



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação



Tatiane Silva Costa

Estudo e simulação de sistemas fotovoltaicos híbridos para aplicação autônoma e conectada à rede

Campinas
2019



Tatiane Silva Costa

Estudo e simulação de sistemas fotovoltaicos híbridos para aplicação autônoma e conectada à rede

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Gradella Villalva

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pela aluna Tatiane Silva Costa, e orientada pelo Prof. Dr. Marcelo Gradella Villalva.

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

C823e Costa, Tatiane Silva, 1989-
Estudo e simulação de sistemas fotovoltaicos híbridos para aplicação autônoma e conectada à rede / Tatiane Silva Costa. – Campinas, SP : [s.n.], 2019.

Orientador: Marcelo Gradella Villalva.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas híbridos. 2. Veículos elétricos. 3. Efeito fotovoltaico. I. Villalva, Marcelo Gradella, 1978-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Study and simulation of hybrid photovoltaic systems for standalone and grid-connected application

Palavras-chave em inglês:

Hybrid systems

Electric vehicles

Photovoltaic effect

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestra em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Marcelo Gradella Villalva [Orientador]

Madson Cortes de Almeida

Davi Gabriel Lopes

Data de defesa: 25-09-2019

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-5434-0102>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/0974675443071915>

COMISSÃO JULGADORA - DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Tatiane Silva Costa RA: 209426

Data da Defesa: 25 de setembro de 2019

Título da Tese: "Estudo e simulação de sistemas fotovoltaicos híbridos para aplicação autônoma e conectada à rede".

Prof. Dr. Marcelo Gradella Villalva (FEEC/UNICAMP)

Prof. Dr. Davi Gabriel Lopes (SENAC/SENAC São Paulo)

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

Agradecimentos

O sucesso de qualquer pesquisa depende em grande parte da coragem e do esforço para se trilhar caminhos desconhecidos, além do apoio de outras pessoas para não nos perdemos em meio as dificuldades. Aproveito esta oportunidade para expressar minha gratidão às pessoas que contribuíram para a conclusão desta dissertação de Mestrado. Agradeço ao meu orientador Marcelo Villalva pelas oportunidades proporcionadas durante minha pesquisa e aos amigos do Lepo e Lesf que ajudaram da melhor forma possível para a conclusão do meu mestrado.

Agradeço a toda minha família pelo incentivo, em particular, aos meus avós Joaquina Costa, Braz Costa (*In Memoriam*), Cecília Fernandes e Alcides Fernandes que colaboraram de forma íntegra na minha força, coragem e caráter. Meus sinceros agradecimentos a Elisa, Walquíria e Marina que me acolheram com muita amizade quando cheguei em Campinas. Aos meus amigos Marcelo, Janaína e Amasa que entre longe e perto ficaram torcendo por mim. Em especial, a Glaucia por me apoiar nesse percurso com muita paciência e amor.

Parte desta pesquisa foi possível por toda colaboração do Centro de Estudos Avançados de Promoção Social e Ambiental (Projeto Saúde e Alegria) que dispôs em todos os momentos as informações sobre os sistemas autônomos e híbridos que são instalados por eles na região Amazônica. Meu grande apreço a Davide Pompermaier pelo apoio e oportunidades concedidas desde meus primeiros passos trabalhando e pesquisando energia solar na graduação.

Por fim, o presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e pelo programa P&D da ANEEL através do Projeto PA3043 - Laboratório Vivo de Mobilidade Elétrica para Transporte Coletivo na UNICAMP: Integração de Eletroposto Sustentável, Monitoramento Amplo e Conectividade em Tempo Real (PD-00063-3043/2018), executado pela Unicamp em parceria com a CPFL. O estudo do sistema híbrido conectado à rede se refere ao eletroposto energia zero incluído neste projeto. Agradeço ao prof Dr Madson Cortes e a sua equipe por todo o apoio no desenvolvimento deste estudo.

Resumo

Os sistemas híbridos de energia tem atraído o uso de consumidores dentro e fora da rede elétrica por dispor de aspectos de confiabilidade, sustentabilidade e agregar o uso de múltiplas fontes como de sistemas de energia solar, sistemas eólicos, redes elétricas interligadas e grupo geradores a diesel. Apesar desses sistemas terem atingido certo grau de maturidade, as pesquisas a cerca desse tema em relação aos estudos de dimensionamento, desempenho, controle e gerenciamento dos sistemas continuam sendo atuais por diversos motivos, como a diminuição de emissão de gases de efeito estufa, a popularização de geração distribuída, a inserção de novas cargas como veículos elétricos e a universalização da energia elétrica. Nesta dissertação é abordado dois estudos de caso sobre sistemas híbridos conectados à rede e autônomos utilizando a ferramenta de modelagem Homer Energy com o uso de cargas típicas residenciais e de veículos elétricos. O primeiro caso é um sistema fotovoltaico-diesel na Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns e o segundo caso trata do sistema fotovoltaico-bateria conectado à rede para a alimentação de um eletroposto do projeto de mobilidade elétrica da UNICAMP. As simulações apresentam para ambos os casos resultados sobre balanço energético, validação e participação dos recursos energéticos, performance dos componentes e viabilidade técnica dos projetos.

Palavras-chaves: Sistema híbrido de energia, Homer Energy, grupos geradores a diesel, veículos elétricos, sistema autônomo.

Abstract

Hybrid power systems have attracted the use of consumers on and off the grid because of their reliability, sustainability and aggregate use of multiple sources such as solar power systems, wind power systems, interconnected power grids, and diesel generator sets. Although these systems have reached a certain degree of maturity, research on this topic about systems sizing, performance, control, and management studies is still current for several reasons, such as the reduction of greenhouse gas emissions, popularization. distributed generation, the insertion of new loads such as electric vehicles and the universalization of electric energy. This dissertation discusses two case studies on autonomous and grid-connected hybrid systems using the Homer Energy modeling tool using typical residential loads and electric vehicles. The first case is a photovoltaic-diesel system in the Tapajós-Arapiuns Extractive Reserve and the second case deals with the photovoltaic-battery system connected to the grid to power an charging station from the UNICAMP electric mobility project. The simulations present for both cases results on energy balance, validation, and participation of energy resources, the performance of the components and technical viability of the projects.

Keywords: Hybrid energy system, Homer Energy, diesel generator sets, electric vehicles, autonomous power system.

Lista de Figuras

2.1	Topologias dos sistemas híbridos. (a) CC, (b) Mista e (c) CA.	24
2.2	SHE com topologia CA e com exemplo de carga de veículo elétrico (VE).	26
2.3	SHE com topologia CC e carga de veículo elétrico (VE).	26
2.4	SHE com topologia CC/CA e carga de veículo elétrico (VE).	27
2.5	Trajatórias da radiação solar: a) direta, b) difusa e c) refletida. Fonte: Adaptado de Sen [1].	28
2.6	Estação solarimétrica instalada no Prédio da Feec na Unicamp.	29
2.7	Componentes de um módulo fotovoltaico Fonte: SolCentral [2].	31
2.8	Curvas características I-V e P-V com variação de temperatura em condição STC de 1000 W/m ²	32
2.9	Curvas características I-V e P-V com influência de irradiância e temperatura de 25°C em STC.	33
2.10	Divisão de uma turbina eólica Fonte:ANEEL [3].	34
2.11	Curva Ragone (Desempenho de vários dispositivos eletroquímicos de armazenamento de energia). Fonte: Winter [4].	38
2.12	Comparação entre as famílias de LiB. Fonte: Rosolem [5].	40
2.13	Consumo anual de energia elétrica por classe no Brasil em 2018. Fonte: Empresa de Pesquisa Energética [6].	42
2.14	Curva típica de carga residencial. Fonte:Francisquini [7].	42
2.15	Curva típica de carga comercial. Fonte: Francisquini [7].	43
2.16	Curva típica de carga industrial. Fonte: Francisquini [7].	44
2.17	Fluxo de potência unidirecional e bidirecional.	45
2.18	Conexão do sistema de condicionamento de potência nos SHE.	46
2.19	Inversor Sunny Island - SMA. Fonte: SMA [8]	47
3.1	Fluxograma da metodologia utilizada nas simulações.	51
3.2	Relação conceitual entre simulação, otimização e análise de sensibilidade. Fonte: Lambert [9].	52
3.3	Exemplos de configuração de sistemas no Homer: (a) diesel-eólico-fotovoltaico, (b) diesel-eólico-fotovoltaico-bateria conectado à rede elétrica, (c) diesel-hidrocínética-bateria, (d) hidro-eólico-hidrocínética-bateria, (e) diesel-fotovoltaico-bateria, (f) hidro-eólico-bateria e (g) fotovoltaico-bateria conectado à rede. Fonte: software Homer.	53
3.4	Resultado parcial de simulação por hora.	54
3.5	Tela de exibição dos resultados de otimização do Homer. Fonte: software Homer.	55
3.6	Modelo de bateria KiBaM. Fonte: Manwell e McGowan [10].	63
3.7	Tela de entrada de dados da rede elétrica no Homer. Fonte: software Homer.	65

4.1	Localização da Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns no estado do Pará.	68
4.2	Perfis de carga.	70
4.3	Potencial solar na Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns.	71
4.4	Potencial energético eólico na região do CEFA.	71
4.5	Módulos fotovoltaicos referentes aos 4 sistemas.	72
4.6	Disposição dos módulos fotovoltaicos e suas conexões.	73
4.7	Motor diesel estacionário.	75
4.8	Banco de baterias em 24 V.	75
4.9	Componentes do sistema de condicionamento de potência.	76
4.10	Inversor Xantrex PROsine 1800 W. Fonte: Xantrex [11]	77
4.11	Controlador de carga Tracer-3210A Epsolar Fonte: [12].	78
4.12	Chave de transferência manual para escolha do sistema de geração solar-diesel.	79
4.13	Potência de saída do gerador eólico de acordo com o fabricante. Fonte: iSTA Breeze [13].	80
4.14	Potência de saída do gerador eólico a partir das simulações.	80
4.15	Potência das fontes de energia, bateria e cargas entre os dias 15 a 22 de maio.	81
4.16	Topologia mista (série/paralelo) adotada no SHE.	82
4.17	Perfil de carga do mês de janeiro apresentando variabilidade de 10% no consumo.	83
4.18	Comportamento do SHE fotovoltaico-diesel quando existe baixa produção fotovoltaica com o acionamento do grupo gerador a diesel.	83
4.19	Sistema movido somente a diesel para a alimentação das cargas.	84
4.20	Perfil de carga sintético.	85
4.21	Estado de carga anual do banco de baterias.	86
4.22	Frequência do estado de carga ao longo do ano.	86
4.23	Carga e descarga do banco de baterias.	87
4.24	Performance do sistema híbrido em dias de maior demanda de carga.	87
4.25	Potência de saída do grupo gerador a diesel.	88
4.26	Consumo de combustível diesel pelo grupo gerador ao longo do ano.	88
5.1	Nível de demanda dos pontos do ônibus e regiões mais predominantes	94
5.2	Rotas curtas com paradas específicas: (a) Rota 1 (região verde), e (b) Rota 2 (região vermelha).	94
5.3	Sistema híbrido conectado à rede elétrica - EE0.	96
5.4	Curvas de cargas utilizadas nas simulações em modo lento e rápido.	97
5.5	Irradiância Global Horizontal da Usina Solar Fotovoltaica de Tanquinho.	98
5.6	Eletroposto com topologia CC	98
5.7	Carga e descarga da bateria no modo de carga lenta noturno.	104
5.8	Estado de carga (SoC) anual do banco de baterias.	105
5.9	Balanco de energia consumida e inserida na rede elétrica.	106
5.10	Carga e descarga do banco de baterias no modo de carga rápido noturno.	107
5.11	Estado de carga (SoC) em modo de carga rápido noturno.	108
5.12	Balanco de energia que é inserida e consumida da rede elétrica.	109
5.13	Carga e descarga do banco de baterias com carga lenta durante o dia.	110
5.14	Estado de carga do banco de baterias durante o regime de carga lenta diurno.	111
5.15	Energia consumida e inserida na rede elétrica em modo de carga lenta diurno.	112
5.16	Carga e descarga do banco de baterias com carga rápida diurna.	113

5.17 Estado de carga do banco de baterias durante o regime de carga rápida diurno.	114
5.18 Energia consumida e inserida na rede elétrica em modo de carga rápida diurno.	115

Lista de Tabelas

2.1	Definição das classes de energia. Fonte: Adaptado de Feitosa [14].	34
2.2	Comparação entre tecnologias de baterias. Fonte: Rosolem [5].	40
4.1	Configuração dos sistemas para atendimento das cargas.	72
4.2	Especificação técnica dos módulos fotovoltaicos.	74
4.3	Especificações técnicas do inversor Xantrex PROsine 1800 W.	77
5.1	Comparação entre tecnologias de baterias	99
5.2	Dados de produção do gerador fotovoltaico.	100
5.3	Perdas no processo de conversão de energia do inversor.	101
5.4	Energia injetada na rede elétrica pelo sistema fotovoltaico.	101
5.5	Resultados dos cenários simulados.	114
5.6	Balanco de energia entre os sistemas e a carga.	117

Sumário

1	Introdução	15
1.1	Contextualização e justificativa do tema	15
1.2	Objetivos	17
1.3	Aplicação de sistemas híbridos no Brasil e no mundo	18
1.4	Organização dos capítulos	19
1.5	Conclusão	19
2	Fundamentação teórica	21
2.1	Sistemas híbridos de energia	21
2.1.1	Sistemas híbridos autônomos	22
2.1.2	Sistemas híbridos conetados à rede	25
2.2	Sistemas geradores de energia	27
2.2.1	Sistemas de energia fotovoltaico	27
2.2.2	Sistemas de energia eólica	32
2.2.3	Grupos geradores	35
2.3	Armazenadores de energia eletroquímica	36
2.3.1	Baterias de chumbo-ácido	37
2.3.2	Baterias de íon-lítio	39
2.4	Cargas	40
2.4.1	Cargas residenciais	41
2.4.2	Cargas comerciais	43
2.4.3	Cargas industriais	43
2.4.4	Cargas de veículos elétricos	43
2.5	Rede elétrica e geração distribuída	44
2.6	Sistema de condicionamento de potência	46
2.7	Conclusão	48
3	Metodologia	49
3.1	Introdução	49
3.2	Estudos de casos de sistemas híbridos de energia	50
3.3	Metodologia de simulação do Homer Energy	50
3.4	Homer Energy	52
3.4.1	Simulação	52
3.4.2	Otimização	54
3.4.3	Análise de sensibilidade	55
3.5	Sistemas de despacho	56
3.5.1	Reservas de operação	56
3.5.2	Estratégias de despacho	57

3.5.3	Sistema de controle dos componentes	57
3.6	Modelagem dos sistemas híbridos a partir do Homer Energy	58
3.6.1	Recurso renováveis e combustíveis	58
3.6.2	Cargas	59
3.6.3	Cálculo da potência de saída do arranjo fotovoltaico	61
3.6.4	Cálculo da potência de saída da turbina eólica	61
3.6.5	Modelo de bateria KiBaM	62
3.6.6	Grupo gerador a diesel	64
3.6.7	Rede elétrica	64
3.6.8	Conversores	65
3.7	Conclusão	66
4	Estudo de caso 1: Sistema híbrido autônomo	67
4.1	Caracterização da localidade	67
4.2	Perfis de carga	68
4.3	Potencial energético solar	69
4.4	Avaliação do potencial energético eólico	69
4.5	Descrição do sistema híbrido	72
4.5.1	Especificações dos componentes	73
4.6	Análise do sistema eólico	79
4.7	Resultados e análises	81
4.7.1	Análise da variação diária do perfil de carga mínimo	82
4.7.2	Análise de sistema de energia com grupo gerador a diesel	84
4.7.3	Sistema híbrido fotovoltaico-diesel	84
4.7.4	Sistema híbrido fotovoltaico-diesel sem o banco de baterias	88
4.7.5	Sugestão de operação e manutenção do SHE	89
4.8	Conclusão	90
5	Estudo de caso 2: Sistema híbrido conectado à rede	92
5.1	Caracterização do projeto de mobilidade elétrica da Unicamp	92
5.1.1	Contexto atual do transporte interno da Unicamp	93
5.1.2	Rotas para o ônibus elétrico	93
5.2	Sistema de alimentação do eletroposto	95
5.2.1	Divisão dos sistemas de energia	95
5.3	Sistema híbrido fotovoltaico conectado à rede	96
5.3.1	Curvas de carga do veículo elétrico com consumo total	97
5.3.2	Potencial energético solar	97
5.3.3	Estudo de topologias para o eletroposto	98
5.3.4	Componentes	99
5.4	Simulações dos cenários propostos para operação do SHE e o EE0	100
5.4.1	Simulação do sistema 1 (Sistema fotovoltaico conectado à rede)	100
5.4.2	Simulação do sistema 2 (Sistema fotovoltaico conectado à rede com baterias e carga - EE0)	102
5.4.3	Resultados e discussão	114
5.5	Conclusão	116
6	Conclusão	118
6.1	Sugestões de trabalhos futuros	119

Capítulo 1

Introdução

A minimização de custos, a alta emissão de CO_2 e uma busca por melhorias na qualidade de energia deram espaço para a evolução da hibridização de sistemas autônomos e conectados à rede, tanto no Brasil, quanto em muitos locais no mundo. O aumento do consumo de combustível fóssil, necessidade por maior produção de eletricidade, a universalização da energia em locais isolados e a entrada de novas formas de cargas como os veículos elétricos, estão gerando esforços para a diversificação da matriz energética em muitos países. Em áreas isoladas sem acesso ao sistema nacional interligado, tem como única solução os grupos geradores de energia que operam a alto custos. Não somente as populações isoladas utilizam a geração com grupos geradores a diesel, mas consumidores industriais como algumas mineradoras geralmente garantem sua fonte de energia com essa aplicação.

A partir disso, são apresentados no decorrer deste capítulo o conceito de sistemas híbridos de energia, contexto com aplicações no Brasil e no mundo, as motivações que levaram a essa pesquisa, objetivos e a descrição da organização da dissertação.

1.1 Contextualização e justificativa do tema

Os sistemas híbridos de energia (SHE) iniciaram com o conceito de constituição por duas ou mais fontes de geração renováveis e não-renováveis que operam conjuntamente para suprir determinada demanda. Atualmente, os sistemas conectados à rede com o uso de armazenadores de energia passaram a agregar o conceito de SHE. Em alguns países o incentivo a instalação de sistemas fotovoltaicos e/ou eólicos para venda de energia para a rede elétrica apresentava grande retorno financeiro, mas nos últimos anos esses incentivos governamentais foram diminuindo e com isso surgiu esta vertente de configuração com as baterias de armazenamento de energia. Assim o excedente de energia produzida durante o dia não é injetado no sistema de distribuição, mas acumulada em forma de energia química em baterias para depois ser utilizada em períodos noturnos ou como backup do sistema conectado.

