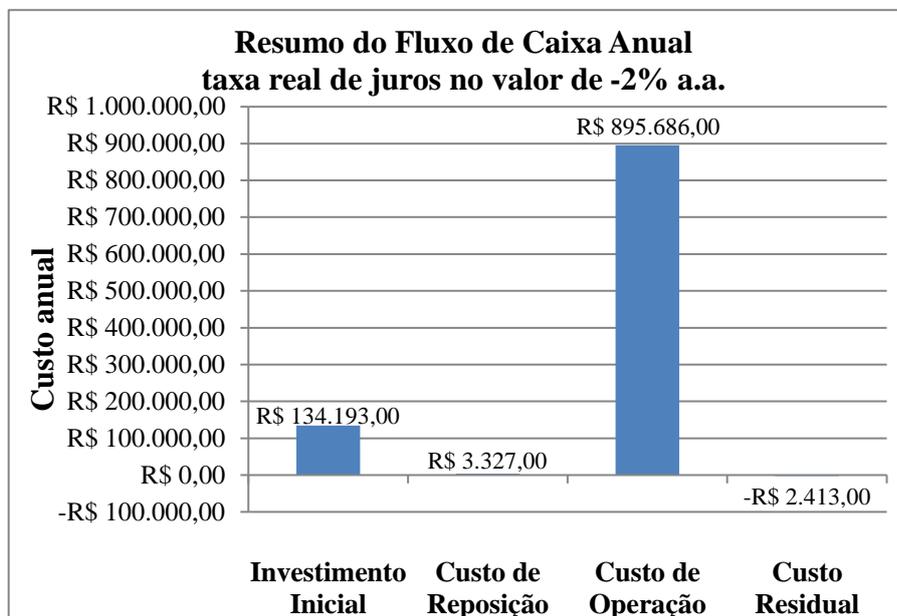


Figura 71. Resumo do Fluxo de Caixa taxa real de juros no valor de -2% a.a.

Os valores discretizados mês a mês de energia comprada, energia vendida, energia líquida, demanda de pico e os custos de energia, podem ser analisados por meio da Tabela 37.

Tabela 37. Dados da Rede Taxa Real de Juros no Valor de -2% a.a.

Mês	Energia Comprada (kWh)	Energia Vendida (kWh)	Energia Líquida (kWh)	Demanda de Pico (kW)	Custo Total da Energia (R\$)
Janeiro	132.677,00	2.819,00	129.858,00	447,0	R\$ 52.585,00
Fevereiro	107.454,00	10.220,00	97.234,00	452,0	R\$ 42.559,00
Março	117.414,00	11.686,00	105.727,00	414,0	R\$ 47.105,00
Abril	120.627,00	9.297,00	111.330,00	442,0	R\$ 46.433,00
Mai	134.017,00	9.219,00	124.799,00	450,0	R\$ 56.221,00
Junho	137.074,00	6.363,00	130.710,00	448,0	R\$ 54.962,00
Julho	135.625,00	6.726,00	128.899,00	444,0	R\$ 55.866,00
Agosto	115.125,00	16.936,00	98.189,00	439,0	R\$ 51.234,00
Setembro	119.795,00	14.825,00	104.970,00	449,0	R\$ 48.352,00
Outubro	113.169,00	18.240,00	94.929,00	441,0	R\$ 50.136,00
Novembro	129.792,00	6.962,00	122.830,00	429,0	R\$ 54.688,00
Dezembro	109.712,00	6.119,00	103.593,00	431,0	R\$ 44.730,00
Total Anual	1.472.480,00	119.411,00	1.353.069,00	452,0	R\$ 604.873,00

Por meio da Figura 72 vê-se que a geração de energia elétrica da usina solar opera dentro do período de 6h as 18h e pela Figura 73 vê-se que a usina eólica opera em horários variados,

sendo a maior parte da geração dentro do período de 12h as 18h. Devido a potência instalada da usina solar ser significativamente maior do que a potência instalada da usina eólica, tem-se que a usina solar atinge uma potência máxima no valor de 544kW, enquanto que a usina eólica atinge uma potência máxima de 1,82kW. Desta forma, a contribuição da energia elétrica gerada pelo vento, na geração total de energias renováveis, é irrisória.