A aplicação dos SHE ocorre com maior frequência em áreas remotas onde as populações isoladas se dispersam ao longo de grandes áreas com presença de mata densa, florestas, rios, desertos e esta dispersão ocasiona baixa demanda por energia para fins de produção e uso residencial, fazendo com que o atendimento dessa população se torne pouco atrativo e o sistema interligado nacional (SIN) não consiga oferecer o serviço, devido a dificuldades de acesso, custo de implantação de subestações, transmissão e distribuição para atender uma demanda pontual baixa [15,16]. Pela indisponibilidade da rede elétrica, a população que mora nesses locais encontra como solução os grupos geradores a diesel que ao mesmo tempo colabora para garantir algumas horas de eletricidade por dia e também carrega grande precariedade na sua aplicação. Os sistemas híbridos com a utilização de sistemas fotovoltaicos e eólicos combinados com os grupos geradores de energia nos SHE autônomos garantem menor dependência de combustível fóssil, menor emissão de gases de efeito estufa, maior confiabilidade, qualidade e menor oscilação na entrega de energia à carga final. Entretanto, a seleção adequada da tecnologia e o dimensionamento da unidade de geração são essenciais no projeto desses sistemas para melhorar o desempenho operacional e o controle de despacho [17].

Os SHE nas últimas décadas deixaram de ser aplicados unanimemente de forma autônoma, mas estão sendo empregados conectados à rede. No Brasil essa prática foi adotada legalmente em 2012 com a resolução normativa nº482 (atualizada como RN nº687/2015) da ANEEL que dispõem das regras para inserção de fontes renováveis a partir da micro e minigeração distribuídas junto ao SIN.

A entrada de outras fontes de energia diversificando a matriz energética pode colaborar em muitos casos na mitigação de alguns problemas em relação a instabilidade da rede, por exemplo, com a entrada de cargas como veículos elétricos. Além de amenizar o impacto ambiental que ocorre pela construção de novas hidrelétricas e termelétricas. Da mesma forma, os sistemas autônomos agregados de fontes renováveis diminuem a dependência dos grupos geradores que colaboram na emissão de gases do efeito estufa e poluição sonora.

Nas pesquisas sobre sistemas híbridos de energia, é possível elencar uma série de trabalhos e artigos que mostram a importância da área. Sobre sistemas autônomos Hauschild [18] em seu trabalho aborda a avaliação de estratégias de operação de sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel em que aplica a dois estudos de caso em Ilha Cardoso no estado de São Paulo e os resultados utilizados para determinar as melhores estratégias. Em seu trabalho, Lau [19] analisa o uso potencial de sistema híbrido de energia fotovoltaica/diesel em locais remotos na Malásia. O software Homer foi utilizado para realizar a viabilidade técnico-econômica do sistema híbrido de energia FV/diesel. Barbosa [20] contribui com o seu trabalho levantando as características técnicas, operacionais, econômicas e de gerenciamento dos sistemas híbridos de energia implantados na Região Amazônica para modelar estratégias de operação. Muitos outros autores podem apresentar trabalhos nas

áreas de SHE autônomos: [16, 21–24]. Se tratando de conexões à rede a partir de sistemas fotovoltaicos e baterias são desenvolvidas muitas pesquisas desde o dimensionamento até os impactos que podem ocorrer. Domínguez-Navarro [25] a fim de melhorar a rentabilidade das estações de carregamento rápido de veículos elétricos e diminuir a alta demanda de energia da rede, inclui na estação de recarga a geração renovável (eólica e fotovoltaica) e um sistema de armazenamento. Kawamura [26] apresenta o desenvolvimento de sistema de carregamento solar para veículos elétricos híbridos *plug – in* e veículos elétricos que combina sistema fotovoltaico com armazenadores de energia conectados à rede elétrica comercial.

A partir desse contexto, esta dissertação apresenta sua contribuição para o estudo em SHE, visto que são aplicados para gerar resultados que irão auxiliar na gestão e operação adequada de um sistema autônomo já instalado e na implementação de um sistema conectado à rede. O foco desta pesquisa é apresentar dois estudos de casos aplicados em situações distintas, analisados com a mesma metodologia de um software a partir do Homer Energy que é suficiente para trazer resultados que permitem maior eficiência energética nos projetos, qualidade de energia e impacto direto à sociedade, principalmente nos casos de sistemas híbridos em áreas isoladas.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é estudar as características, performance, estratégias de despacho e o funcionamento geral de sistemas híbridos autônomos e conectados à rede a partir de fonte fotovoltaica. Os objetivos específicos são os seguintes:

- Levantamento bibliográfico sobre sistemas híbridos e suas aplicações;
- Analisar e aplicar os perfis de carga residencial com alta variação de consumo e perfil de carga de um veículo elétrico;
- Simulação do estudo de caso de um sistema híbrido autônomo fotovoltaico-diesel implantado no Centro Experimental Floresta Ativa localizado na Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns, no estado do Pará;
- Simulação do estudo de caso de um sistema conectado à rede fotovoltaico-baterias para o projeto de mobilidade elétrica da UNICAMP;
- Fornecer avaliação preliminar sobre o aproveitamento de recursos renováveis.

1.3 Aplicação de sistemas híbridos no Brasil e no mundo

No Brasil, a prática de sistemas híbridos para geração de energia é bastante encontrada em áreas isoladas caracterizadas pelas minirredes para abastecimento de comunidades que sempre contam com um grupo gerador a diesel em e/ou conjunto com sistemas fotovoltaicos (ou eólicos). Com o processo de popularização dos sistemas conectados à rede uma das principais tendências tecnológicas que acompanham esse processo tem sido as instalações de produção de energia renovável com ativos de armazenamento de energia. Assim, os SHE começarão a ganhar espaço no ambiente com disponibilidade do SIN. Particularmente os estados da Califórnia com o Programa de Incentivo de Autogeração e o Hawaii apresentam suas primeiras instalações dos EUA. O Reino Unido e Alemanha saem à frente como pioneiras dessas atividades na Europa. O país alemão demandando cerca de 120.000 instalações com armazenamento de energia fomentado por políticas governamentais do Ministério Federal da Economia e Energia, outros países como Japão, China e Austrália estão entre os países com forte mercado para incentivar as novas aplicações conectadas a rede com sistemas de armazenamento de energia e geração renovável. Em 2018 o país líder em implantação de sistemas de armazenamento de energia foi a Coreia, seguido pela China, Estados Unidos e Alemanha [27].

A legislação no Brasil regulamenta a conexão à rede elétrica de geradores distribuídos como solar e eólico, mas ainda não permite a integração de armazenadores. Porém a previsão mundial dos próximos anos e décadas é da necessidade de guardar essa produção para aliviar a alta penetração de energia na rede elétrica, amenizar instabilidades e a entrada de incentivos governamentais para esta modalidade. Estudos apontam que entre as soluções para problemas ocasionados na rede está ligado à utilização de carga e recarga de veículos elétricos como parte importante no gerenciamento de energia na matriz energética.

Os primeiros sistemas híbridos de energia que se tem conhecimento surgem como uma alternativa para amenizar a crise do petróleo e os problemas energéticos da época. Em 1977, é instalado o primeiro sistema híbrido eólico-diesel em Novo México nos Estados Unidos da América (EUA) e em 1978 o sistema híbrido fotovoltaico-diesel no Arizona, EUA. Nos anos seguintes muitos outros países adotaram os SHE, como Irlanda, Inglaterra, Alemanha, Dinamarca, Canadá, Suíça, Holanda, Suécia, entre outros países. No Brasil, começam a surgir por volta de 1986 com a implantação do SHE de Fernando de Noronha que agregava um sistema eólico com diesel. Na maioria das instalações as fontes predominantes são fotovoltaico, eólico e diesel [15].

Atualmente os SHE continuam sendo implantados em sistemas de escalas maiores para alimentação de ilhas, microrredes, processos industriais como a mineração em

áreas isoladas e sistemas conectados à rede. Alguns exemplos são mostrados, como: em novembro de 2012, o sistema híbrido a diesel-fotovoltaico fora da rede entrou em operação em Thabazimbi, África do Sul. O sistema complementa o fornecimento de energia diesel existente com energia solar. O operador pode economizar até 450.000 litros de diesel por ano e reduzir significativamente as emissões de dióxido de carbono. Outro exemplo é uma fábrica de sal localizada em Malindi no Quênia que tem um sistema híbrido fotovoltaico-diesel-rede em funcionamento desde 2016 ¹.

1.4 Organização dos capítulos

No geral, esta dissertação consiste em seis (6) capítulos; introdução, fundamentação teórica, metodologia, estudo de caso sobre sistemas híbridos autônomos, estudo de caso sobre sistema híbrido conectado à rede e conclusão. O capítulo 1 discutiu o projeto de pesquisa sobre o aspecto crucial do trabalho, como a contextualização do tema, justificativa, objetivos, abordando trabalhos já realizados na área e a organização em que se encontra o trabalho.

O Capítulo 2 é completamente dedicado à revisão de literatura sobre os sistemas híbridos. Este capítulo discutirá com maior detalhes sobre as configurações encontradas, topologias, os sistemas geradores de energia mais comuns e discutindo cada um, armazenadores de energia, cargas, uma breve abordagem sobre veículos elétricos e eletroposto, como também os componentes gerais para SHE.

O capítulo 3 explana sobre a metodologia utilizada para realizar os estudos de casos, o uso do software Homer Energy para aplicação nas simulações e o funcionamento geral do programa com suas funcionalidades.

O capítulo 4 discute em profundidade o estudo de caso de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel em rede autônoma, apresentando os dados como localização, perfis de cargas, fontes de geração que são inseridas nas simulações e os resultados obtidos. O capítulo 5 também aborda um estudo de caso sobre um sistema conectado à rede com fotovoltaico e baterias para alimentação de um eletroposto do projeto de mobilidade elétrica da UNICAMP, com a obtenção dos resultados para auxílio de gestão de carregamento da carga do veículo elétrico. O último capítulo (6) apresenta uma conclusão geral e sugestões de pesquisas futuras.

1.5 Conclusão

Neste capítulo são apresentados os tópicos de contextualização e relevância do tema, objetivos da pesquisa, aplicação de sistemas híbridos de energia no Brasil e no

¹maiores informações sobre os projetos em <https://www.sma-sunny.com/en/what-is-a-photovoltaic-diesel-hybrid-system/> e <https://www.sma-sunny.com/en/hybrid-energy-supply-of-a-salt-factory/>

mondo. Por último se encontra a organização dos 6 capítulos da dissertação com uma breve descrição de cada um.

Capítulo 2

Fundamentação teórica

Compreender o impacto do alto crescimento da demanda por eletricidade e da necessidade de energia elétrica em locais que apresentam dificuldades para o acesso ao sistema interligado proporcionou a busca por fontes alternativas de geração de energia. Como consequência, surgiu a necessidade de pesquisas visando o avanço tecnológico para a inserção de fontes renováveis como solar e eólica para complementar e/ou operar em paralelo com sistemas a diesel e redes elétricas convencionais.

Atualmente os componentes de conexão, conversão, geração e armazenamento de energia apresentam maior nível de maturidade em questão de desenvolvimento e eficiência. A partir disso, neste capítulo serão abordados os tópicos de fundamentação teórica sobre os sistemas híbridos e seus componentes.

2.1 Sistemas híbridos de energia

Historicamente, os primeiros sistemas híbridos de energia que se tem conhecimento no mundo são datados da década de 1970, a partir da crise do petróleo. Assume-se que a partir desse contexto começou a busca por novas fontes de geração alternativa para suprir a alta demanda de energia e com o objetivo principal de diminuir a dependência de combustível fóssil [15]. Com isso, gerou uma corrida de desenvolvimento de novas tecnologias em que os SFV e eólicos ganharam espaço em muitos países como a Alemanha, Espanha e Portugal, difundido-se no resto do mundo entre as décadas seguintes.

As fontes renováveis como a fotovoltaica não é capaz de alimentar sozinha um sistema elétrico portador de altas cargas residenciais e industriais, levando a criação de topologias e conexões que envolvam mais de um gerador. Os sistemas híbridos agregam em sua estrutura não apenas as fontes de produção de energia como também sistemas de armazenamento que tipicamente são utilizados em sistemas autônomos em que estocam o excedente da produção para suprir a demanda de carga ou parte dela quando a geração é interrompida, que pode ocorrer por exemplo em dias nublados ou chuvosos quando configurados com sistemas híbridos que apresentem fontes com dependência de condições

climáticas. Porém, nos últimos anos os armazenadores passaram a integrar os sistemas conectados à rede em muitos países.

As diversas fontes de energia utilizadas em SHE diferem uma das outras em seus comportamentos e, portanto, é necessário ter uma estrutura bem definida que possa fornecer alguns procedimentos para organizar as fontes de energia, conectando as unidades de condicionamento de energia e conectando as cargas para formar um regime integrado [28]. A configuração dos principais sistemas pode conter a combinação de diversas fontes como: fotovoltaico - diesel - bateria, fotovoltaico - eólico, eólico - diesel, fotovoltaico - diesel - eólico, fotovoltaico - rede, fotovoltaico - eólico - rede, fotovoltaico - rede - bateria e fotovoltaico - rede - bateria - diesel [29]. O fornecimento pode ser tanto em corrente alternada (CA) como em corrente contínua (CC).

2.1.1 Sistemas híbridos autônomos

Os sistemas híbridos de energia autônomos são conceituadas pela falta de interação com o sistema interligado nacional. As fontes geradoras de energia primária, geralmente são baseadas em sistemas renováveis como eólica e solar que se complementam durante as horas de operação.

De maneira bastante pontual e obrigatória, os sistemas conectados à rede apresentam normas visando a devida segurança do sistema de distribuição de energia elétrica e seus usuários. Contudo, os sistemas autônomos discorrem dessa obrigatoriedade, mas o país também dispõe da resolução normativa N^o 493/2012 que estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de microsistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica (MIGDI) ou sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente (SIGFI) que faz de uma série de documentos do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz para Todos, em que atribui que o MIGDI também podem agregar em sua configuração sistemas híbridos, resultantes da combinação de duas ou mais das seguintes fontes primárias: solar, eólica, biomassa, hídrica e/ou diesel [15, 30, 31].

Os sistemas autônomos podem ser empregados em topologias isoladas ou miniredes em baixa ou alta tensão, monofásica ou trifásica. Essas especificações dependem da demanda de potência e do tipo de carga que será instalada. As redes de baixa tensão/monofásicas são construídas com maior frequência para suprir uma demanda pontual de baixa potência (com a utilização de televisores, carregador de celular, rádios e iluminação) enquanto as redes de alta tensão/trifásica tem sua aplicação reduzida a sistemas com cargas de elevada potência como motores e bombas.

Topologia

Os sistemas híbridos frequentemente encontrados em áreas isoladas utilizam a combinação de fontes de geração fotovoltaica e a diesel. Tipicamente esses sistemas apresentam em sua estrutura o conjunto de painéis fotovoltaico, controlador de carga, baterias, inversor, gerador a diesel e as cargas residenciais (na maioria dos casos). Usualmente o gerador fotovoltaico é a fonte principal para a alimentação das cargas e o excesso de geração de energia ser armazenada nas baterias. Se em algum momento houver déficit na produção fotovoltaica e as baterias atinjam sua capacidade máxima de descarga, o gerador diesel é ativado manual ou automaticamente para a suprir a demanda até que o sistema fotovoltaico estabeleça sua produção [32].

A operação do sistema pode ser classificada com base em 2 principais topologias: CA e CC. No caso de topologia em CC (Figura 2.1-a), o gerador fotovoltaico e o gerador a diesel são usados para carregar o armazenamento da bateria. O inversor converte a energia do banco de baterias para CA na tensão e frequência da rede e, subsequentemente, fornece a carga. O banco de baterias e a capacidade do inversor devem ser suficientes para cobrir a demanda de pico de carga, enquanto a capacidade do gerador a diesel deve ser adequada para atender a carga de pico e carregar a bateria simultaneamente. A topologia em série requer mais recursos eletrônicos de energia que podem reduzir a eficiência total do sistema, bem como a viabilidade do sistema. Além disso, essa topologia limita o controle do gerador a diesel. [33]

Na topologia em paralelo (Figura 2.1-c) os geradores de energia são acoplados ao barramento CA e o sistema de armazenamento (baterias) ao barramento CC. O funcionamento ocorre com o sistema de geração fotovoltaica carregando as baterias quando necessário e alimentando as cargas simultaneamente, o gerador a diesel é incluído no sistema como backup. O gerador a diesel geralmente é dimensionado levando em consideração a necessidade da demanda de pico de carga e alimentação do armazenador, tendo em sua configuração um retificador ou um inversor bidirecional para atender a bateria, sua performance é maximizada nessa operação e a manutenção é minimizada por causa do baixo uso do sistema a diesel. A implementação desse tipo de sistema é de maior complexidade devido a operação em paralelo, mas as vantagens proporcionam maior otimização e eficiência. Uma outra opção de operação em momentos de alta demanda de carga é o diesel alimentar a carga por completo, pois assim ele trabalha com sua máxima eficiência e capacidade e o sistema fotovoltaico operar como carregador de baterias [34–36].