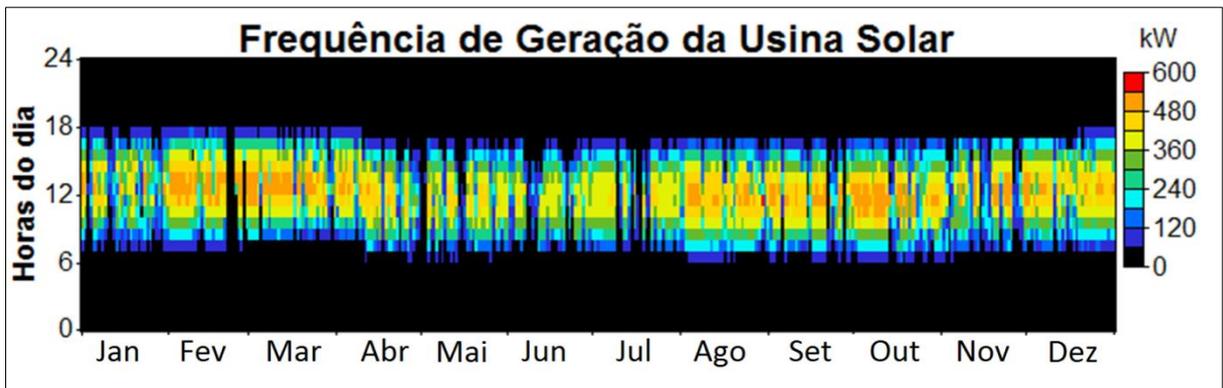


Figura 72. Frequência de Geração da Usina Solar

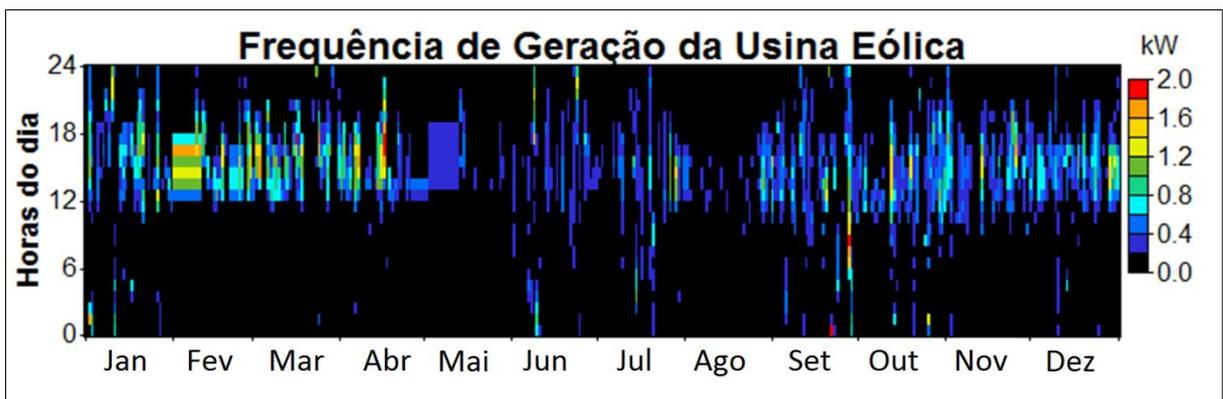


Figura 73. Frequência de Geração da Usina Eólica

Alcançou-se nesta configuração uma redução na demanda de pico máxima de 5% e um valor médio de demanda de pico igual a 443kW, que representa uma redução média de 5,6%. A energia comprada da rede convencional, comparada ao Caso Carro Elétrico – V2G, sofreu uma redução entorno de 40% e têm-se registrado neste caso a geração de energia elétrica pela usina solar maior do que a energia elétrica consumida pelo Bloco E e pela carga da bateria do carro elétrico, como mostra a Figura 74, gerando crédito de energia elétrica no sistema de compensação de crédito pela energia excedente injetada na rede convencional, reduzindo assim, o custo total pago pela energia elétrica proveniente da rede convencional.

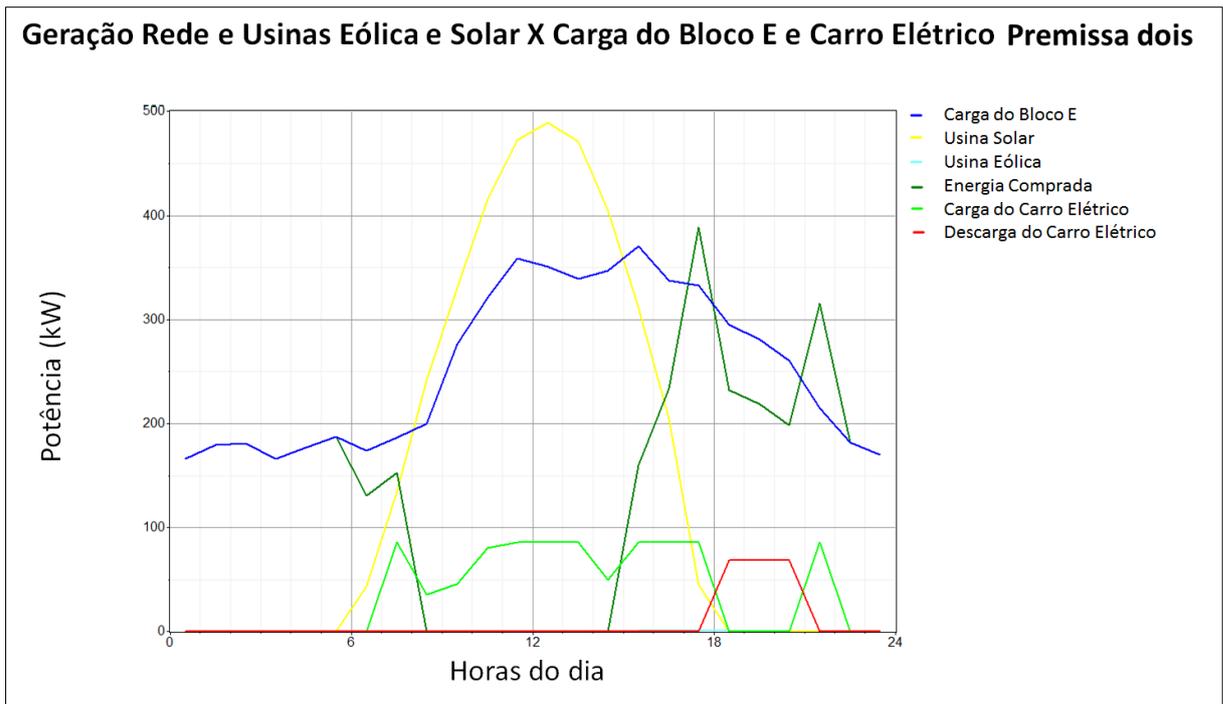


Figura 74. Geração Rede e Usinas Eólica e Solar X Carga do Bloco E e Carro Elétrico Premissa dois

A partir da Tabela 38 é possível analisar os diferentes valores de energia comprada, energia vendida, energia líquida, demanda de pico e os custos de energia dos casos apresentados neste capítulo. Comparando os valores de energia comprada dos diversos casos simulados, tem-se o menor valor de energia elétrica comprada da rede convencional no caso em que se reduz a taxa real de juros para o valor de -2% a.a., igual a 1.472.480,00kWh/ano, seguido do caso em que o horário do posto tarifário é alterado para 15h às 17h, com valor igual a 1.619.238,00kWh. Em todos os outros casos simulados a energia elétrica comprada aumenta em relação ao Caso Base, devido ao acréscimo dos carros elétricos à Carga do Bloco E.

Sequencialmente, o custo total da energia associado à energia elétrica comprada se comporta de forma semelhante, sendo o menor valor para o caso em que se reduz a taxa real de juros para -2% a.a., igual a R\$604.873,00, seguido pelo caso em que o horário do posto tarifário é alterado para 15h às 17h, igual a R\$611.318,00. Já para os outros casos simulados, há uma redução no custo total da energia comprada em relação ao caso base, exceto para os casos em que o veículo elétrico opera apenas como carga e em que tem-se o veículo elétrico operando apenas como carga acrescido das energias renováveis, solar e eólica, nos quais há um aumento para R\$974.942,00 e R\$974.168,00, respectivamente.

Tabela 38. Resumo dos Dados da Rede Apresentados para os Diferentes Casos

Caso	Energia Comprada (kWh/ano)	Energia Vendida (kWh/ano)	Energia Líquida (kWh/ano)	Demanda de Pico (kW)	Custo Total da Energia (R\$/ano)
Base	2.137.074,00	0,0	2.137.074,00	385,0	858.189,00
Carro Elétrico Apenas Carga	2.453.461,00	0,0	2.453.461,00	476,0	974.942,00
Carro Elétrico Apenas Carga +ER	2.450.409,00	0,0	2.450.409,00	476,0	974.168,00
Carro Elétrico V2G	2.405.054,00	0,0	2.405.054,00	476,0	812.086,00
Carro Elétrico V2G + ER	2.402.001,00	0,0	2.402.001,00	476,0	811.313,00
Premissa Posto tarifário	1.619.238,00	7.732,0	1.611.506,00	452,0	611.318,00
Premissa 0% a.a.	2.350.506,00	0,0	2.350.506,00	471,0	801.288,00
Premissa -2% a.a.	1.472.480,00	119.411,0	1.353.069,00	452,0	604.873,00

No que diz respeito à energia vendida, os únicos casos que possuem excedente energético para participar do sistema de compensação de crédito são os casos em que se simulou a alteração do posto tarifário e a alteração na taxa real de juros para o valor de -2% a.a., com os valores de 7.732,0kWh/ano e 119.411,0kWh/ano, respectivamente. Considerando os outros casos, observa-se uma geração de energia elétrica proveniente das fontes de energia alternativa menor do que a energia consumida pelo somatório de cargas e a energia armazenada nas baterias do carro elétrico que serve para alimentar a Carga do Bloco E no posto tarifário ponta, fornece energia elétrica de forma paralela à rede convencional, não gerando assim nenhuma energia elétrica excedente para ser exportada para a rede da concessionária. Portanto, apenas para os dois casos supracitados que possuem energia vendida, haverá diferença entre a energia comprada e a energia líquida, que é o resultado da subtração entre a energia comprada e a energia vendida.

Seguidamente, para os valores de demanda de pico, nenhum dos casos conseguiu reduzir o valor máximo de potência registrado ao longo do ano no Caso Base, que foi 385kWp. Com o acréscimo dos 100 carros elétricos nota-se o aumento deste valor, tanto para o caso carro elétrico apenas carga quanto para o caso carro elétrico V2G. De modo que, a complementação irrisória das fontes energéticas renováveis não afetou a demanda de pico destes casos. Somente quando foram alteradas as premissas da taxa real de juros e do posto tarifário é que se obteve uma redução de 5% para os casos da alteração do posto tarifário para 15h às 17h e

alteração da taxa real de juros para o valor de -2% a.a. e uma redução de 1% para o caso da alteração da taxa real de juros para o valor de 0% a.a.

Acompanhando os custos específicos de cada fonte energética em cada simulação, por meio da Tabela 39, verifica-se que o CNE Solar e Eólica, no primeiro caso em que ambas as fontes são consideradas, são relativamente altos quando comparados ao custo da energia elétrica proveniente da rede convencional no posto tarifário fora de ponta, momento no qual as fontes renováveis operam. Mesmo com o valor de demanda fixa por mês da concessionária acrescido aos custos da energia elétrica gasta, os custos das fontes permanecem mais altos, justificando a inviabilidade econômica da inserção da Energia Solar e Eólica. Apenas após as premissas de alteração dos postos tarifários e alteração da taxa real de juros para o valor de 0% a.a. obteve-se o CNE solar reduzido ao passo de viabilizar economicamente a inserção da fonte. Entretanto foi necessário reduzir de forma mais drástica o valor da taxa real de juros para -2% a.a. no intuito de obter um CNE eólica mais baixo, viabilizando somente uma pequena usina. Ainda assim, nota-se que o CNE eólica permanece alto em relação aos outros custos da mesma simulação.

Tabela 39. Resumo dos Custos de Cada Fonte

Caso	Custos de Cada Fonte							
	Rede					CNE Solar (R\$/kWh)	CNE Eólica (R\$/kWh)	Custo Médio da Energia da Bateria (R\$/kWh)
	Ponta (R\$/kWh)		Fora de Ponta (R\$/kWh)		Demanda (R\$/kW/mês)			
	Úmido	Seco	Úmido	Seco				
Base	2,123	2,335	0,187	0,206	29,08	-	-	-
Carro Elétrico Apenas Recarga	2,123	2,335	0,187	0,206	29,08	-	-	0,526
Carro Elétrico Apenas Recarga + ER	2,123	2,335	0,187	0,206	29,08	0,535	5,66	0,526
Carro Elétrico V2G	2,123	2,335	0,187	0,206	29,08	-	-	0,283
Carro Elétrico V2G + ER	2,123	2,335	0,187	0,206	29,08	0,535	5,66	0,283
Premissa Posto tarifário	2,123	2,335	0,187	0,206	29,08	0,378	-	0,266
Premissa 0% a.a.	2,123	2,335	0,187	0,206	29,08	0,256	-	0,283
Premissa -2% a.a.	2,123	2,335	0,187	0,206	29,08	0,184	3,17	0,236

A partir da Tabela 40 é possível verificar e comparar o índice de penetração, a potência instalada e a produção anual das fontes renováveis de energia elétrica, dos diferentes casos simulados.