Existem também a aplicação das topologias mistas (Figura 2.1-b), com o grupo gerador acoplado ao lado CA da rede e os sistemas de geração renovável acoplados ao lado CC. A utilização dessa topologia é de maior frequência, pois os geradores de energia fotovoltaica produzem energia elétrica em CC e os grupos gerados à diesel são configurados com sistemas de condicionamento de potência para utilização em rede CA de acordo com

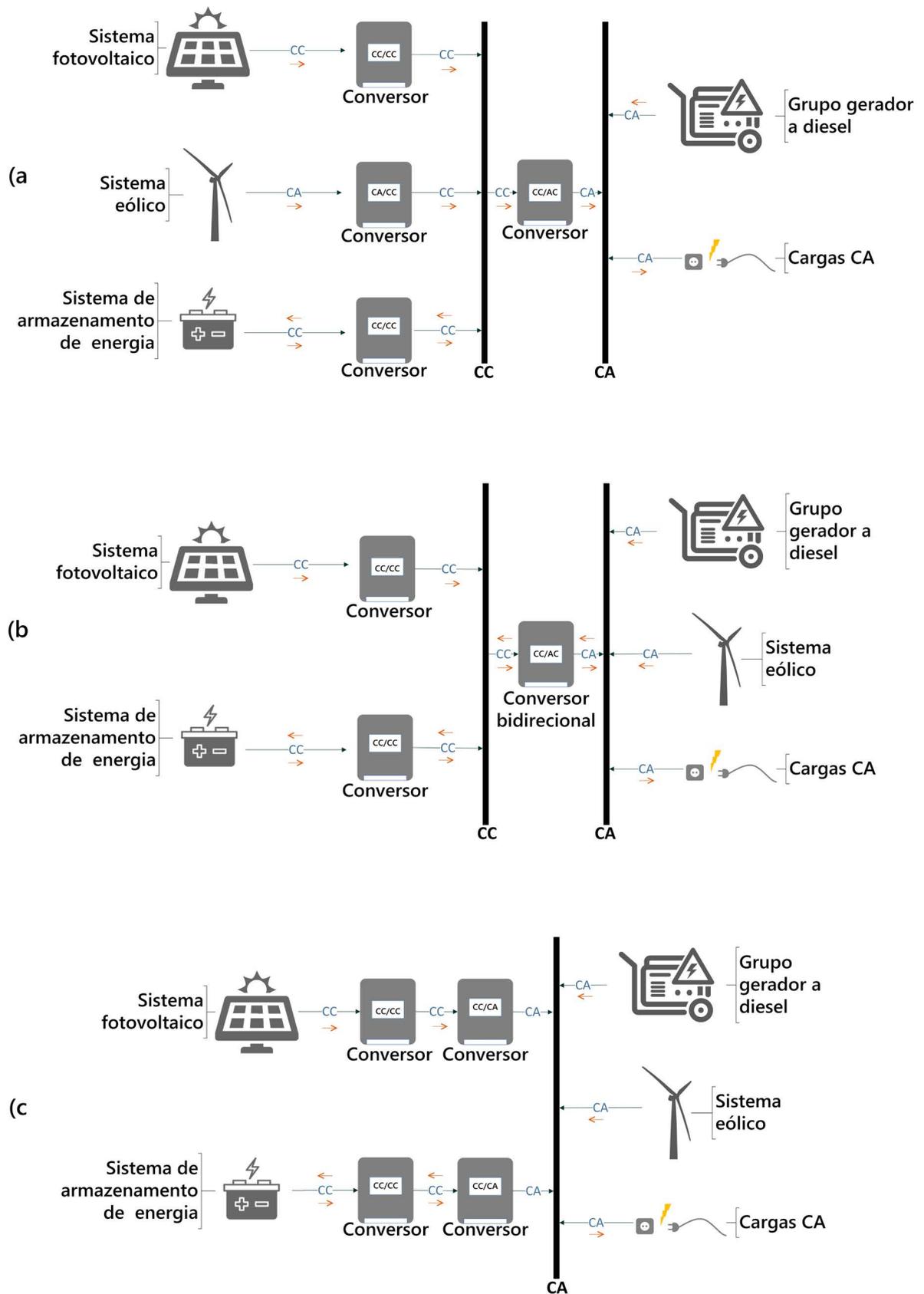


Figura 2.1: Topologias dos sistemas híbridos. (a) CC, (b) Mista e (c) CA.

o padrão de tensão utilizados no sistema de distribuição de energia – 127/220V.

2.1.2 Sistemas híbridos conectados à rede

A interligação de outras fontes à rede de distribuição se caracteriza como um sistema híbrido onde tem por objetivo complementar essa geração local de médio ou grande porte. Essa forma de implantação do sistema também é conhecida como geração distribuída e/ou conectados à rede. As topologias desses sistemas podem ser apresentadas de 2 formas típicas: quando o fluxo de energia é bidirecional em que existe uma carga e geração local e quando a geração distribuída (GD) apenas insere energia na rede sem nenhuma carga acoplada, como por exemplo as usinas.

Por esses sistemas estarem localizados mais próximos dos usuários finais podem funcionar como uma solução de backup sustentável com a rede aproveitando a energia de várias fontes e também fornecendo recursos de armazenamento. Essa solução não apenas se mostra uma alternativa econômica e eficiente, mas também melhora a capacidade, segurança e confiabilidade de todo o sistema [37].

O sistema com conexão à rede requer estágios de condicionamento de energia e um esquema de controle mais complexo para garantir que o sistema injete corrente de alta qualidade e sincronização adequada com a rede enquanto cumpre os padrões regionais. Sendo, o armazenador uma parte integrante e importante dos SHE. Muitas tecnologias podem ser empregadas para acumular e guardar energia como os sistemas hidrelétricos bombeados, armazenamento por ar comprimido e de hidrogênio, porém essas formas geralmente não tem tempo de resposta rápida quando requisitadas. Sendo usadas para o armazenamento e liberação de energia de longo prazo, como gerenciamento de variações de carga lenta. Por outro lado, os dispositivos de armazenamento com tempo de resposta rápido são encontrados com facilidade, como baterias, volantes, supercapacitores e armazenamento de energia magnética que são usados para responder a distúrbios de curto prazo, como transientes de carga rápida e problemas de qualidade de energia [17]

Topologia

No sistema conectado à rede, o gerador FV e o sistema de armazenamento de energia fornecem corrente contínua, em contraste, a rede de energia e a carga trabalham com corrente alternada. Existindo, portanto, uma variedade de possíveis topologias para o sistema. Na revisão literária, foi possível identificar topologias de acordo com três modelos principais: CA, CC e CA/CC [38–40].

Na topologia CA, conforme mostrado na Figura 2.2, a interface entre os vários componentes é CA. A saída do gerador fotovoltaico é convertida para CA com um inversor e a bateria é conectada aos outros componentes através de um conversor bidirecional. Este conversor também é responsável por realizar o controle de carga e descarga da bateria.

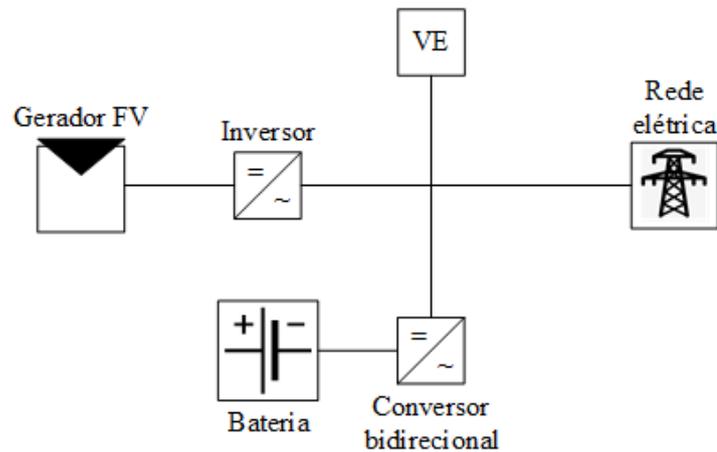


Figura 2.2: SHE com topologia CA e com exemplo de carga de veículo elétrico (VE).

Com topologia CC, conforme mostrado na Figura 2.3, a interface entre os vários componentes é CC. A entrada de energia da rede elétrica é convertida para CC com um conversor bidirecional e a carga (neste caso o ônibus elétrico) é conectada aos outros componentes através de um inversor de energia. Este tipo de arranjo requer a instalação de controladores de carga para gerenciar a carga e descarga das baterias. Em geral, a topologia CC é mais usada em sistemas solares domésticos que são frequentemente limitados a cargas de consumo (por exemplo, luz, rádio, televisão) [13]

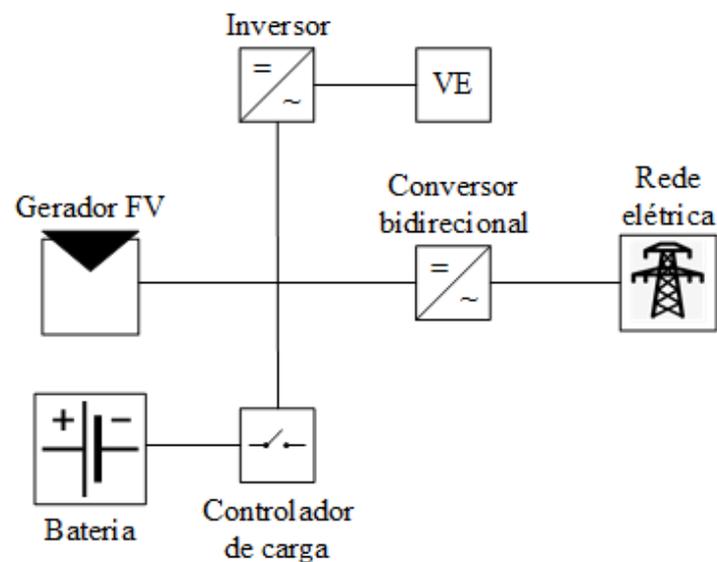


Figura 2.3: SHE com topologia CC e carga de veículo elétrico (VE).

Para operar cargas produtivas (por exemplo, pequenas ferramentas elétricas, bombas de água e refrigeradores), a topologia CA/CC pode ser usada para fornecer energia para cargas AC. A topologia CA/CC (configuração mostrada na Figura 2.4) contém um barramento CA, ao qual as cargas CA estão conectadas, além do barramento CC. Um retificador transfere a energia do barramento CA para o barramento CC, e um inversor

transfere a energia na direção oposta, conforme necessário.

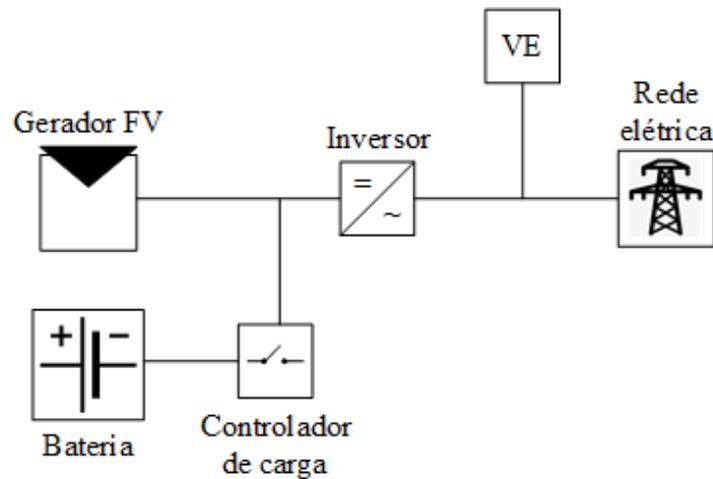


Figura 2.4: SHE com topologia CC/CA e carga de veículo elétrico (VE).

2.2 Sistemas geradores de energia

2.2.1 Sistemas de energia fotovoltaico

Radiação solar

A principal fonte de energia para a Terra é a energia radiante do sol que não é uma fonte renovável, mas é inesgotável considerando a escala de tempo de vida no planeta Terra. Essa energia captada é medida em watts por metro quadrado (W/m^2) e de toda a radiação solar que chega às camadas superiores da atmosfera, apenas uma fração atinge a superfície terrestre, devido à reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. A quantidade de luz que a superfície terrestre irá receber está ligada às condições atmosféricas, posição da terra em relação ao sol e obstruções locais [41–43].

A superfície da Terra também reflete uma certa quantidade de energia por radiação em diferentes comprimentos de onda, devido à temperatura da superfície da Terra. A presença da atmosfera e os efeitos climáticos associados atenuam e alteram a natureza do recurso de energia solar. Como resultado, esses fenômenos não são suficientes para reter todo o espectro da radiação solar que pode atingir a superfície da Terra de três maneiras diferentes como direta, difusa e refletida. Em que a radiação recebida em qualquer ponto e sem qualquer interação é direta (ou feixe) e a radiação espalhada é chamada radiação difusa (Figura 2.5). Quando a radiação direta, em conjunto com a difusa atinge a superfície do solo formando assim, a radiação solar global que, é dependente, em planos inclinados, da contribuição da componente refletida interceptada [1, 44–47].

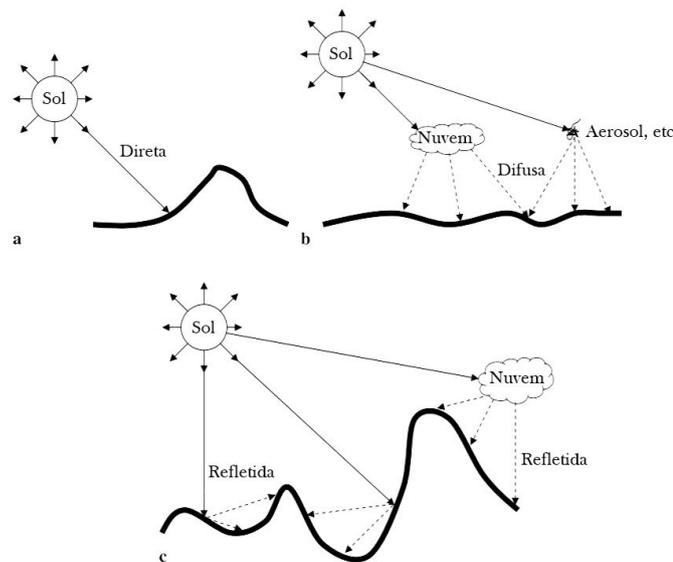


Figura 2.5: Trajetórias da radiação solar: a) direta, b) difusa e c) refletida. Fonte: Adaptado de Sen [1].

Instrumentação de monitoramento solar

O mapeamento dos dados solarimétricos recebidos diariamente na superfície terrestre, especificamente no local de instalação de sistemas fotovoltaicos, é de grande importância para a projeção de políticas públicas e investimentos privados em projetos envolvendo energias alternativas como a solar e eólica, pois essas fontes têm características de variabilidade temporal [42, 48, 49].

A medição para se obter as informações sobre radiação solar que incide na superfície terrestre é realizada através de estações solarimétricas (como na Figura 2.6) que são compostas por um conjunto de componentes fabricados para medição de radiação solar global, radiação direta, radiação difusa e a duração do dia solar [50].

A estação solarimétrica pode ser composta por piranômetro, pireliômetro, sensores de temperatura e o sistema de aquisição de dados (datalogger). O instrumento a ser utilizado é escolhido atendendo as normas de padronização [48, 49, 51] [52–56] [1, 57–62].

Um piranômetro tem uma visão hemisférica do ambiente e, portanto, é usado para medir a radiação solar total, direta e difusa em uma superfície e também são usados para medir a radiação difusa do céu usando uma faixa de sombra para bloquear a visão direta do sol. A caracterização desse componente ocorre pela geração de sinais elétricos do tipo analógico, os quais são transformados pelo sistema em unidade de radiação (W/m^2).

A radiação solar direta é medida por meio de pireliômetros (Figura 6), cujas superfícies receptoras estão dispostas na direção solar. Por meio de aberturas, apenas a radiação do sol e um anel estreito do céu é medido, o último componente de radiação é algumas vezes referido como radiação circunsolar ou radiação auréola. O suporte do pireliômetro deve permitir o ajuste rápido e suave dos ângulos de elevação e azimute.



Figura 2.6: Estação solarimétrica instalada no Prédio da Fec na Unicamp.

Para gravação contínua dos dados, é aconselhável usar equipamento de seguimento do sol (rastreador solar).

Os *dataloggers* são dispositivos eletrônicos que colaboram na coleta de medição de dados e os armazenam, registrando detalhes meteorológicos para calcular o potencial de energia de um local através de um sistema de contagem de pulsos eletrônicos produzidos pelos sensores no qual este componente está conectado.

Módulo fotovoltaico

O termo fotovoltaico é definido pela conversão direta da energia solar em energia elétrica por meio de pequenos dispositivos denominados de células fotovoltaicas. De acordo com registros históricos, em 1839, A.E. Becquerel registrou o primeiro efeito fotovoltaico (que na época se confundia com o efeito fotoelétrico) em que a corrente emitida para fora da célula que construía aumentou com a intensidade da luz incidente. Anos depois em 1877, dois cientistas (Adams e Day) escreveram os resultados que obtiveram da célula de selênio que construíram, resultando no artigo publicado no *Proceedings of the Royal Society*, em Londres, onde também relataram o efeito fotoelétrico. No entanto, foi através dos estudos e experimentos de Albert Einstein que surgiu um avanço significativo na compreensão do efeito elétrico em 1904, com o seu trabalho sobre a teoria quântica que levou ao entendimento do efeito fotovoltaico que é um fenômeno que acontece dentro dos materiais semicondutores diferindo assim do efeito fotoelétrico que ocorre com a emissão dos elétrons a partir da superfície de um material exposto a radiação [63,64].

O módulo fotovoltaico (conhecido também como painel solar) é um dispositivo composto por várias células fotovoltaicas conectadas em série afim de se obter determinada potência. Ao adicionar células ou módulos idênticos em série, a corrente é a mesma, mas a tensão aumenta proporcionalmente ao número de células em série.

O funcionamento da célula é compreendido com a teoria das bandas em que um material semicondutor é dividido em bandas ou camadas, sendo: de valência, condução e *gap* (ou banda proibida). O fóton ao ser absorvido deve ter energia superior a de energia de *gap* (1 eV) para ser capaz de movimentar o elétron da camada de valência para a banda de condução. Para que as cargas possa ser transformadas em energia elétrica um circuito elétrico externo é inserido afim de que circulem até sua extração do material semicondutor. Essa carga é extraída através de uma junção criada no interior do material que dará origem a um campo elétrico que terá como função separar as cargas positivas e negativas [65].

Essas células são fabricadas com o silício como material semi-condutor, apesar de haver outros materiais que possam ser utilizados. Mas o silício pode ser encontrado com facilidade pelo planeta, além de apresentar baixo custo e ser uma tecnologia bem desenvolvida para esta aplicação. Os tipos de células mais utilizadas são as de silício monocristalino, silício policristalino e filme fino, em que este último engloba diferentes tecnologias como silício amorfo, silício microcristalino, células híbridas, células de telúrio

de cádmio e cobre-índio-gálio-selênio [43].

O módulo fotovoltaico é constituído por um conjunto de células ligadas em série, construídas em uma estrutura rígida que protege as células dos intempéries. As associações elétricas entre as células é realizada por pequenas tiras metálicas que resultam em contatos externos de saída como os conectores padronizados. Na parte frontal, os materiais de proteção são vidro temperado com antirreflexo, cobertura traseira com polifluoreto de vinila, caixa de junção e estrutura metálica que envolve todos os componentes [43, 65].