Tabela 40. Resumo do Índice de Penetração, Potência Instalada e Produção Anual das Fontes Renováveis nos Diferentes Casos

Caso	Índice de Penetração (%)		Potência Instalada do Sistema (kW)		Produção Anual (kWh/ano)	
	Energia Solar	Energia Eólica	Energia Solar	Energia Eólica	Energia Solar	Energia Eólica
Base	-	-	-	-	-	-
Carro Elétrico Apenas Recarga	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carro Elétrico Apenas Recarga +ER	0,08	0,04	1,5	1,8	2.046,0	1.007,0
Carro Elétrico V2G	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carro Elétrico V2G + ER	0,09	0,04	1,5	1,8	2.046,0	1.007,0
Premissa Posto tarifário	31,7	0,0	550,0	0,0	750.031,0	0,0
Premissa 0% a.a.	2,3	0,0	40,0	0,0	54.548,0	0,0
Premissa -2% a.a.	39,3	0,04	700,0	1,8	954.585,0	1.007,0

6. Conclusões

O estudo desenvolvido ao longo deste trabalho foi baseado na integração da penetração dos veículos elétricos, a partir das tendências mundiais de eletrificação do setor de transporte, e da geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis e limpas, dentro do conceito de geração e armazenamento distribuído, como solução potencial para os problemas ocasionados pelo alto consumo de petróleo e derivados. A partir dessa proposição, foi apresentado o estudo de caso dentro do ambiente da UFF, o qual contemplou a otimização entre as fontes de geração de energia elétrica proveniente da energia solar e eólica conectadas à rede elétrica principal, de modo a abastecer de forma paralela as cargas presentes na universidade somadas a uma frota de 100 carros elétricos.

Analisaram-se, inicialmente, três configurações distintas: (1) caso base, configuração da situação atual do local para obtenção dos parâmetros de referência; (2) caso carro elétrico – apenas recarga, o qual englobou a disponibilização das energias renováveis solar e eólica e a inserção da frota de carros elétricos operando apenas para recarga; e (3) caso carro elétrico – V2G, o qual consistiu na mesma configuração do caso carro elétrico – apenas recarga acrescido da possibilidade de operação do veículo fornecendo energia elétrica para a rede principal ou para alimentação das cargas locais. Para cada configuração foram classificadas as soluções conforme o menor valor do CPL e obteve-se uma solução ótima de despacho das fontes e alimentação das cargas, de acordo com a viabilidade econômica de cada uma, determinada por meio de simulação pelo *software* Homer Energy. Após a obtenção do resultado ótimo em cada caso simulado foi feita a comparação entre ambos verificando o caso mais viável segundo os menores custos registrados.

Dentre os três casos, o terceiro, no qual o veículo elétrico opera como V2G, foi o que resultou na solução ótima com os menores custos globais, superando inclusive o caso base. O segundo caso, em que o veículo elétrico opera apenas como recarga, registrou os custos mais altos, devido a sua operação ser representada pelo aumento da carga local. No entanto, ambos não contemplaram a inserção da geração de energia elétrica pelas fontes solar e eólica, de modo que, economicamente, a inserção dos veículos elétricos não viabiliza a penetração das fontes renováveis de energia elétrica, no modelo estudado e descrito nesta dissertação. Embora o carro elétrico utilizado como V2G favoreça as condições, as mesmas ainda não são suficientes devido aos altos custos obtidos.

Para que fosse possível viabilizar economicamente a inserção das fontes renováveis de geração de energia elétrica, solar e eólica, foram propostas duas alternativas. Primeiramente foi proposta a alteração do horário do posto tarifário, de acordo com o melhor gerenciamento da curva de carga atendida. De modo que, a partir de um melhor gerenciamento da curva de demanda de cada unidade consumidora, por parte da concessionária, adequando o posto tarifário para o horário em que o consumo de energia elétrica seja maior. Para os casos em que se faz possível coincidir o momento de maior demanda de carga, maior custo da energia elétrica proveniente da rede com o horário de geração da usina solar fotovoltaica, obtém-se o incentivo necessário para viabilizar economicamente a tecnologia, resultando no aumento do índice de penetração da energia solar fotovoltaica. No entanto, não houve modificação para o resultado do índice de penetração da energia eólica. Propôs-se, então, a alteração da taxa de desconto, baseado em melhores condições de financiamento. Verificou-se que à medida que as condições de financiamento encontradas no mercado se aperfeiçoem de acordo com as condições da tecnologia, proveniente de um mercado mais robusto e desenvolvido, a viabilidade econômica das fontes aumenta, viabilizando um maior índice de penetração da energia solar fotovoltaica e da energia eólica.

Após a obtenção dos resultados ótimos, com a inclusão das energias renováveis alternativas, nota-se que a fonte de energia solar atingiu um índice de penetração maior do que a fonte de energia eólica. O referido fato se deve principalmente ao potencial energético local, o qual possui condições mais favoráveis de radiação solar do que de velocidade do vento, beneficiando a energia solar fotovoltaica. Assim, as condições menos favoráveis de velocidade de vento contribuem diretamente com os custos mais altos por energia elétrica gerada, quando comparadas as duas tecnologias. Outrossim, a tecnologia de geração da energia solar fotovoltaica se encontra mais difundida em relação a energia eólica para a aplicação de instalações de microgeração e minigeração distribuída no Brasil, o que reduz os custos de investimento inicial da energia solar, devido a consolidação de mercado que proporciona uma maior economia de escala, maior concorrência entre os instaladores e maior conhecimento da tecnologia por parte dos consumidores investidores.