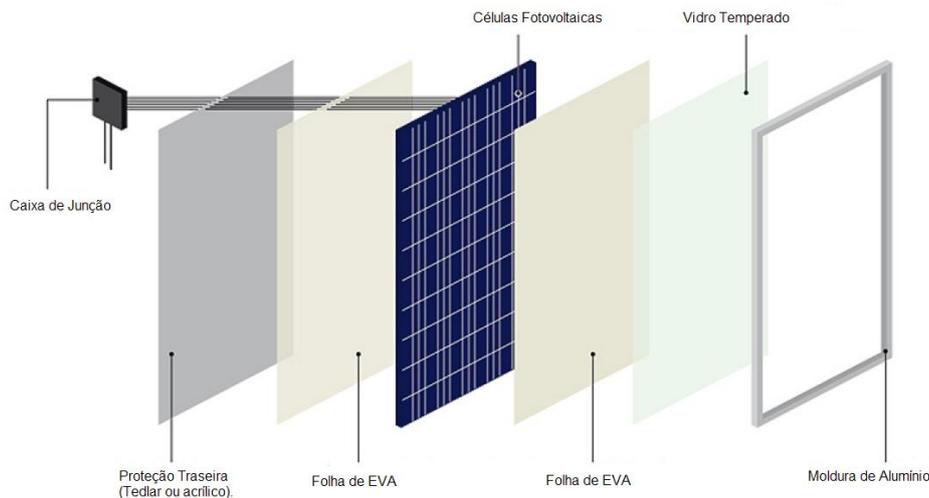


Figura 2.7: Componentes de um módulo fotovoltaico Fonte: SolCentral [2].

A produção de energia nos módulos fotovoltaicos está sujeita a fatores de influência como a irradiância e a temperatura que alteram as curvas I-V e P-V características dos módulos fotovoltaicos. As células que constituem o painel solar sofrem um leve redução de corrente quando os níveis de irradiância diminuem que pode ser ocasionado por algum tipo de sombreamento como a passagem de nuvens. Outro fator é o aumento da temperatura que reduz a tensão com maior proporção em relação a corrente. Ambos os casos podem ser visto nas Figuras 2.8 e 2.9

Para contornar essas situações de sombreamento parcial que podem ocorrer nos módulos é empregado para garantir que o sistema PV opera constantemente em seu ponto de máxima potência o uso de algoritmos de MPPT (Maximum Power Point Tracking) que são empregados em inversores para conexão com a rede elétrica ou em controladores de carga no caso de sistemas autônomos. O MPPT tem a função de fazer os módulos operarem a todo momento com sua máxima potência mesmo com a influência da temperatura e irradiância, operando desde um simples algoritmo que perturba a operação dos módulos e modificando a tensão até seu pico. Quando esta tensão ultrapassa o seu máximo permitido, o algoritmo perturba modificando a tensão novamente só que ao contrário voltando ao ponto desejado. Como existe uma fragilidade da atuação do MPPT em casos de sombreamento, a literatura indica o uso de múltiplas entradas com MPPT.

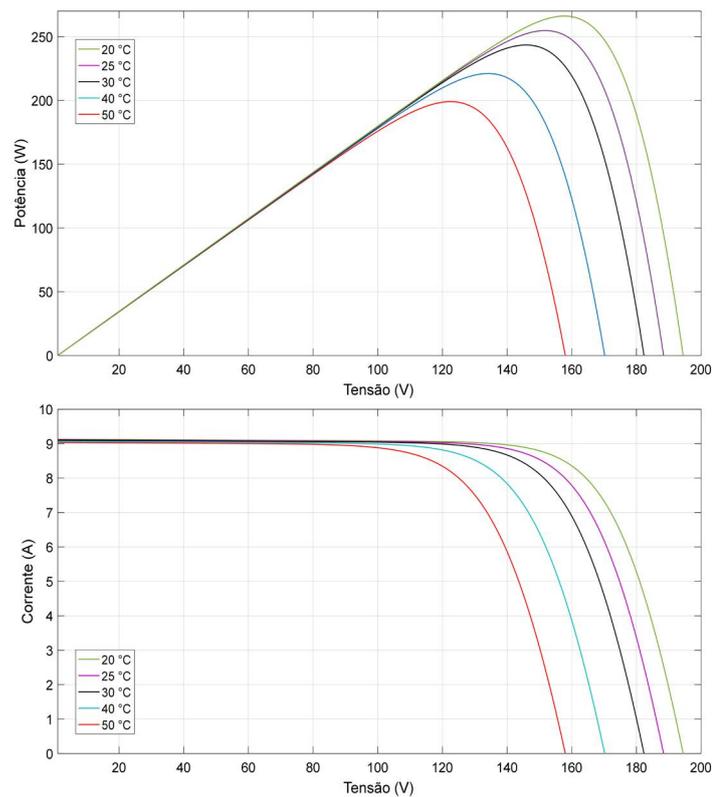


Figura 2.8: Curvas características I-V e P-V com variação de temperatura em condição STC de 1000 W/m^2 .

2.2.2 Sistemas de energia eólica

A energia eólica é uma das tecnologias de energia renovável que mais cresce. A capacidade global de geração eólica instalada *onshore* e *offshore* aumentou quase 75 vezes nas últimas duas décadas, saltando de 7,5 gigawatts (GW) em 1997 para cerca de 564 GW em 2018, de acordo com os últimos dados da IRENA [66]. A produção de energia eólica duplicou entre 2009 e 2013 e, em 2016, a energia eólica representou 16% da eletricidade gerada pelas renováveis. Muitas partes do mundo têm fortes velocidades de vento, mas os melhores locais para geração de energia eólica são às vezes remotas.

Os ventos são subprodutos da energia solar e do movimento de rotação da terra resultando do movimento do ar na atmosfera terrestre. O princípio da produção eólica ocorre com o vento produzindo energia cinética pelo ar em movimento. As turbinas eólicas convertem a energia cinética do vento em energia mecânica que pode ser usada para tarefas específicas (como moer grãos ou bombear água) ou um gerador pode converter essa energia mecânica em eletricidade [15, 67].

A quantidade de energia que pode ser captada do vento depende do tamanho da turbina e do comprimento de suas pás. A saída é proporcional às dimensões do rotor e ao cubo da velocidade do vento [68].

As turbinas modernas podem ser encontradas com eixo horizontal como os moi-

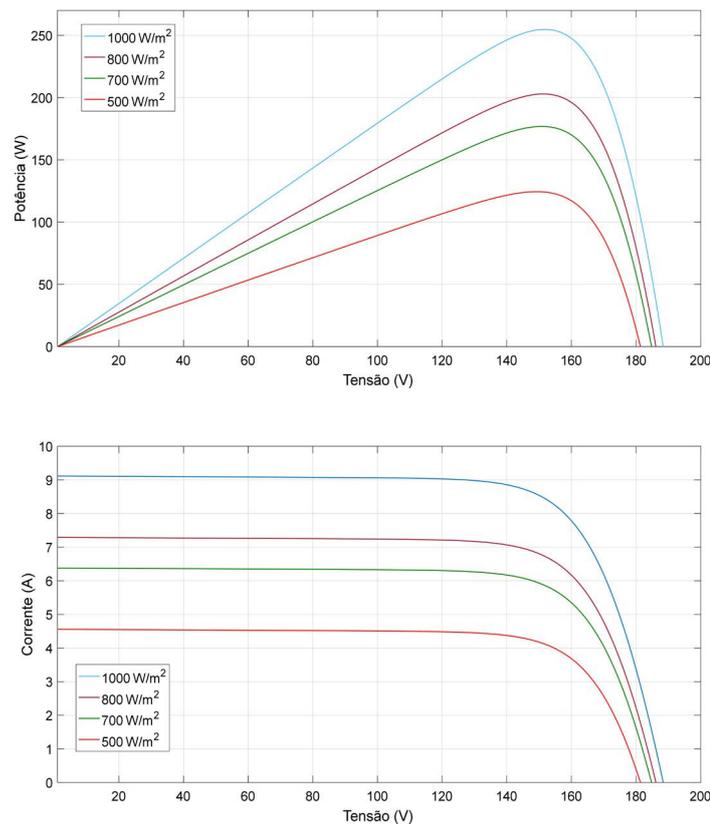


Figura 2.9: Curvas características I-V e P-V com influência de irradiância e temperatura de 25°C em STC.

nhos de vento tradicionais que são as mais usadas, normalmente têm três pás e são operados "contra o vento", com a turbina girando no topo da torre, de modo que as lâminas fiquem voltadas para o vento e as turbinas de eixo vertical. Entre os diversos modelos existentes o mais conhecido é o de Darrieus que são parecidas com batedores de ovos. As turbinas de eixo horizontal (Figura 2.1) são compostas pela lâmina ou rotor que tem como função converter a energia do vento em energia rotacional do eixo, um trem de acionamento, geralmente incluindo uma caixa de câmbio e um gerador, estruturalmente é apoiada por uma torre que suporta o rotor e o trem de acionamento. Além dos componentes de controle, cabeamento elétrico, equipamentos de suporte de solo e de interconexão. Turbinas eólicas estão disponíveis em uma variedade de tamanhos e, portanto, classificações de potência. Para adequada instalação é realizado o estudo de potencial energético e altura mínima da torre.

A análise do potencial eólico para que seja considerada tecnicamente aproveitável, deve apresentar o resultado de densidade de ar maior ou igual a 500 W/m^2 , a uma altura padrão de 50 m acima do solo, o que pede uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s [69].

É possível verificar inicialmente o potencial eólico de um determinado local no Brasil com a Tabela 2.1 (os valores correspondem à velocidade média anual do vento a 50

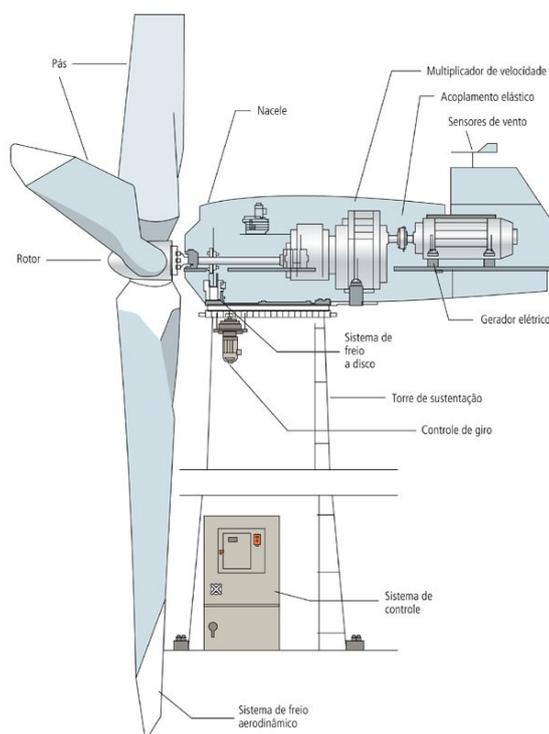


Figura 2.10: Divisão de uma turbina eólica Fonte:ANEEL [3].

m de altura em m/s (V_m) e à densidade média de energia média em W/m^2 (E_m)), com as topografias encontradas no país e a divisão de classes que são os índices de potencial energético, começando do maior para o menor. Os dados apresentados foram obtidos levando em consideração as condições padrões com temperatura de 20° , altitude de acordo com o nível do mar, fator de Weibull ¹ de 2,5 e com os valores correspondendo à velocidade média anual do vento a 50 m de altura em m/s (V_m) e à densidade média de energia média em W/m^2 (E_m). A classe 1 representa regiões de baixo potencial eólico, em que a probabilidade de obtenção de sucesso nas instalações sejam extremamente baixas. Na classe 4 se encontram os melhores ambientes com alto aproveitamento do potencial eólico. As classes 2 e 3 variam seu potencial de energia dependendo da topografia local encontrada.

Tabela 2.1: Definição das classes de energia. Fonte: Adaptado de Feitosa [14].

Classe	Mata		Campo aberto		Zona Costeira		Morro		Montanha	
	V_m (m/s)	E_m (W / m ²)	V_m (m/s)	E_m (W / m ²)	V_m (m / s)	E_m (W / m ²)	V_m (m / s)	E_m (W / m ²)	V_m (m / s)	E_m (W / m ²)
4	>6	<200	>7	>300	>8	>480	>9	>700	>11	>1250
3	4,5 - 6	8 - 200	6 - 7	200 - 300	6,5 - 8	250 - 480	7,5 - 9	380 - 700	8,5 - 11	650 - 1250
2	3 - 4,5	2 - 80	4,5 - 6	80 - 200	5 - 6,5	100 - 250	6 - 7,5	200 - 380	7 - 8,5	300 - 650
1	<3	<25	<4,5	<80	<5	<100	<6	<200	<7	<300

¹O fator de Weibull é um parâmetro estatístico particular da Distribuição Gama, do qual traz a informação sobre a disponibilidade de e as velocidades previstas do potencial eólico

2.2.3 Grupos geradores

O uso de grupos geradores a diesel (GGD) para alimentar redes elétricas pequenas e isoladas é especialmente prevalente em áreas remotas e rurais em economias em desenvolvimento, especialmente em localidades onde a rede elétrica não se encontra disponível e tais geradores são frequentemente a única fonte de geração de eletricidade. Porém, para se manter essas redes elétricas, os GGD apresentam alto custo e grande consumo de combustível [70, 71].

Os GGD podem ser definidos como o conjunto de um motor de combustão interna de pistão (ciclo otto ou diesel) com gerador de corrente alternada. Os motores a diesel são máquinas térmicas alternativas que tem como princípio obter energia mecânica diretamente da energia química de um combustível. Sua denominação é em homenagem a Rudolf Diesel, que entre 1893 a 1898 desenvolveu na Alemanha o primeiro motor. Esses motores são classificados em 4 grupos, devido suas aplicações: marítimos (motores de uso naval), estacionários (motores para acionar máquinas com rotação constante, como grupo geradores a diesel), veiculares (motores para uso em veículos gerais) e industriais (acionamento de máquinas como guindastes, compressores de ar e sistemas hidrostáticos).

Os motores de combustão interna são classificados segundo o tipo de combustível utilizados: ciclo Otto e ciclo Diesel. O ciclo Otto foi descrito por Nikolaus A. Otto (1876) como o ciclo termodinâmico aplicado em motores de quatro tempos usados em carros e motos. Neste ciclo os combustíveis que participam do processo são a gasolina, álcool ou gás natural que combinam com o ar, são comprimidos no interior do motor e em seguida uma centelha é gerada pela vela de ignição causando a combustão.

O ciclo diesel é conhecido pelo processo ocorrer por auto-ignição em que o ar é inserido no interior no motor sofrendo compressão até alcançar determinada pressão e temperatura, quando o combustível é injetado junto ao ar comprimido ocorre a combustão.

Estruturalmente acoplados para produção de energia elétrica, possuem a capacidade de controle e monitoramento através da Unidade de Supervisão de Corrente Alternada (USCA). Os controles realizados são de partida ou parada dos grupos geradores, monitoramento da leitura de tensão, corrente, frequência e temperatura de operação, e dependendo da tecnologia outras funções podem ser empregadas. Os GGD convertem a energia do combustível (diesel ou biodiesel) em energia mecânica por meio de um motor de combustão interna e depois em energia elétrica por meio de um gerador elétrico. Seu nome está ligado ao combustível usado. De acordo com o tamanho e o nível do combustível do tanque, o uso da energia produzida pode ser considerado acessível em qualquer lugar e a qualquer momento [15, 72, 73].

Geradores a diesel oferecem muitas vantagens. No entanto, exceto a compensação necessária pelo tempo de resposta, outra grande desvantagem está nas emissões de poluentes. Dentre as aplicações do GGD, a principal é cobrir as necessidades de balancea-

mento de energia na rede pública de eletricidade ou em microrredes (alimentação durante períodos de pico) ou falta de geradores de energia principais. Além de fornecer aplicações independentes como energia de emergência [72, 74].

No modo de operação normal, o gerador a diesel pode estar no modo *standby* e entrar em atividade para compensar os picos de consumo de energia. Esta técnica é usada principalmente em modo de operação isolada de microrrede quando a energia principal se torna indisponível ou insuficiente para suprir a carga. Assim, um gerador a diesel é mais frequentemente usado como fonte de backup para evitar o custo adicional significativo da tarifa de energia durante um período de tempo limitado ou acoplado a outros dispositivos geradores visando uma alta qualidade de energia (isto é, sem flutuações) [75, 76].

Devido ao comportamento dinâmico lento do gerador a diesel, o balanceamento de energia precisa de compensação para um aumento súbito de potência de carga ou uma diminuição súbita de energia renovável. Assim, um sistema de armazenamento é uma solução para compensar as flutuações de energia dinâmica antes da operação estável de um gerador a diesel. Por outro lado, como para todos os geradores baseados em um motor de combustão interna, ciclos frequentes de partida e parada combinados com baixa potência de saída reduzem a eficiência do gerador a diesel e introduzem custo adicional. Para aumentar a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica para os usuários finais, os geradores a diesel normalmente são dimensionados para atender a demanda máxima durante as horas de pico de consumo, mas devem funcionar com energia muito baixa durante as horas de consumo fora do pico. Este modo de operação de baixa potência leva a uma baixa eficiência de combustível e maior manutenção. Para superar esse problema, uma solução está na implementação de dois geradores a diesel - um para alta potência e outro para baixa potência. No entanto, neste caso, o custo global será muito alto e o gerador a diesel dimensionado torna-se mais complexo e requer um bom conhecimento sobre a demanda de potência de carga. Além disso, quando a saída de um gerador a diesel é de baixa potência, ele fica muito frio; Portanto, a combustão é ineficiente [72].

A seleção de um gerador diesel é governada basicamente pela carga elétrica. Ao especificar o GGD para uso como fonte de reserva, a carga elétrica deve ser analisada em termos de carga final de operação, perfil de carga, características iniciais de cargas de motores individuais e tempo de operação necessário.

2.3 Armazenadores de energia eletroquímica

Os armazenadores de energia eletroquímica são os mais utilizados em sistemas fotovoltaicos, comumente conhecidos também como baterias recarregáveis. São dispositivos com capacidade de conversão da energia química diretamente em energia elétrica por meio de reações eletroquímicas de oxidação (perdas de elétrons) e redução (ganho de elétrons). Existem outras formas de armazenamento de energia como, por exemplo, ba-

terias de fluxo, volantes de inércia, ar comprimido, flywheels, supercapacitores, células de hidrogênio e térmico [15, 77, 78].

As células e baterias podem ser divididas em: primárias e secundárias. A bateria primária não apresenta a capacidade de recarregamento após a utilização (não-recarregáveis) e as baterias secundárias ou recarregáveis são as que suportam o processo de transformação de energia elétrica em química. As baterias secundárias são utilizadas em aplicações como sistemas automotivos e de aeronaves, veículos elétricos híbridos e sistemas de armazenamento de energia estacionária e para cada situação existe uma tecnologia associada. Esses armazenadores recarregáveis são caracterizados não apenas por sua capacidade de recarga, mas pela alta densidade de potência, alta taxa de descarga, curvas de descarga e bom desempenho em baixa temperatura. Suas densidades de energia são geralmente mais baixas que as das baterias primárias [79].