Por fim, embora as etapas realizadas demonstrem ainda a necessidade de algumas alterações no cenário geral do estudo de caso para que a implementação das fontes de energia renováveis, solar e eólica, seja viável economicamente, a associação dos veículos elétricos acrescentou fortes fatores agregadores de incentivo às tecnologias. Subsidiando, desta forma, a sinergia entre ambos, por meio da possibilidade de armazenamento da energia elétrica

gerada para posterior consumo, de acordo com o melhor gerenciamento para abastecimento da demanda de carga. Assim como, a geração de eletricidade de forma limpa e renovável permite ao veículo elétrico a redução significativa da emissão de gases poluentes por parte do setor de transporte, contribuindo de forma efetiva com a mitigação dos problemas advindos da poluição ao meio ambiente, além de complementar o sistema elétrico no abastecimento desta nova demanda de carga. A aplicação prática deste estudo de caso incentiva a aquisição de veículos elétricos pelas pessoas que não tem disponibilidade de recarga dos mesmos em ambiente próprio, a partir da possibilidade de recarga no local de trabalho ou estudo, auxiliando assim o desenvolvimento do mercado de veículos elétricos.

6.1. Sugestões para Trabalhos Futuros

Este trabalho foi desenvolvido em torno da potencial associação das fontes renováveis de geração de energia elétrica, solar e eólica, e sua utilização para abastecimento dos veículos elétricos, dentro do cenário da UFF, o qual possui suas particularidades. No entanto, se faz válido explorar outros cenários com características diversas, variando a modalidade tarifária, a curva de carga demandada e o potencial energético aproveitado, de maneira a verificar a viabilidade da referida associação e das tecnologias envolvidas de forma independente, em diferentes localidades.

Sugere-se, também, analisar de forma mais aprofundada o impacto técnico da inserção das fontes alternativas de energia e do carregamento da frota de veículos elétricos na rede da concessionária, bem como, as modificações necessárias na infraestrutura da rede elétrica principal para adaptação da implementação da geração e do armazenamento distribuídos, de acordo com as normas vigentes. Igualmente, indica-se considerar um estudo futuro entorno da relação entre o proprietário do veículo elétrico e o uso do mesmo operando como V2G, correlacionando as vantagens e desvantagens dessa utilização para o dono do veículo.

Referências Bibliográficas

- [1] MME e EPE, “Balanço Energético Nacional 2015 - ano base 2014”, Brasil, Relatório Final, 2015.
- [2] IEA, “Key World Energy Statistics 2015”, 2015.
- [3] R. W. C. Silva e B. L. Paula, “Causa do aquecimento global: antropogênica versus natural”, p. 42–49, 2009.
- [4] Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, *Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*, vol. III. Brasília, Brasil, 2016.
- [5] A. Shah, “Energy Security — Global Issues”, *Global Issues: Social, Political, Economics and Environmental Issues That Affect Us All*, 15-maio-2011. [Online]. Disponível em: <http://www.globalissues.org/article/595/energy-security>. [Acessado: 01-ago-2016].
- [6] T. S. Saitoh, N. Yamada, D. Ando, e K. Kurata, “A grand design of future electric vehicle to reduce urban warming and CO2 emissions in urban area”, *Renew. Energy*, vol. 30, nº 12, p. 1847–1860, out. 2005.
- [7] IPCC, “Climate Change 2014, Mitigation of Climate Change”. 2014.
- [8] COP 21, “Adoption of the Paris Agreement”. United Nations Framework Convention on Climate Change, Conference of the Parties - Twenty-first session, 12-dez-2015.
- [9] ADEME, “Les Avis de L’ADEME - Les potentiels du véhicule électrique”. Agence de l’Environnement et de la Maîtrise de l’Energie - ADEME, abr-2016.
- [10] A. G. Boulanger, A. C. Chu, S. Maxx, e D. L. Waltz, “Vehicle Electrification: Status and Issues”, *Proc. IEEE*, vol. 99, nº 6, p. 1116–1138, jun. 2011.
- [11] B. K. Sovacool e R. F. Hirsh, “Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and a vehicle-to-grid (V2G) transition”, *Energy Policy*, vol. 37, nº 3, p. 1095–1103, mar. 2009.
- [12] J. Tollefson, “Car industry: Charging up the future”, *Nature*, vol. 456, nº 7221, p. 436–440, nov. 2008.
- [13] T. Randall, “The World Nears Peak Fossil Fuels for Electricity - Bloomberg”, 13-jun-2016. [Online]. Disponível em: <http://bloom.bg/1PVIM3P>. [Acessado: 01-ago-2016].
- [14] Autocar, “Germany plans to ban combustion engine cars by 2030”, 16-jun-2016. [Online]. Disponível em: <http://www.autocar.co.uk/car-news/industry/germany-plans-ban-combustion-engine-cars-2030>.
- [15] R. Baran, “A introdução de veículos elétricos no Brasil: Avaliação do impacto no consumo de gasolina e eletricidade”, Tese de Doutorado, Programa de Planejamento Energético - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.
- [16] ONS, “ONS - Conheça o Sistema - O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional”. [Online]. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx. [Acessado: 08-ago-2016].

- [17] ANEEL, *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, 3ª edição. Brasília, DF, 2008.
- [18] H. Farhangi, “The path of the smart grid”, *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, nº 1, p. 18–28, jan. 2010.
- [19] CGEE, “Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional”, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, Brasília, Brasil, 2012.
- [20] J. Rodríguez-Molina, M. Martínez-Núñez, J.-F. Martínez, e W. Pérez-Aguiar, “Business Models in the Smart Grid: Challenges, Opportunities and Proposals for Prosumer Profitability”, *Energies*, vol. 7, nº 9, p. 6142–6171, set. 2014.
- [21] X. Fang, S. Misra, G. Xue, e D. Yang, “Smart Grid - The New and Improved Power Grid: A Survey”, *IEEE Commun. Surv. Tutor.*, vol. 14, nº 4, p. 944–980, 2012.
- [22] NIST, *NIST Framework and Roadmap for smart Grid Interoperability Standarts, Release 2.0*. National Institute of Standards and Technology, 2012.
- [23] X. Yu, C. Cecati, T. Dillon, e M. Simões, “The New Frontier of Smart Grids”, *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 5, nº 3, p. 49–63, set. 2011.
- [24] N. Phuangpornpitak e S. Tia, “Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System”, *Energy Procedia*, vol. 34, p. 282–290, jan. 2013.
- [25] C. L. T. Borges, “An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, nº 6, p. 4008–4015, ago. 2012.
- [26] ANEEL, “Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012”. 17-abr-2012.
- [27] M. Soshinskaya, W. H. J. Crijns-Graus, J. M. Guerrero, e J. C. Vasquez, “Microgrids: Experiences, barriers and success factors”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, p. 659–672, dez. 2014.
- [28] W. Kempton e J. Tomić, “Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy”, *J. Power Sources*, vol. 144, nº 1, p. 280–294, jun. 2005.
- [29] FS-UNEP, “Global Trends in Renewable Energy Investment 2016”, Frankfurt School - United Nations Environment Programme Collaborating Centre for Climate & Sustainable Finance/ Bloomberg New Energy Finance, 2016.
- [30] EPE e MME, “Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos”, Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, Brasil, Nota Técnica DEA 19/14, out. 2014.
- [31] ANEEL, “Relação de Registros de Micro e Minigeradores distribuídos”. ago-2016.
- [32] ABEEOLICA, “Boletim de Dados - Jan/2016”, Associação Brasileira de Energia Eólica, São Paulo, Brasil, jan. 2016.
- [33] Larive International, “Market study: Wind energy in Brazil”, Ministry of Economic Affairs in The Netherlands, The Netherlands, mar. 2014.

- [34]IEA, “Next Generation Wind and Solar Power - From cost to value”, International Energy Agency, Paris, France, 2016.
- [35]IEA, “Global EV Outlook 2016 - Beyond one milion electric cars”, International Energy Agency, Paris, France, 2016.
- [36]ANFAVEA, “Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2016”, Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, São Paulo, Brasil, 2016.
- [37]ANFAVEA, “Tabelas Estatísticas 2016”, *Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores*, 2016. [Online]. Disponível em: <http://www.anfavea.com.br/tabelasnov.html>. [Acessado: 11-ago-2016].
- [38]J. Haskard, “Austin amped up about solar-powered electric vehicle charging station | Clean Energy Resource Teams”, 21-set-2015. [Online]. Disponível em: <http://www.cleanenergyresourceteams.org/blog/austin-amped-about-solar-powered-electric-vehicle-charging-station>. [Acessado: 01-set-2016].
- [39]UIOWA, “Electric Vehicle Charging Station- Solar Energy - Renewable Energy - Facilities Management -The University of Iowa”, 2011. [Online]. Disponível em: <http://www.facilities.uiowa.edu/uem/renewable-energy/solar-energy.html>. [Acessado: 01-set-2016].
- [40]Physorg, “Michigan to get 5,300 charging stations for electric cars”, out-2010. [Online]. Disponível em: <http://phys.org/news/2010-10-michigan-5300-stations-electric-cars.html>. [Acessado: 01-set-2016].
- [41]Greendiary, “10 electric vehicle charging stations harvesting clean solar energy”, dez-2011. [Online]. Disponível em: <http://www.greendiary.com/10-electric-vehicle-charging-stations-harvesting-clean-solar-energy.html>. [Acessado: 01-set-2016].
- [42]Eight, “Das Projekt, die Ziele und EIGHTs Beitrag - EIGHT an der BMW Welt”, 2014. .
- [43]Mohammed Yousuf, “Primeira Estação Solar de Carregamento de Carro Elétrico em Dubai”, out-2015. .
- [44]Revision Energy, “EV Charging Archives - ReVision Energy”, 2016. [Online]. Disponível em: <https://www.revisionenergy.com/solar-projects/?market=&keywords=ev-charging>. [Acessado: 01-set-2016].
- [45]Envision Solar, “High-Quality, High-Value Solar Powered Products”, 2016. [Online]. Disponível em: <http://www.envisionsolar.com/>. [Acessado: 01-set-2016].
- [46]Itsukraine, “Ukrainians Developed Low-Cost Solar Electric Vehicle Charging Station”, 2015. [Online]. Disponível em: <http://itsukraine.com/business-economy/ukrainians-developed-low-cost-solar-electric-vehicle-charging-station/>. [Acessado: 01-set-2016].
- [47]Florian, “Solar Charging Station”, 2010. [Online]. Disponível em: <http://www.floriansolarproducts.com/charging%20station.html>. [Acessado: 01-set-2016].