Para cada tipo de aplicação existe uma variedade de tecnologias que podem ser usadas e uma forma de avaliação é comparando o desempenho, como o peso (W/kg) ou o volume (W/l). Para aplicação com energias renováveis, ou seja, de forma estacionária, os parâmetros mais relevantes para compor uma avaliação comparativa são a quantidade de ciclos da bateria, custo e confiabilidade. Quando a aplicabilidade é em sistemas fotovoltaicos off-grid, conectados à rede ou híbridos, mais características importantes são agregadas afim de avaliar as tecnologias, como: segurança, elevado número de ciclos de carga/descarga, baixo tempo de recarga, baixa manutenção, bom desempenho em altas temperaturas e pouca manutenção [10].

As baterias mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos *off – grid* são de chumbo-ácido por causa de suas características de aplicação estacionária e atualmente as baterias de lítio-íon estão sendo implantadas em sistemas conectados à rede por sua maior capacidade e densidade energética que vem sendo desenvolvida nas últimas décadas, principalmente pelo avanço das pesquisas sobre veículos elétricos. Uma melhor avaliação das tecnologias de baterias pode ser vista a partir da curva de Ragone (Figura 2.11) com o gráfico mostrando em seus eixos a potência específica x energia específica.

A seguir são apresentados os dois tipos principais de baterias para utilização em sistemas fotovoltaicos que compõe os estudos de casos que serão apresentados nos capítulos 4 e 5.

2.3.1 Baterias de chumbo-ácido

A bateria de chumbo-ácido começou com as pesquisas de Raymond Gaston Plante em 1860. Foram as primeiras baterias a tomar proporções comerciais e com alta demanda de aplicações. Esse tipo de bateria é constituída por uma placa positiva e outra negativa, imersas em eletrólito de ácido sulfúrico diluído em água deionizada, em que o catodo e o anodo contem, respectivamente, dióxido de chumbo (PbO₂) e chumbo (Pb). Nos dias

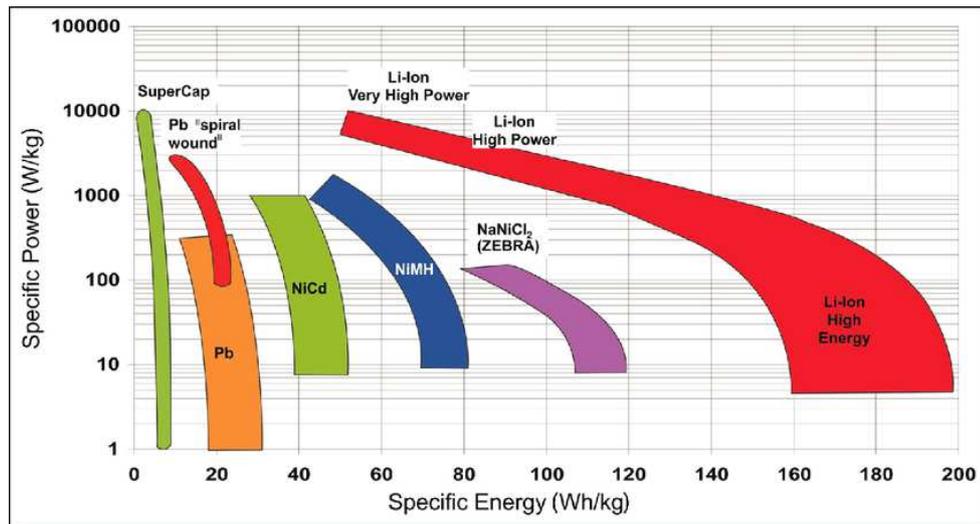


Figura 2.11: Curva Ragone (Desempenho de vários dispositivos eletroquímicos de armazenamento de energia). Fonte: Winter [4].

atuais é a tecnologia de armazenamento de energia mais utilizado em sistemas fotovoltaicos isolados devido ao seu baixo custo inicial, maturidade da tecnologia, segurança e desempenho [10].

A bateria de chumbo-ácido apresenta diversas aplicações a partir da sua classificação que podem ser baterias automotivas, tracionárias, estacionárias e VRLA Gel ou AGM (valve regulated lead acid) [80, 81]. Entre as diversas aplicações existentes as baterias automotivas que são, sendo responsáveis pelo fornecimento de energia ao sistema elétrico de automóveis disponibilizando alta corrente em pouco tempo sem perda de eletrólito e logo após o acionamento do motor a bateria se encontra descarregada e o alternador carrega passa a alimentar novamente a carga da bateria. Por apresentar limitação de tempo para suprir uma carga e ter sua vida útil reduzida com descargas maiores que 20% (ciclo raso), elas não são aconselháveis na aplicação em sistemas de energia para alimentar cargas por longas horas diariamente [82]. As baterias tracionárias opera em condições que necessitam de maior potência para aplicação em carros de transporte de pessoas e cargas.

As baterias VRLA são reguladas por válvula com composição de chumbo-ácido, construída para precisar de menor manutenção e compostas por válvula para emissão dos gases quando se encontrarem em situações críticas de acúmulo de gases [83].

Para aplicações que necessitam de maior disponibilidade de energia por um tempo mais longo e suportem ciclos profundos (descargas de até 80%) foram projetadas as baterias estacionárias que disponibilizam menores correntes em maiores períodos. Além de serem fabricadas com maior densidade de massa e maior quantidade de eletrólitos quando comparadas as outras tecnologias de chumbo-ácido. Trabalham a maior parte do tempo carregada e fornecem energia alimentando as cargas quando as fontes de geração são cortadas do sistema [83].

2.3.2 Baterias de íon-lítio

O elemento lítio é bastante atraente pelas extraordinárias propriedades para utilização em sistemas de armazenamento de energia. É notável essas características a partir da localização que em que ele se encontra na tabela periódica junto ao topo dos elementos leves de metais alcalinos tendo como atributos a facilidade de doar elétrons e alta densidade energética. O que o faz um ótimo material para aplicação do ânodo da bateria. Devido a estas características proeminentes, o uso de lítio dominou o desenvolvimento de sistemas primários de alto desempenho e atualmente demanda pesquisas no mundo inteiro para o desenvolvimento de baterias secundárias (recarregáveis) de alto desempenho para aplicações em veículos elétricos e armazenamento em sistemas fotovoltaicos e eólicos.

Essas primeiras baterias de lítio metálico apresentavam problemas de segurança, pois durante o processo de carga e descarga os elétrons se acumulavam no percurso entre os eletrodos criando com o tempo detritos formando uma ponte ligando os eletrodos positivo e negativo. Como resultado apresentavam alta reatividade com reações violentas e/ou curto-circuito causando explosões. Uma das soluções para esse problema foi o emprego de anodo de carbono abrigoando íons de lítio em substituição ao lítio metálico. Essas baterias passaram a ter mais segurança, porém com menor armazenamento de energia.

Atualmente diversas variedades de compostos estão sendo estudados e utilizados como material para a placa positiva das baterias. Cada material apresenta vantagens e desvantagens, dependendo da aplicação, como pode ser visto na Figura 2.12.

Pode-se observar que a composição fosfato de lítio ferro apresenta maior equilíbrio em termos de custo, energia e potência específica, vida útil, performance e segurança em relação as baterias de lítio construídas a partir de óxido de cobalto, óxido de manganês e óxido de níquel. Essas baterias também são chamadas de LiFe (lítio ferro) ou lítio ferrofosfato (LiFePO₄). A diferença entre as baterias de LiFePO₄ em relação as outras de lítio está na aplicação em alta potência.

Comparação entre bateria chumbo-ácido e íon-lítio

A comparação técnica como vista na Tabela 5.1, mostra que as baterias de lítio oferecem vantagens significativas sobre as baterias de chumbo-ácido, incluindo maior eficiência de descarga e carga, maior vida útil e atua em limites maiores de temperatura mantendo o desempenho. Comparando em relação à custos as baterias de lítio ainda não são processadas em grande escala por seus valores elevados de produção [5].

A bateria de chumbo-ácido possui energia específica quatro vezes menor que a bateria de lítio-íon, fazendo com que ela seja até mesmo uma sucessora da tecnologia chumbo-ácido. Entre as principais vantagens, estão: alta densidade energética e de potência, recarga rápida (1 a 3 horas), baixa taxa de auto-descarga, elevado número de ciclos (carga e descarga) e baixo impacto ambiental [5]. Apesar de muitas vantagens, a bateria

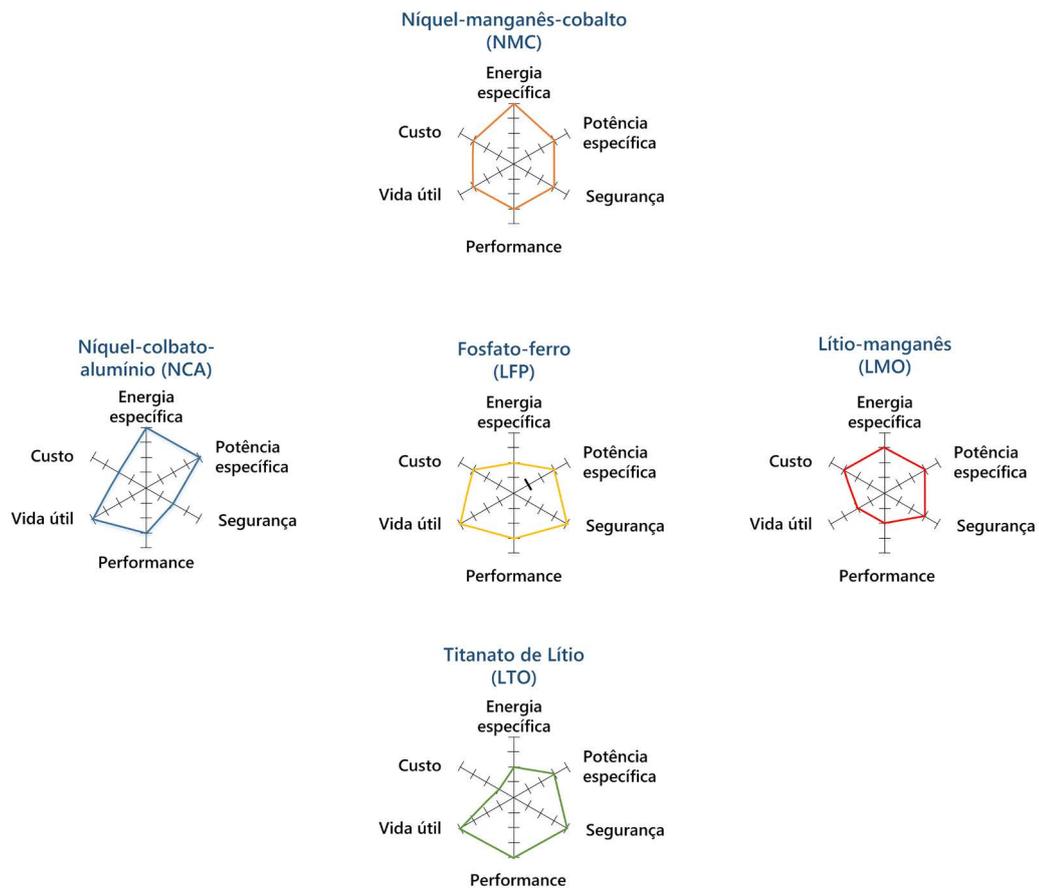


Figura 2.12: Comparação entre as famílias de LiB. Fonte: Rosolem [5].

Tabela 2.2: Comparação entre tecnologias de baterias. Fonte: Rosolem [5].

Bateria	Pb-ácida VRLA	Íon-lítio
Tensão nominal (V)	2,0	3,2 a 3,8
Densidade de energia (Wh/kg)	2 a 50	100 a 200
Temperatura de operação (°C)	-10 a +40	-25 a +45
Vida cíclica (ciclos)	500 - 2000	+5000
Vida projetada (anos)	10	+20
Eficiência (%)	8 - 85	90 - 95

de Li-íon tem alto custo dentro do mercado por ainda não serem processadas em grande escala por seus valores elevados de produção.

2.4 Cargas

O ótimo planejamento de qualquer sistema de energia está diretamente ligado ao estudo das cargas que serão atendidas. Análises de demanda, tipo de carga e perfil horário de consumo são essenciais não somente para o dimensionamento do sistema de energia,

mas como também irá influenciar no gerenciamento dessa carga. O comportamento do consumidor é visto na carga como uma variável dependente de diversos outros fatores a serem considerados, que estão ligados aos aspectos econômicos regionais, disponibilidade de conexão com a rede, fator de demanda, variação da demanda de acordo com o período da semana, mês e ano, sazonalidade, entre outros. O conhecimento sobre a curva de carga ainda permite análises para aplicação de métodos de eficiência energética, como gerenciamento da demanda e reduzindo a quantidade de energia, mas garantindo a qualidade de entrega ao consumidor.

As medições realizadas junto aos consumidores finais é visualizada através dos gráficos de curvas de cargas que demonstram o consumo elétrico ao longo de um determinado tempo, discretizando a amostragem minuto a minuto ou até mesmo em horas. A forma de medição nem sempre é tão exata pelas falhas ocorridas por questões técnicas gerando lacunas de dados. Porém, esses dados são fundamentais para planejamento e previsão de cargas futuras com base nessas informações [84].

A carga pode ser encontrada em conexões monofásicas, bifásicas ou trifásicas. A baixa tensão agrega a maior diversificação de conexão por causa da grande quantidade de ligações monofásicas residenciais. Dentro dessa variedade de ligação encontram-se infinidades de cargas distintas comumente divididas em cargas residenciais, comerciais, industriais e algumas com aplicações rurais que apresentam comportamentos individuais típicos [7].

No Brasil em 2018 o consumo total de energia foi de 472.242 GWh como mostra o gráfico 2.13 em percentual. Em que 29% do consumo foi por carga residencial, 19% com cargas comerciais, 16% de cargas da classe rural, serviço público e iluminação pública. A indústria é a maior classe de consumo com 39%.

A projeção do consumo na rede elétrica em um cenário de referência aponta um montante de 787,5 TWh em 2032, significando aumento de 3,6% ao ano. A classe residencial tem como previsão o aumento do consumo pautado no crescente número de consumidores por causa da universalização da energia elétrica [85].

2.4.1 Cargas residenciais

As cargas residenciais são representadas por uma curva que caracteriza-se pelo pico de consumo entre 18h e 21h. No decorrer da noite até o início da manhã essa curva mantém-se em baixa e durante o dia os valores se mantêm constantes (Figura 2.14). A demanda, no geral, é composta por equipamentos de conservação de alimentos, aquecimento de água com maior demanda em meses de invernos, iluminação, chuveiro elétrico que é o principal consumo da demanda de ponta, além do uso de ar condicionado que vem aumentando nos últimos anos [7, 86].

Consumo anual de energia elétrica por classe em 2018

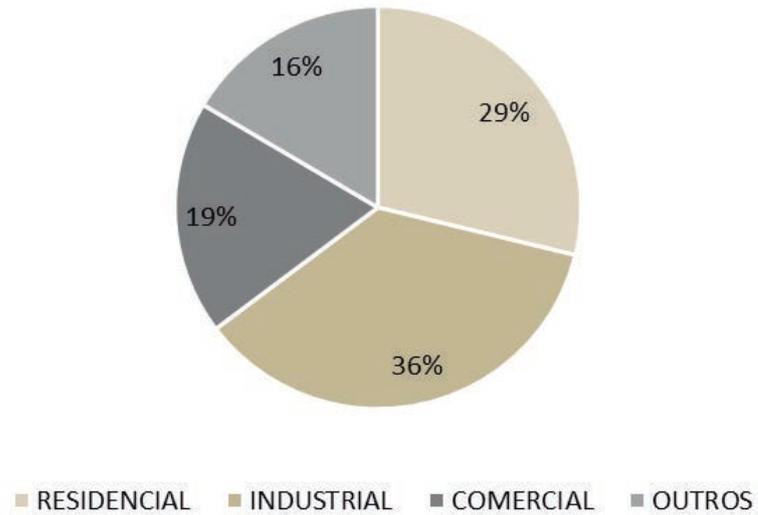


Figura 2.13: Consumo anual de energia elétrica por classe no Brasil em 2018. Fonte: Empresa de Pesquisa Energética [6].

Curva de Carga - 330 kWh/mês

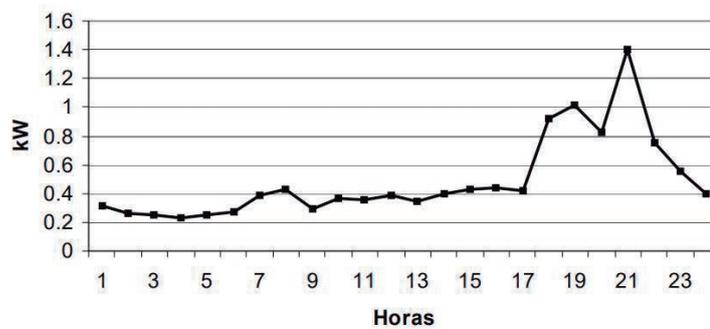


Figura 2.14: Curva típica de carga residencial. Fonte:Francisquini [7].

2.4.2 Cargas comerciais

As cargas comerciais são normalmente caracterizadas de acordo com os ramos de atividade, como por exemplo supermercados, bares, restaurantes, bancos, postos de gasolina e lojas de roupas. Esses consumidores estão entre os que mais aumentaram a busca pela eficiência energética como na iluminação e em equipamentos mais eficientes como por exemplo, em refrigeração que é um dos maiores consumos em bares, restaurantes e supermercados.

A caracterização dessa demanda é através do consumo durante o dia, com uma leve diminuição da carga durante o meio-dia, a noite é apenas contabilizado consumo de iluminação e alguns equipamentos necessários que necessitam estar ligados 24h. A Figura 2.15 apresenta um exemplo de curva de carga típica comercial [7].

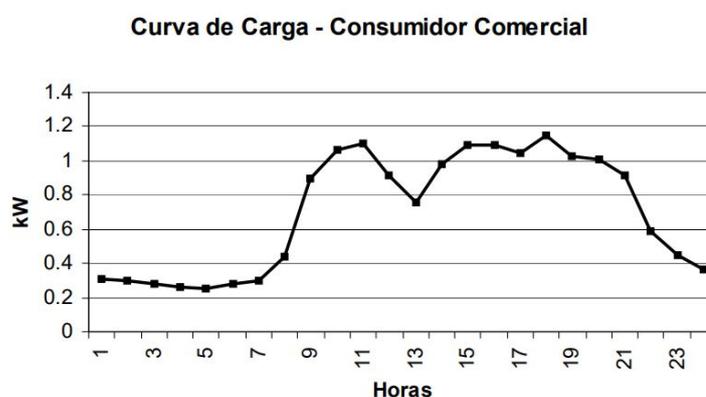


Figura 2.15: Curva típica de carga comercial. Fonte: Francisquini [7].