- [48] Amir Iliiafar, “Sanya Skypump: World’s first wind-fueled EV charging station debuts in Spain”, ago-2012. [Online]. Disponível em: <http://www.digitaltrends.com/cars/sanya-skypump-worlds-first-wind-powered-ev-charging-station-debuts-in-spain/>. [Acessado: 01-set-2016].
- [49] Eulina Oliveira, “Montadoras e companhias de energia criam postos de carros elétricos - Mercado - Folha de S.Paulo”, 12-jun-2016. [Online]. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2016/06/1780677-montadoras-e-companhias-de-energia-criam-postos-de-carros-eletricos.shtml>. [Acessado: 01-set-2016].
- [50] Distribuidora BR, “Posto do Futuro - Petrobras Distribuidora”, 2009. [Online]. Disponível em: <http://www.br.com.br/wps/portal/portalconteudo/postodofuturo>. [Acessado: 01-set-2016].
- [51] Ciclo Vivo, “SP ganha estação de recarga de carro elétrico movida a energia solar”, 26-mar-2016. [Online]. Disponível em: <http://ciclovivo.com.br/noticia/sp-ganha-estacao-de-recarga-de-carro-eletrico-movida-a-energia-solar/>. [Acessado: 01-set-2016].
- [52] Correio Popular, “CPFL Energia testa o ‘combustível solar’ - Cenário XXI”, 2013. [Online]. Disponível em: http://correio.rac.com.br/_conteudo/2013/10/capa/projetos_correio/cenario_xxi/109040-cpfl-energia-testa-o-quot-combustivel-solar-quot.html. [Acessado: 08-set-2016].
- [53] Brasil engenharia, “Itaipu, FPTI e Exército inauguram projeto de segurança energética em Brasília - Projeto piloto contempla estudos de utilização de fontes renováveis de energia e mobilidade urbana”, 25-abr-2016. [Online]. Disponível em: <http://www.brasilengenharia.com/portal/eventos/15896-itaipu-fpti-e-exercito-inauguram-projeto-de-seguranca-energetica-em-brasilia>. [Acessado: 08-set-2016].
- [54] H. Turton e F. Moura, “Vehicle-to-grid systems for sustainable development: An integrated energy analysis”, *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 75, nº 8, p. 1091–1108, out. 2008.
- [55] K. Valentine, W. Temple, R. J. Thomas, e K. M. Zhang, “Relationship between wind power, electric vehicles and charger infrastructure in a two-settlement energy market”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 82, p. 225–232, nov. 2016.
- [56] L. Wang, S. Sharkh, e A. Chipperfield, “Optimal coordination of vehicle-to-grid batteries and renewable generators in a distribution system”, *Energy*, vol. 113, p. 1250–1264, out. 2016.
- [57] F. Mwasilu, J. J. Justo, E.-K. Kim, T. D. Do, e J.-W. Jung, “Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 34, p. 501–516, jun. 2014.
- [58] P. Nunes, R. Figueiredo, e M. C. Brito, “The use of parking lots to solar-charge electric vehicles”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 66, p. 679–693, dez. 2016.
- [59] A. R. Bhatti, Z. Salam, M. J. B. A. Aziz, K. P. Yee, e R. H. Ashique, “Electric vehicles charging using photovoltaic: Status and technological review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 54, p. 34–47, fev. 2016.
- [60] ANEEL, “Nota Técnica nº 0050/2016-SRD/ANEEL”. 19-abr-2016.

- [61]D. P. Birnie, “Solar-to-vehicle (S2V) systems for powering commuters of the future”, *J. Power Sources*, vol. 186, n° 2, p. 539–542, jan. 2009.
- [62]H.-M. Neumann, D. Schär, e F. Baumgartner, “The potential of photovoltaic carports to cover the energy demand of road passenger transport: The potential of photovoltaic carports”, *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 20, n° 6, p. 639–649, set. 2012.
- [63]G. R. Chandra Mouli, P. Bauer, e M. Zeman, “System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces”, *Appl. Energy*, vol. 168, p. 434–443, abr. 2016.
- [64]P. Goli e W. Shireen, “PV powered smart charging station for PHEVs”, *Renew. Energy*, vol. 66, p. 280–287, jun. 2014.
- [65]T. Ma e O. A. Mohammed, “Optimal Charging of Plug-in Electric Vehicles for a Car-Park Infrastructure”, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 50, n° 4, p. 2323–2330, jul. 2014.
- [66]U. C. Chukwu e S. M. Mahajan, “V2G Parking Lot With PV Rooftop for Capacity Enhancement of a Distribution System”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, n° 1, p. 119–127, jan. 2014.
- [67]F. Fattori, N. Anglani, e G. Muliere, “Combining photovoltaic energy with electric vehicles, smart charging and vehicle-to-grid”, *Sol. Energy*, vol. 110, p. 438–451, dez. 2014.
- [68]A. Mohamed, V. Salehi, T. Ma, e O. Mohammed, “Real-Time Energy Management Algorithm for Plug-In Hybrid Electric Vehicle Charging Parks Involving Sustainable Energy”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, n° 2, p. 577–586, abr. 2014.
- [69]W. Zhang, W. Ge, M. Huang, e J. Jiang, “Optimal Day-Time Charging Strategies for Electric Vehicles considering Photovoltaic Power System and Distribution Grid Constraints”, *Math. Probl. Eng.*, vol. 2015, p. 1–9, 2015.
- [70]P. J. Tulpule, V. Marano, S. Yurkovich, e G. Rizzoni, “Economic and environmental impacts of a PV powered workplace parking garage charging station”, *Appl. Energy*, vol. 108, p. 323–332, ago. 2013.
- [71]M. Honarmand, A. Zakariazadeh, e S. Jadid, “Integrated scheduling of renewable generation and electric vehicles parking lot in a smart microgrid”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, p. 745–755, out. 2014.
- [72]H. Liu, Y. Ji, H. Zhuang, e H. Wu, “Multi-Objective Dynamic Economic Dispatch of Microgrid Systems Including Vehicle-to-Grid”, *Energies*, vol. 8, n° 5, p. 4476–4495, maio 2015.
- [73]F. Fazelpour, M. Vafaeipour, O. Rahbari, e M. A. Rosen, “Intelligent optimization to integrate a plug-in hybrid electric vehicle smart parking lot with renewable energy resources and enhance grid characteristics”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 77, p. 250–261, jan. 2014.
- [74]H. J. Vermaak e K. Kusakana, “Design of a photovoltaic–wind charging station for small electric Tuk–tuk in D.R.Congo”, *Renew. Energy*, vol. 67, p. 40–45, jul. 2014.
- [75]J. Robinson, G. Brase, W. Griswold, C. Jackson, e L. Erickson, “Business Models for Solar Powered Charging Stations to Develop Infrastructure for Electric Vehicles”, *Sustainability*, vol. 6, n° 10, p. 7358–7387, out. 2014.

- [76]B. Ye, J. Jiang, L. Miao, P. Yang, J. Li, e B. Shen, “Feasibility Study of a Solar-Powered Electric Vehicle Charging Station Model”, *Energies*, vol. 8, nº 12, p. 13265–13283, nov. 2015.
- [77]Luis Arribas, Georg Bopp, Matthias Vetter, Anja Lippkau, e Konrad Mauch, “World-wide overview of design and simulation tools for hybrid PV systems”, International Energy Agency, Technical Report Photovoltaic Power Systems Programme, jan. 2011.
- [78]S. Sinha e S. S. Chandel, “Review of software tools for hybrid renewable energy systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, p. 192–205, abr. 2014.
- [79]NREL, “HOMER ENERGY”. [Online]. Disponível em: <http://www.homerenergy.com/>. [Acessado: 08-fev-1016].
- [80]M. C. C. Leite, “Análise do Impacto da Micro e Minigeração Distribuída na Rede Elétrica: Estudo de Caso Rede Ampla ING05, Niterói”, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal Fluminense, RJ, Brasil, 2016.
- [81]ANEEL, “Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 7.1 Procedimentos Gerais, Revisão 2.0 pela Resolução Normativa nº 657/2015”. 15-abr-2015.
- [82]ANEEL, “Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010”. 09-set-2010.
- [83]ANEEL, “Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica - Sumário Executivo - Ótica do Consumidor”, Superintendência de Regulação Econômica; Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, Brasília, Brasil, Audiência Pública, dez. 2010.
- [84]A. Figueiredo e M. Senna, “Relatório da Estação Meteorológica de Niterói - UFF”, Instituto de Geociências - UFF, Niterói, 2012.
- [85]Ricardo Aldabó Lopez, *Energia Solar para Produção de Eletricidade*. São Paulo, Brasil: Artliber Editora Ltda, 2012.
- [86]J. F. Manwell, J. G. McGowan, e A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, 2nd Edition*. 2010.
- [87]M. J. M. Stevens e P. T. Smulders, *The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes*, vol. 3, 2 vols. Dutch Ministry of Development Cooperation, 1979.
- [88]A. Demiroren e U. Yilmaz, “Analysis of change in electric energy cost with using renewable energy sources in Gökceada, Turkey: An island example”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, nº 1, p. 323–333, jan. 2010.
- [89]Julie Camerlynck, “Modelling of Renewable Energy Systems in the Maldives”, Department of Science Technology and Society Utrecht University, Netherlands, Internal Report NWS-I-2004-21, 2004.
- [90]Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES, “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”. CEPREL - CRESESB, mar-2014.
- [91]Duffie JA e Beckman WA, *Solar Engineering of Thermal Processes*. New York: Wiley, 1991.

- [92] S. Chen, P. Li, D. Brady, e B. Lehman, “Determining the optimum grid-connected photovoltaic inverter size”, *Sol. Energy*, vol. 87, p. 96–116, jan. 2013.
- [93] B. Burger e R. R  ther, “Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature”, *Sol. Energy*, vol. 80, n   1, p. 32–45, jan. 2006.
- [94] W. N. Mac  do e R. Zilles, “Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter’s sizing factors (ISF)”, *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 15, n   4, p. 337–352, jun. 2007.
- [95] Galen Barbose, Samantha Weaver, e Na  m Darghouth, “Tracking the sun VII - An Historical Summary of the Installed Price of Photovoltaics in the United States from 1998 - 2013”, Environmental Energy Technologies Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, set. 2014.
- [96] Gabriel Konzen, Paula Scheidt Manoel, e Peter Krens, “O mercado brasileiro de gera  o distribuída fotovoltaica - Edi  o 2015”, Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina, set. 2015.
- [97] C. Mon  , A. Smith, B. Maples, e M. Hand, “2013 Cost of Wind Energy Review”, National Renewable Energy Laboratory - NREL, Technical Report, fev. 2015.
- [98] World Energy Council, “World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies”, Bloomberg New Energy Finance, London, UK, 4184478, 2013.
- [99] Toyota, “Cat  logo Prius Plug In”, Portugal, dez. 2015.
- [100] J. F. Manwell e J. G. McGowan, “Lead acid battery storage model for hybrid energy systems”, *Sol. Energy*, vol. 50, n   5, p. 399–405, maio 1993.
- [101] BNDES, “BNDES Automático - BNDES”. [Online]. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/BNDES_Automatico/index.html. [Acessado: 24-jun-2016].
- [102] BNDES, “Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP - BNDES”. [Online]. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html. [Acessado: 24-jun-2016].
- [103] BNDES, “Linha M  dias-Grandes e Grandes Empresas – Setores Prioritários - BNDES”. [Online]. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/BNDES_Automatico/media_grande_empresa.html. [Acessado: 24-jun-2016].
- [104] Banco Central do Brasil, “Perspectivas para a infla  o”, mar. 2016.
- [105] ANEEL, “Resolu  o Normativa N   479, de 3 de Abril de 2012”. 03-abr-2012.