2.4.3 Cargas industriais

O setor industrial é caracterizado por receber energia em média tensão (13,8 kV) e por responder pela maior porcentagem de consumo de energia entre as classes de consumidores do país. Em geral, são classificados por ramo de atividade como construção civil, fábricas de eletrônicos, madeireiras, plásticos, metalúrgicas e indústrias automobilísticas. Outra informação importante é a faixa de consumo de energia elétrica de cada ramo [7].

A curva de carga nesse setor é bastante individual e variável por causa das inúmeras atividades industriais como pode ser visto na Figura 2.16 como exemplo de aplicação em diferentes ramos que atuam com horários diferenciados e alta demanda em quase toda a operação.

2.4.4 Cargas de veículos elétricos

Os veículos elétricos (VE) estão entrando no mercado com uma alternativa para redução da dependência do petróleo. Porém, os VE operam com um banco de baterias

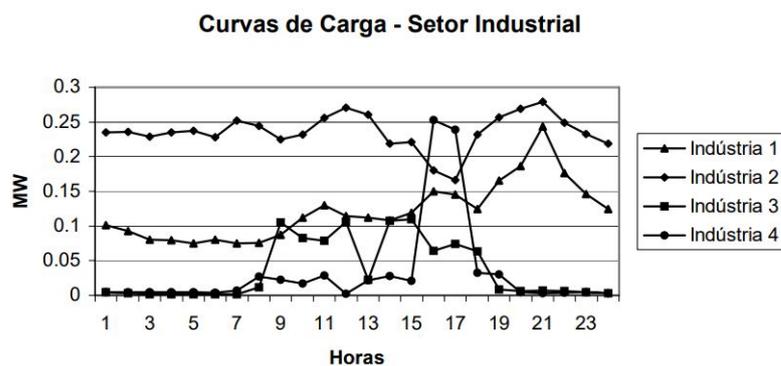


Figura 2.16: Curva típica de carga industrial. Fonte: Francisquini [7].

que oferecem tração a partir de um eixo de transmissão e essas baterias necessitam de carregamento diário a partir de uma fonte externa como pontos de recargas residenciais ou com maior suporte como os eletropostos.

Os VE trazem uma certa complexidade para definir com precisão a curva de carga diária, pois muitas variáveis podem influenciar a profundidade de descarga das baterias. Nesses parâmetros estão inclusos a distância média a ser percorrida todos os dias, ciclo de condução completo que são trajetos padrões utilizados nas simulações de VE, atendendo os requisitos das acelerações, velocidades e topologias geográficas como em perímetros urbanos que variam a cada instante pelo alto fluxo de carros e com velocidades mais constantes em marginais e rodovias. Trajetos com inclinação pode causar maior consumo das baterias pela necessidade de maior tração do VE. Dessa forma, a avaliação da autonomia dos VE estão diretamente relacionado ao sistema tracionário de acordo com a potência, torque e força, fazendo que no dia-a-dia exista uma certa variabilidade na composição da curva de carga.

2.5 Rede elétrica e geração distribuída

No final da década de 1880, a demanda de energia por motores elétricos exigia um serviço de 24 horas e aumentava drasticamente a demanda de eletricidade para transporte e outras necessidades da indústria. No final da década de 1880, pequenas áreas centralizadas de distribuição de energia elétrica foram espalhadas pelas cidades dos Estados Unidos [87].

Os sistemas de geração, transmissão e distribuição são os principais componentes do sistema elétrico de potência. As estações de geração e distribuição são conectadas as linhas de transmissão que são responsáveis pela transmissão de energia em alta tensão entre os grandes centros de consumo [88].

Os conceitos de funcionamento sobre redes elétricas e teorias do fluxo de potência estão sofrendo alterações pela inserção de geradores distribuídos (GD) que é a produção de energia próximo ao consumidor e essa modalidade alterou o funcionamento histórico

das redes de distribuição que até então eram passivas. A partir disso, é necessário novas perspectivas de análise da rede considerando-a não apenas como carga, mas também como fonte de energia. O sistema tradicional de distribuição radial se configura por ter apenas uma fonte de geração com o fluxo de potência unidirecional iniciando sua trajetória no ponto de geração até o consumo final. Mas a partir da inclusão de geradores na rede de distribuição, esse fluxo passa a ter sentido bidirecional, se transformando em um sistema de múltiplas fontes (Figura 2.17). Muitos dos estudos atuais estão voltados para identificar as consequências da conexão das fontes de geração elétrica no lado do consumidor ou à rede de distribuição, e o impacto disso nas operações do sistema, confiabilidade, qualidade de energia e controle [83, 89–94].

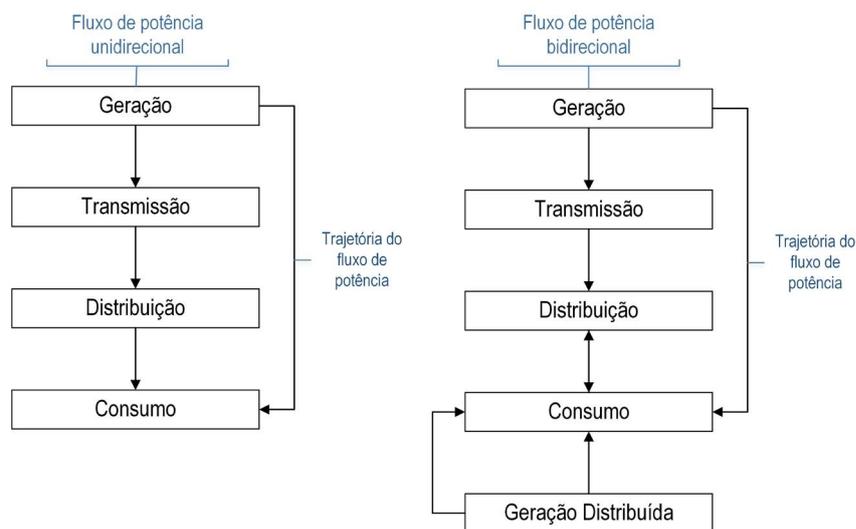


Figura 2.17: Fluxo de potência unidirecional e bidirecional.

Nas últimas décadas o surgimento da geração distribuída, como o sistema fotovoltaico, micro turbinas eólicas, energia da bateria sistemas de armazenamento, veículos elétricos *plug – in* e eletrodomésticos inteligentes estão se tornando ativos participantes no sistema elétrico [95]

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) no Brasil tem sua conexão única realizada pelo SIN e o Operador Nacional do Sistema (ONS) tem como função a sincronização de todas as unidades geradoras de energia prevendo o consumo diário do sistema de distribuição em intervalos de meia hora para elaborar planos de operação que atuem evitando produção excessiva em momentos de menor carga, geração em horários de picos e traçando o comportamento de cada setor econômico. Sabe-se que a expansão do sistema de geração, transmissão e distribuição não acompanha a curva exponencial crescente da demanda de carga anual, fazendo necessário investimentos em outras formas de geração de energia e armazenamento.

Além de atuar na sincronização da rede, o ONS é responsável pelo despacho da energia gerada pelas hidrelétricas e termelétricas assegurando o atendimento de pelo menos

95% da demanda.

A geração de energia no país é predominantemente hidráulica, com mercados consumidor industrial em maior quantidade concentrados nas regiões sul e sudeste. A região norte tem como forma de atendimento pequenas centrais geradoras e dependendo da localização da área em relação ao SIN, a geração é a partir de termelétricas a diesel [96].

2.6 Sistema de condicionamento de potência

O sistema de condicionamento de potência (SCP) tem como objetivo controlar e gerenciar as fontes de energia com os sistemas de armazenamento e a interação com o usuário, cargas e conexão com a rede. Em geral os equipamentos eletrônicos mais utilizados são inversores de tensão, inversores bidirecionais, seguidores de ponto de potência máxima, retificadores, controladores de carga (se houver armazenamento), sistema supervisório, entre outros componentes eletrônicos. A Figura 2.18, apresenta a configuração do sistema híbrido com o SCP que possui funções amplas e depende de cada sistema. Em aplicações autônomas, opera de forma a coordenar os sistemas de energia e fornecer eletricidade adequada ao usuário. Em aplicações conectadas à rede garante uma sincronização adequada (tensão e frequência), minimizando os impactos causados pelas fontes renováveis, como o surto de corrente que afeta a rede de distribuição e o circuito das turbinas eólicas, além do desbalanço entre fases e segurança [97]

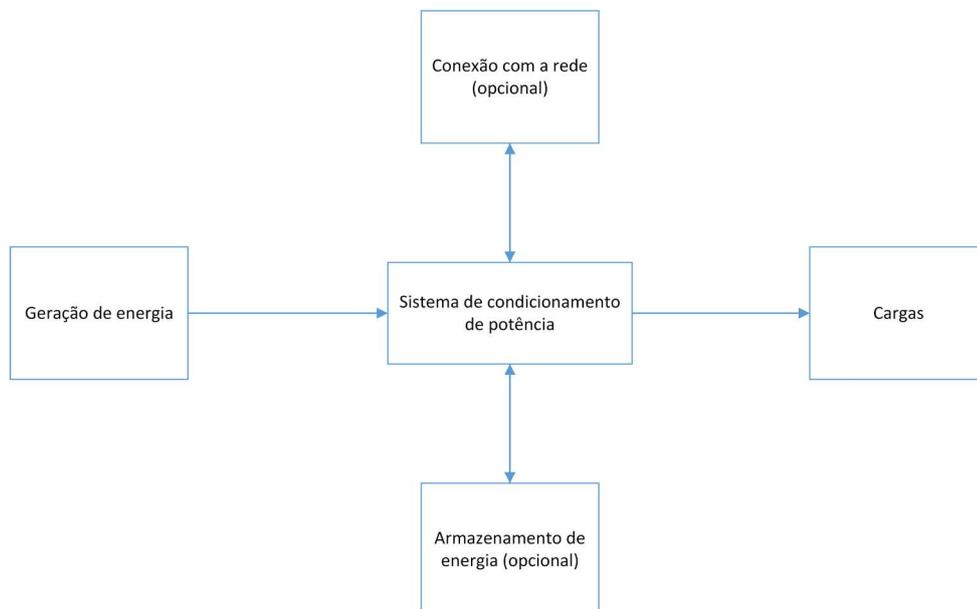


Figura 2.18: Conexão do sistema de condicionamento de potência nos SHE.

Entre os componentes estão o inversor que é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo

harmônico adequados às cargas a serem utilizadas ou, no caso de sistema fotovoltaico conectado à rede, de acordo com a tensão da rede. Os inversores podem ser divididos em duas categorias em relação ao tipo de aplicação: autônoma e conectada à rede. Apesar de possuírem os mesmos princípios de funcionamento, os inversores para conexão com à rede comportam-se como uma fonte de corrente elétrica com características restritas para atenderem às exigências das concessionárias de energia, com tensão de saída sincronizada com tensão da rede [77]. Para sistemas híbridos de energia estão sendo utilizados os inversores de fluxo bidirecional com capacidade de gerir em um único componente a geração fotovoltaica, eólica, baterias e conexão com a rede, um exemplo é o inversor Sunny Island da SMA (Figura 2.19).

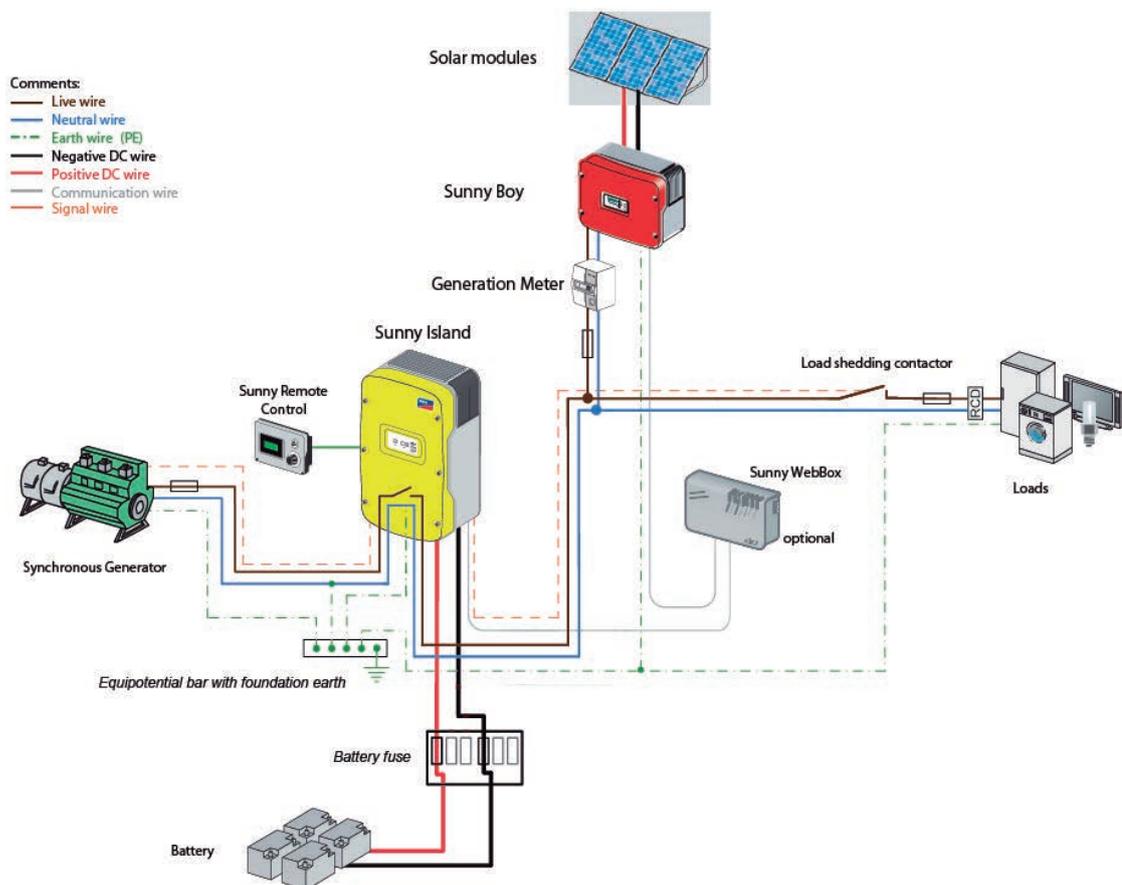


Figura 2.19: Inversor Sunny Island - SMA. Fonte: SMA [8]

O controlador de cargas é um componente que atua em corrente contínua responsável pela manutenção da vida útil de armazenadores de energia controlando o processo de carga e descarga. A carga é realizada com controle de tensão e corrente, de acordo com a fonte de energia, podendo ser a partir de painel fotovoltaico (otimizando o tempo para o aproveitamento do período de insolação) ou fonte de alimentação contínua de baixa tensão [15, 98].

Entre outros equipamentos do bloco de condicionamento de potência se encontra

os retificadores de tensão que conectam os sistemas geradores de energia em CA para CC, como por exemplo para processo de carregamento de baterias através de GGD ou aerogeradores. O conversor CC-CC utilizado para obtenção de valores diferentes de tensão.

2.7 Conclusão

Os sistemas híbridos de energia podem apresentar certa complexidade em sua aplicação e gerenciamento, necessitando de um projeto mais detalhado em relação à suas topologias, componentes, armazenadores e estratégias de operação para que sua operação ocorra de forma eficiente. Com isso, neste capítulo foi apresentada uma breve fundamentação teórica com as principais informações para o entendimento de SHE com e sem conexão com a rede.

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo será apresentada a metodologia com uma descrição do software usado nas simulações. Com base na literatura, foi possível identificar diferentes tipos de software que simulam o comportamento dos equipamentos que compõem um sistema híbrido, microrrede ou minirrede. No entanto, Homer Pro foi escolhido para simular os SHE, já que, este é o software mais recomendado na literatura para trabalhar com sistemas híbridos de energia.

O Homer é utilizado recebendo os dados do sistema híbrido fotovoltaico-diesel da Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns e o sistema híbrido fotovoltaico-bateria conectado à rede do projeto de mobilidade elétrica da UNICAMP. Os resultados apresentados nas simulações são de suma importância para entender a operação dos dois sistemas em relação a geração e cargas para auxiliar tomadas de decisão sobre gestão e operação estratégica para melhorar a eficiência e performance desses SHE.

3.1 Introdução

O software Homer é geralmente usado na tarefa de avaliar projetos de sistemas de energia conectados ou desconectados à rede para uma variedade de aplicações. Ao projetar um sistema de energia, muitas decisões sobre a configuração do sistema devem ser feitas: componentes a serem incluídos no projeto, tamanho de cada componente a ser usado, etc. O grande número de opções de tecnologia e a variação nos custos e disponibilidade dos recursos energéticos dificultam essas decisões. Os algoritmos de otimização e análise de sensibilidade do programa facilitam a avaliação das várias configurações possíveis do sistema [24]. Como exemplo, no trabalho de Sandeep [99], o Homer é usado para projetar e encontrar uma configuração otimizada de um sistema de energia híbrida em termos de estabilidade, economia, tamanho e número de componentes, antes da instalação. Os resultados simulados usando o Homer fornecem a análise econômica comparativa de cada configuração e avalia a melhor configuração. Assim, o Homer é vantajoso em realizar a configuração, o balanço de energia para cada hora para escolher se a configuração é viável

ou não. Singh [100] utiliza o Homer para analisar o dimensionamento, otimização de custos e estratégia de controle de um sistema de energia híbrida. Outros autores [23, 101–104] apresentam diferentes metodologias para a tomada de decisão baseada em uma análise de custo ótimo para o planejamento de vários sistemas híbridos de energia utilizando o Homer. Nesses trabalhos são analisados os impactos dos sistemas híbridos que consideram diferentes tipos de fontes de energia renovável (eólica, solar e hídrica) visando determinar a solução ótima correspondente a um custo de capital anualizado mínimo e uma porcentagem máxima limitada de injeção de energias renováveis nas redes de distribuição.

3.2 Estudos de casos de sistemas híbridos de energia

O Homer é utilizado para simular dois tipos de SHE com e sem conexão com a rede elétrica. O primeiro estudo de caso (Capítulo 4) é sobre o sistema híbrido fotovoltaico-diesel, prevendo o comportamento dos geradores e cargas. Nesse sistema existe uma maior complexidade por não haver o monitoramento da geração, do consumo e do fluxo de energia, que por sua vez, é realizada através de chaveamento manual, podendo ocasionar falhas humanas levando ao desperdício de energia renovável, ao uso desnecessário de combustível a diesel, à sobrecarga e subcarga na rede elétrica local em relação à energia que está sendo disponibilizada. Os resultados do Homer servirão de parâmetro em caso de monitoramento do SHE, na criação de formas de gestão e tomadas de decisão nos despachos de energia manual para aumentar a eficiência energética e minimizar danos aos componentes do sistema híbrido.

O estudo de caso do capítulo 5 é abordado um novo tipo de carga que está agregando o sistema de distribuição de energia que são os veículos elétricos que necessitam de postos de recargas (eletroposto). As simulações visam avaliar se o SHE conectado à rede junto com SF e baterias são suficientes para cobrir a demanda do VE que passará a compor a frota de ônibus circulares do campus da UNICAMP. São levantadas situações críticas de consumo de energia, os resultados serão utilizados para decidir a melhor forma de gestão das cargas e estratégias de carregamento da carga do VE.

3.3 Metodologia de simulação do Homer Energy

A metodologia deste trabalho é a partir do uso do software usado para fazer a simulação de dois sistemas híbridos em que um está em operação e outro previamente dimensionado para instalação com o objetivo de avaliação dos sistemas em geral para obter resultados como o balanço de energia e atuação de cada fonte. Como mostrado na Figura 3.1, na primeira fase das simulações deve ser preparada a informação a ser introduzida no Homer, sendo que estes dados estão relacionados com a lista dos elementos

que serão conectados ao SHE (carga, geração FV, sistema de armazenamento de energia, rede elétrica ou grupo gerador) e às características técnicas, como, por exemplo:

- Topologia: será introduzido no Homer, a informação relacionada à configuração das fontes e cargas em relação aos barramentos. Indicando assim, se as conexões possuem barramentos CA, CC ou misto;
- Localização geográfica: que é inserida com a finalidade de buscar no banco de dados do software informações pertinentes ao local para os cálculos de produção de energia das fontes renováveis que são dependentes das condições climáticas para geração de energia como também o impacto de parâmetros como temperatura na performance de módulos FV e armazenadores.

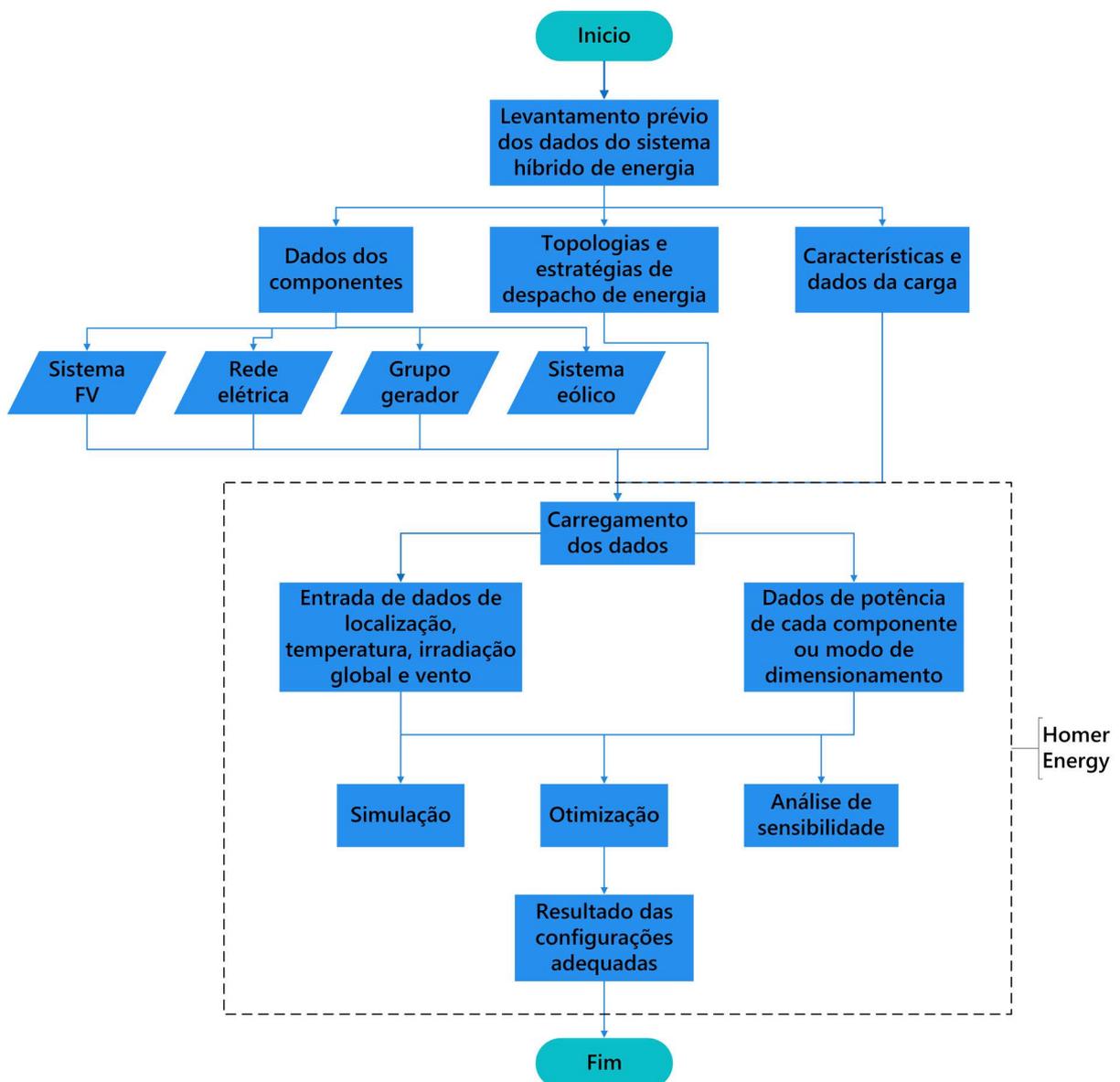


Figura 3.1: Fluxograma da metodologia utilizada nas simulações.

Uma vez introduzida a informação relacionada aos componentes que fazem ou farão parte do SHE, o Homer carrega todas as informações necessárias no sistema para começar com as simulações.

No estudo feito pelo Homer, o sistema é montado e simulado, o foco na otimização dos sistemas e análise de sensibilidade não são considerados neste trabalho. Durante a simulação o Homer compara todas as configurações possíveis com relação aos componentes e mostra como resultado as melhores configurações.

Nas próximas seções são apresentados as informações do software Homer Energy com detalhes dos métodos de simulação, otimização, análise de sensibilidade, modelos dos componentes do seu banco de dados e o fluxo de operação das simulações.

3.4 Homer Energy

Lambert *et al* [9] define o Homer Energy (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) como um modelo computacional desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL) para auxiliar no projeto de sistemas híbridos e para facilitar a comparação de tecnologias de geração de energia em uma ampla gama de aplicações.

As simulações possibilitam a aplicação de diversas fontes de energia para simular sistemas, configurações para otimização através dos custos e fornece análises de sensibilidade.

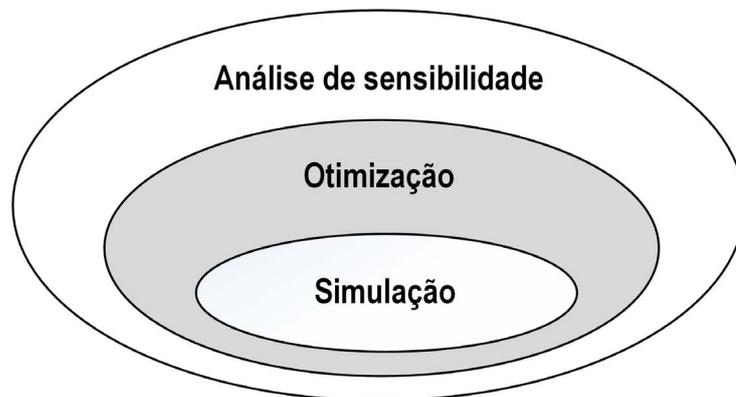


Figura 3.2: Relação conceitual entre simulação, otimização e análise de sensibilidade. Fonte: Lambert [9].

O software é composto por três tarefas principais: simulação, otimização e análise de sensibilidade 3.2.

3.4.1 Simulação

O programa consegue simular as diversas configurações definidas pelo uso de múltiplas fontes que podem ou não estar conetadas à rede, envolvendo sistemas de armazena-

mento de baterias e também cargas CA e CC (Figura 3.3). O Homer simula a operação de um sistema especificado previamente fazendo cálculos de balanço de energia ao longo de um ano ou de um prazo estabelecido. O processo é realizado com a determinação dos componentes, tamanhos específicos, estratégia operacional modeladas a partir de duas estratégias de despacho de energia: *load following* e *cycle charging*.

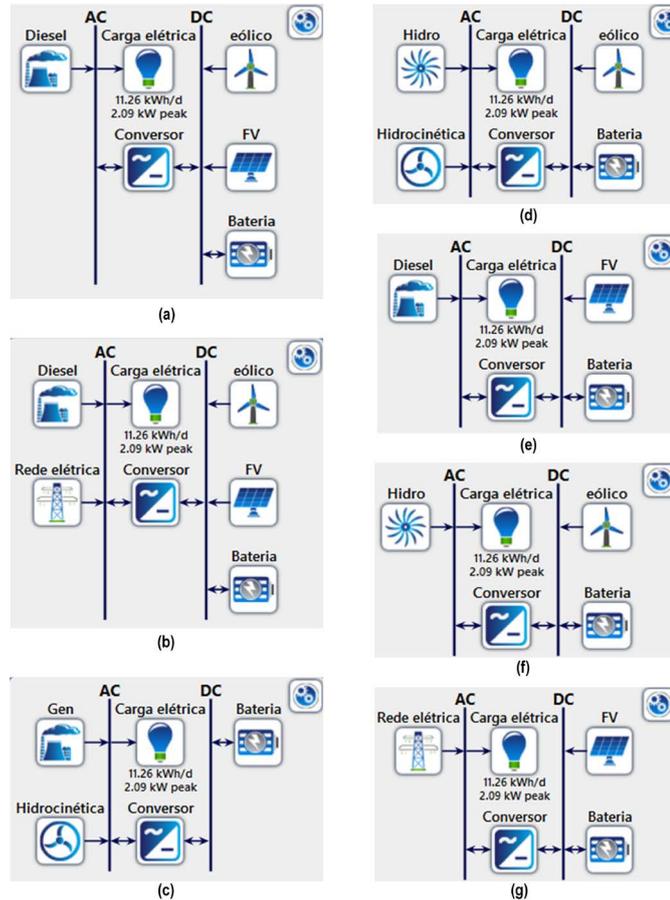


Figura 3.3: Exemplos de configuração de sistemas no Homer: (a) diesel-eólico-fotovoltaico, (b) diesel-eólico-fotovoltaico-bateria conectado à rede elétrica, (c) diesel-hidrocinética-bateria, (d) hidro-eólico-hidrocinética-bateria, (e) diesel-fotovoltaico-bateria, (f) hidro-eólico-bateria e (g) fotovoltaico-bateria conectado à rede. Fonte: software Homer.

A configuração modelada é executada em simulação de séries temporais para cada intervalo de tempo (hora em hora) compara a demanda elétrica e térmica com a energia que o sistema pode fornecer nesse intervalo de tempo e aplica algoritmos diferentes de despacho de energia visando a melhor decisão para administrar todo o fluxo de energia (excessos e déficits). Para sistemas que incluem baterias ou geradores movidos a combustível, é decidido em cada passo de tempo como operar os geradores e se deve carregar ou descarregar as baterias. Após os cálculos simulados é determinado se uma configuração é viável de acordo com as condições parametrizadas inicialmente (ou seja, se ela pode atender à demanda elétrica sob as condições especificadas) e estima o custo de instalação e operação do sistema durante a vida útil do projeto [105].

Para melhor compreensão, é exemplificado um sistema fotovoltaico-eólico-bateria em que a Figura 3.4 mostra uma parte dos resultados de simulação por hora. Em tal sistema, o banco de baterias absorve energia quando a saída de energia FV excede a carga e descarrega energia quando a carga excede a saída de energia FV como é visto através do estado de carga. O gráfico mostra como a quantidade de energia armazenada no banco de baterias cai durante dois dias consecutivos (27 e 28 de março) por causa do aumento de cargas. Apenas com uma simulação de poucos dias não existe precisão na avaliação de viabilidade do sistema, pois no decorrer o ano tanto as estações mudam interferindo na produção de energia renovável quanto o perfil de carga sofre alterações. Essas simulações não modelam transientes elétricos ou outros efeitos dinâmicos, o que exigiria etapas de tempo muito menores.

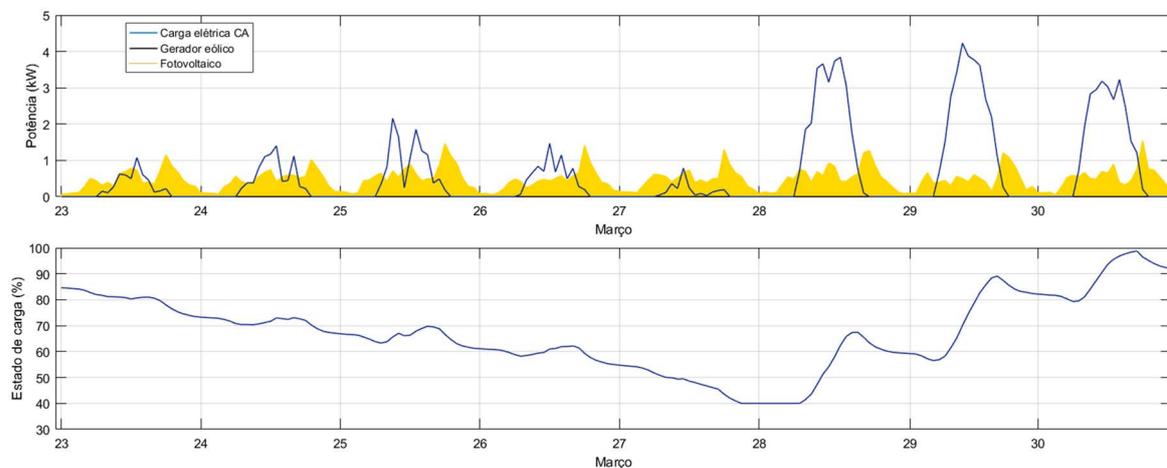


Figura 3.4: Resultado parcial de simulação por hora.

Assim, o Homer tem como objetivo em suas simulações responder se o sistema é viável avaliando se as cargas elétricas e térmicas são supridas adequadamente e estimar o custo do ciclo de vida do sistema considerando aspectos como custo de instalação, de operação e manutenção. No qual, esse último objetivo é um fator importante para casos de comparação entre as várias formas e configurações de sistemas de energia.

3.4.2 Otimização

Enquanto o processo de simulação modela uma configuração específica do sistema, o processo de otimização determina a melhor configuração possível do sistema de energia. O Homer descarta ao final do processo de otimização os resultados inviáveis que não satisfazem as restrições inseridas pelo usuário, em seguida classifica em uma tabela os projetos executáveis de acordo com o custo presente líquido total e apresenta como factível o que tem o total de custo mais baixo como a configuração ideal do sistema (Figura 3.5) [9].

Architecture							Cost					System	
PV (kW)	Gen (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours		
7.10		46	2.57	CC	\$30,821	\$0.581	\$410.29	\$25,517	100	0			
7.10		46	2.60	CC	\$30,827	\$0.581	\$410.52	\$25,520	100	0			
	2.30	15	3.33	CC	\$30,845	\$0.581	\$2,133	\$3,275	0	1,517	2,307		
7.07		47	2.53	CC	\$30,868	\$0.581	\$416.61	\$25,482	100	0			
7.13		46	2.53	CC	\$30,888	\$0.582	\$410.24	\$25,584	100	0			
7.13		46	2.55	CC	\$30,900	\$0.582	\$410.46	\$25,594	100	0			

Figura 3.5: Tela de exibição dos resultados de otimização do Homer. Fonte: software Homer.

O objetivo do processo de otimização é determinar o valor ideal de cada variável de decisão que interessa ao modelador. Uma variável de decisão é uma variável sobre a qual o designer do sistema tem controle e para o qual o programa pode considerar vários valores possíveis em seu processo de otimização.

Porém, nem sempre o resultado que prevê o menor valor de custo é a melhor solução, visto que a configuração pode não atender os requisitos e parâmetros iniciais do projeto. O baixo custo pode estar aliado ao fato de, por exemplo, utilizar descargas profundas das baterias que danificam o componente, alteram de forma negativa sua performance e diminuem sua vida útil.

3.4.3 Análise de sensibilidade

O processo de análise de sensibilidade ocorre com execução várias otimizações, cada uma usando um conjunto diferente de suposições de entrada. O usuário insere um intervalo de valores para uma única variável de entrada. Uma variável para a qual o usuário inseriu vários valores é chamada de variável de sensibilidade. Quase toda variável numérica de entrada que não é uma variável de decisão pode ser uma variável de sensibilidade. Os exemplos incluem o preço da energia da rede, o preço do combustível, a taxa de juros ou a vida útil do painel fotovoltaico. Uma análise de sensibilidade revela quão sensíveis as saídas são às mudanças nas entradas. A magnitude de um conjunto de dados por hora, como carga e dados de recursos renováveis, também pode ser uma variável de sensibilidade [9].

Um exemplo de análise de sensibilidade é realizar a simulação do sistema considerando valores diferentes para o estado de carga mínimo para baterias como 20%, 30% e 40% prevendo avaliar a relação de custo com a preservação da vida útil desse armazenador de energia.

Um dos principais usos da análise de sensibilidade é lidar com a incerteza dos parâmetros do projeto. Se no dimensionamento do sistema não tiver certeza do valor de uma variável específica, poderá inserir diferentes valores cobrindo uma faixa provável do que é esperado e ver como os resultados se comportam. Mas a análise de sensibilidade tem aplicações além de lidar com a incerteza, pode ser utilizada para responder perguntas,

como por exemplo, de um projetista de sistemas de energia que quer saber quanto de investimento de capital adicional é necessário para atingir 50% ou 100% de produção de energia renovável ou de um planejador de energia que pretende determinar quais tecnologias utilizar, levando em consideração diferentes condições e/ou restrições. Para análise de mercado pode determinar a que preço, ou sob quais condições, uma solução como uma célula de combustível ou uma turbina eólica compete com as demais alternativas. Em análises de políticas públicas e/ou privadas pode determinar que nível de incentivo é necessário para estimular o mercado para uma determinada tecnologia, ou qual o nível de penalização de emissões que podem ser impostas e inseridas a economia para que se alavanque a utilização de tecnologias mais limpas [9].

3.5 Sistemas de despacho

Após a modelagem de cada componente e de seu comportamento, o programa simula a interação entre o conjunto que forma qualquer sistema de energia. Para isso deve-se realizar decisões horárias sobre o fluxo de energia do sistema com base nos dados de carga e geração de energia. Definindo assim, em quais momentos e condições devem operar os geradores de fonte renovável e fonte de combustível fóssil, carga e descarga de armazenadores, compra e venda para a rede elétrica, níveis de potência, etc.

Para um ótimo sistema de despacho é necessário levar em consideração os pontos que constituem essa fase do projeto que são as reservas de operação, estratégias de despacho de energia e sistema de controle dos componentes.

3.5.1 Reservas de operação

A reserva de operação se trata de uma margem de segurança que o sistema fornece para garantir o fornecimento elétrico confiável, mesmo com a variabilidade na carga elétrica e na intermitência de energia das fontes renováveis. Todo sistema de híbrido real deve sempre fornecer alguma quantidade de reserva de operação, porque a carga elétrica às vezes flutua ocasionando picos de energia acima da capacidade operacional do sistema, resultando em falhas e provável interrupção de energia. A quantidade de reserva de operação de um sistema pode ser obtido subtraindo a capacidade operacional pela carga elétrica. Ou seja, se um sistema diesel no qual é composto por um gerador de 80 kW para alimentar uma carga de 55 kW, o diesel irá disponibilizar somente o necessário para suprir a demanda. Assim, ele seria capaz de suportar um aumento de 25 kW da carga. Essa súbita variação é alimentada pela reserva de operação existente pela maior potência dimensionada ao GGD.

Para a maioria dos sistemas conectados à rede, o conceito de reserva de operação praticamente não tem efeito sobre a operação do sistema porque a capacidade da rede

normalmente é mais que suficiente para toda a carga.

3.5.2 Estratégias de despacho

Outro ponto a ser visto são as estratégias de despacho que é um algoritmo de controle para a interação entre vários componentes do sistema. A estratégia de operação tem como objetivo minimizar ao máximo os custos de ciclo de vida dos sistemas com esta configuração, aumentar o desempenho global do sistema e aumentar o tempo de vida de componentes como o acumulador de energia que demanda alto custo para reposição de seu banco de bateria. Na literatura [18, 36, 61, 106–108], encontram-se diversas formas de controle de operação desses tipos de sistemas.

No geral existem dois tipos de estratégia de despacho que são as principais: *load following* e *cycle-charging*. A primeira estratégia é aplicada em sistema com muita energia renovável. É uma estratégia, na qual, sempre que um gerador opera, produz energia suficiente para atender à carga primária. Objetivos de menor prioridade, como carregar o banco de baterias ou atender a carga deferível, são deixados para as fontes de energia renováveis. Sob a estratégia de *cycle-charging*, sempre que um gerador tiver que operar para atender à carga primária, ele opera a plena capacidade com potência total de saída, com a energia excedente indo para objetivos de menor prioridade como para carregar o banco de baterias e servir alguma carga deferível existente. O carregamento do ciclo tende a ser ideal em sistemas com pouca ou nenhuma energia renovável.

3.5.3 Sistema de controle dos componentes

As fontes de energia são definidas aqui como despacháveis (geradores à diesel e banco de baterias) e não-despacháveis (geração solar e eólica). As fontes despacháveis são controladas por mecanismo similares aqueles utilizados pelos sistemas elétricos. Essa determinação de como despachar os componentes do sistema a cada hora é a parte mais complexa da lógica de simulação do Homer. A cada hora do ano, é determinado se as fontes de energia renováveis por si só são capazes de fornecer a carga elétrica, a reserva operacional necessária e a carga térmica. Caso contrário, determina a melhor forma de despachar os componentes do sistema para atender às cargas e à reserva operacional [9].

As fontes de energia renováveis apresentam menor complexidade no sistema por não implicarem na necessidade de lógica de controle, apenas produzindo energia em resposta aos recursos disponíveis. As fontes despacháveis entram em contra-mão com não-despacháveis, aumentando a complexidade do sistema pois precisam de modelagem que envolva meios de controles para equilibrar a oferta e a demanda de energia compensando a intermitência das fontes de energia renováveis.

3.6 Modelagem dos sistemas híbridos a partir do Homer Energy

O software Homer foi usado como ferramenta para a simulação do projeto do sistema híbrido fotovoltaico-diesel do CEFA e do SHE do eletroposto da UNICAMP. Para executar as simulações, o mesmo requer informações de entrada do sistema a ser avaliado como localização para análise dos recursos, componentes, restrições econômicas e métodos de controle. A partir dos dados de entrada são executadas diferentes configurações das fontes e combinações dos componentes, onde se pode visualizar através de uma lista os melhores resultados [109].

3.6.1 Recurso renováveis e combustíveis

Solar

O recurso de Irradiação Horizontal Global (IHG) é utilizado para calcular a saída do painel fotovoltaico no plano horizontal. IHG é a soma da radiação de feixe (também chamada de irradiância normal direta ou IDN), irradiância difusa e radiação refletida no solo. No Homer é inserido o local de implantação do sistema através da latitude e a longitude manualmente ou marcação direta no mapa. A localização é utilizada para vários aspectos do cálculo da energia fotovoltaica, por isso é importante especificar a localização mesmo que não esteja baixando dados solares.

Os dados da linha de base são séries temporais de um ano representando a radiação solar global média na superfície horizontal, expressa em kWh/m², para cada intervalo de tempo do ano. São exibidos o índice médio mensal de radiação e clareza dos dados da linha de base na tabela e no gráfico de recursos solares. Há duas maneiras de criar dados de linha de base: usando o Homer para sintetizar dados por hora a partir de médias mensais ou pela importação de dados de radiação de séries temporais de um arquivo

Quando há valores na tabela de radiação solar mensal, o Homer constrói um conjunto de 8.760 valores de radiação solar, ou um para cada hora do ano. Os valores sintetizados são criados usando o algoritmo de Graham [110], que resulta em uma sequência de dados que possui uma variabilidade e auto correlação realísticas do dia-a-dia e hora-hora.

Recurso eólico

Para modelar um sistema que compreende uma ou mais turbinas eólicas, o usuário ou projetista deve fornecer dados de recursos eólicos indicando as velocidades de vento que as turbinas experimentariam em um ano típico. O usuário pode fornecer dados de velocidade do vento horários, se disponíveis. Caso contrário, o Homer pode gerar dados horários

sintéticos a partir de 12 velocidades médias mensais do vento que são disponibilizadas pelo banco de dados da NASA no próprio software e quatro parâmetros estatísticos adicionais: o fator de forma de Weibull, o fator de autocorrelação, a força do padrão diurno e a hora do pico da velocidade do vento. O fator de forma Weibull é uma medida da distribuição das velocidades do vento ao longo do ano. O fator de autocorrelação é uma medida de quão fortemente a velocidade do vento em uma hora tende a depender da velocidade do vento na hora anterior. A intensidade do padrão diurno e a hora do pico da velocidade do vento indicam a magnitude e a fase, respectivamente, do padrão diário médio na velocidade do vento. O HOMER fornece valores padrão para cada um desses parâmetros.

Combustível

O Homer fornece uma biblioteca de vários combustíveis predefinidos como diesel e gasolina, e os usuários podem adicionar à biblioteca, se necessário. As propriedades físicas de um combustível incluem sua densidade, menor valor de aquecimento, teor de carbono e teor de enxofre. O usuário também pode escolher as unidades de medida mais apropriadas, L, m³ ou kg. As duas propriedades restantes do combustível são o preço e o limite de consumo anual, se houver.

3.6.2 Cargas

O programa modela três tipos de cargas: a carga primária, adiável e a térmica. Entre os três tipos de cargas modeladas, a carga primária recebe um tratamento especial, pois requer uma quantidade de reserva operacional especificada pelo usuário ou projetista. A reserva de operação é a capacidade de geração elétrica excedente que está operando e pode responder instantaneamente a um aumento repentino na carga elétrica ou a uma queda súbita [9].

Os dados de carregamento de entrada são fornecidos com bases mensais. Depois disso, os modelos estatísticos incorporados na modelagem dos perfis geram os dados de demanda de carga por hora. A carga primária é a carga elétrica que o sistema deve atender imediatamente para evitar carga não atendida. Em cada etapa de tempo, o Homer despacha os componentes produtores de energia do sistema para atender à carga primária total.

A metodologia utilizada para criar os perfis de cargas utilizados no estudos de casos e simulações apresentados posteriormente, é baseado na sintetização de dados em que inicialmente é especificado os valores horários de carga primária em quilowatts para o ano inteiro. No processo de modelagem especificamos um único perfil de 24 horas que pode ser utilizado com o padrão anual sem variações nas cargas ou dependendo do projeto pode-se especificar muitos perfis para meses diferentes, variando um perfil para cada dia da semana como também aos finais de semana.

Durante as simulações as duas formas de criação e inserção de perfil de cargas são utilizadas. O resultado da sintetização de dados é a criação de valores de carga por hora com base em perfis de carga cedidos com informação de entrada. A mesma configuração do sistema pode apresentar mais de uma carga tanto em corrente contínua como em alternada. Visualmente o programa apresenta uma representação gráfica do perfil de carga e estatísticas resumidas dos dados.

Carga primária

A carga primária é a demanda elétrica principal que o sistema de energia deve atender em um horário específico ou quando essa precisar se abastecer. A modelagem de carga elétrica é composta por equipamentos de iluminação, rádio, TV, eletrodomésticos em geral, computadores e industriais. Se a carga elétrica sofrer algum pico não programado ocorrerá um déficit de energia e parte dessa demanda será expressa como carga não atendida. Essas cargas podem ser modeladas como CA ou CC.

Essas cargas podem ser levantadas através de questionários socioeconômicos quando aplicados em regiões que o sistema híbrido é isolado ou por questionários técnicos de necessidade para operação das cargas quando os sistemas híbridos são instalados com cargas de processos industriais.

As cargas utilizadas neste trabalho estão todas inseridas na categoria de carga primária, pois no primeiro caso se trata de cargas usualmente residenciais e no segundo caso a carga é um veículo elétrico.

Carga adiável

A carga adiável é aquela que pode ser atendida em determinado período de tempo programado, mas que apresenta flexibilidade sobre o momento de atendimento pelo sistema. A característica principal dessa demanda elétrica é o gerenciamento que pode ser imposto a ela, sendo atendida quando há excesso de energia ou quando a carga principal (primária) requer pouca disponibilidade de energia mesmo em dias de baixa produção do sistema.

A operação do sistema de energia prioriza o atendimento a carga primária, sem seguida as baterias (se houver) e por último a carga adiável.

Carga térmica

O Homer modela a carga térmica da mesma forma que a carga elétrica primária, exceto que o conceito de reserva operacional não se aplica à carga térmica. O sistema fornece a carga térmica como a caldeira, o calor perdido recuperado de um gerador ou o aquecimento resistivo usando excesso de eletricidade [105]

3.6.3 Cálculo da potência de saída do arranjo fotovoltaico

A capacidade nominal do gerador fotovoltaico é a quantidade de energia que produziria sob condições de teste padrão de irradiância de 1 kW/m² e uma temperatura de painel de 25 °C. O tamanho de um arranjo fotovoltaico é sempre especificado em termos de capacidade nominal. A capacidade nominal é responsável pela área e pela eficiência do módulo fotovoltaico, mas nenhum desses parâmetros aparece de forma explícita no programa.

O software permite inserir as características de desempenho e a orientação de uma matriz de painéis fotovoltaicos e escolher os tamanhos desejados. O componente FV pode representar tanto o painel plano quanto a tecnologia de concentração de FV.

A seguinte equação modela o cálculo da potência de saída do arranjo fotovoltaico, levando em consideração o efeito da temperatura.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \frac{G_T}{G_{T,STC}} [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})] \quad (3.1)$$

em que,

Y_{PV} = capacidade nominal do painel fotovoltaico em condições normais de teste [kW];

f_{pv} = fator de redução de energia fotovoltaica [%] aplicado à saída de energia do arranjo fotovoltaico para reduzir a saída em condições reais de operação em comparação com as condições sob as quais o painel fotovoltaico foi classificado. São perdas que o painel sofre através de fatores como sujeira dos painéis, perdas de fiação, sombreamento, cobertura de neve, envelhecimento, entre outras;

G_T = radiação solar incidente sobre o painel fotovoltaico em condições reais [kW/m²];

$G_{T,STC}$ = radiação incidente em condições padrão de teste [1 kW/m²];

α_p = coeficiente de temperatura da potência [%/°C];

T_c = temperatura da célula fotovoltaica em condições reais [°C];

$T_{c,STC}$ = temperatura da célula fotovoltaica sob condições padrão de teste [25 °C].

Para o cálculo sem efeito da temperatura, deve-se assumir os coeficientes de temperatura como zero, simplificando o modelo para:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \frac{G_T}{G_{T,STC}} \quad (3.2)$$

3.6.4 Cálculo da potência de saída da turbina eólica

A energia de saída da turbina eólica depende da quantidade de energia eólica que atinge as pás da turbina eólica. O vento é composto de moléculas em movimento que têm

massa; portanto, a energia eólica é em termos da energia cinética das moléculas, e é dada por:

$$E_c = \frac{1}{2}MV^2 \quad (3.3)$$

onde, M é a massa molecular do ar (kg) e V é a velocidade do vento (m/s).

Considerando que o ar tem uma densidade conhecida em torno de $1,23 kg/m^3$, a massa que atinge a turbina eólica a cada segundo é dada por:

$$\frac{M}{s} = V \frac{m}{s} A_w (m^2) D_{Ar} \left(\frac{kg}{m^3} \right) \quad (3.4)$$

em que A_w é a área varrida pelo rotor.

Substituindo a equação 3.3 pela equação 3.4, obtemos a energia cinética bruta da turbina (energia por segundo) através de:

$$P_w = \frac{1}{2} D_{Ar} r^2 \pi V^3 \quad (3.5)$$

onde r é o raio do rotor.

Assim, a energia de saída da turbina eólica (E_w) é calculada como:

$$E_w = 24 P_w \eta_w \quad (3.6)$$

3.6.5 Modelo de bateria KiBaM

O Homer incorpora em suas simulações o modelo de bateria de Manwell e McGowan [10] que desenvolveram um modelo empírico de bateria de chumbo-ácido para aplicação em sistemas híbridos de energia, conhecido como KiBaM (Kinetic Battery Model). Este modelo descreve o processo químico da bateria através de um processo cinético, sendo utilizado para análises da quantidade de energia que pode ser absorvida ou retirada do banco de armazenamento a cada intervalo de tempo [111].

O modelo KiBaM é descrito através da distribuição da carga da bateria em dois tanques: um é responsável pela carga disponível para ser transformada em eletricidade CC e ou outro tanque corresponde pela carga limitada (carga química que ainda não está disponível para consumo).

O modelo de KiBaM (Figura 3.6), mostra que cada fonte tem altura, larguras e volumes diferentes. Uma fração c da capacidade total representa a carga disponível (y_1) e a fração $1 - c$ é a carga limitada (y_2). O processo ocorre com a carga disponível fornecendo elétrons para carga I, enquanto a carga limitada fornece elétrons pela válvula k para a carga disponível. As duas fontes apresentam variação de carga que é dada pelo sistema de equações diferenciais:

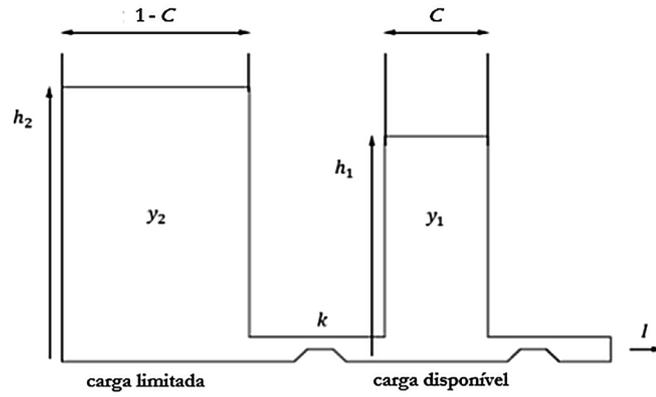


Figura 3.6: Modelo de bateria KiBaM. Fonte: Manwell e McGowan [10].

$$dq_1/dt = -I - k(h_1 - h_2) \quad (3.7)$$

$$dq_2/dt = k(h_1 - h_2) \quad (3.8)$$

A taxa do fluxo de carga é dependente do valor da válvula k e da diferença entre a altura das duas fontes q_1 e q_2 .

Quando não há disponibilidade de carga disponível na fonte, a bateria é considerada descarregada. Isso ocorre na aplicação de uma corrente de descarga que aumenta a diferença de altura entre as fontes e reduz a carga disponível. A bateria se encontra carregada ao ser retirado a corrente de descarga, passando a fluir elétrons da fonte de carga limitada para a carga disponível [79, 111]. A equação que determina a diferença de altura é

$$\delta(t) = h_2 - h_1 = q_2/((1 - c)) - q_1/c \quad (3.9)$$

O estado de carga é (SoC) nulo quando a descarga está completa em $q_1 = 0$. De modo consequente, a carga indisponível na bateria é expressa através de:

$$u(t) = (1 - c)\delta(t) \quad (3.10)$$

O Homer calcula a vida útil do banco de baterias em anos, a partir de:

$$R_{bat} = \min\left(\frac{N_{bat} Q_{tmputil}}{Q_{tta}}, R_{bat,f}\right) \quad (3.11)$$

onde N_{bat} é o número de baterias, $Q_{tmputil}$ a taxa de vida útil de uma única bateria, Q_{tta} a taxa de transferência anual (a quantidade total de energia que percorre o banco de baterias em um ano) e $R_{bat,f}$ é a vida útil da bateria (a vida útil máxima, independentemente do rendimento).

3.6.6 Grupo gerador a diesel

O grupo gerador a diesel deve ser dimensionado a suprir a necessidade da demanda de pico de carga e alimentar o armazenador, tendo em sua configuração um retificador ou um inversor bidirecional para atender a bateria, dependendo da configuração adotada. Ao alimentar o banco de baterias, o gerador a diesel deve ter sua potência nominal especificada para que ele opere com fator de carregamento ótimo, trabalhando com máxima eficiência [9]. Nas simulações, o Homer permite inserir as características e tamanho de um gerador, além de permitir a inclusão de informações adicionais ao modelo:

- Recurso de Combustível, com consumo específico do combustível usado pelo gerador;
- Curva de Combustível a partir dos parâmetros de consumo;
- Programação para configurar o gerador a ser forçado, desativado ou otimizado (padrão) de acordo com o gerenciamento do sistema.

As principais propriedades físicas do gerador são sua potência máxima e mínima de energia elétrica, sua vida útil esperada em horas de operação, o tipo de combustível que consome e sua curva de combustível, que relaciona a quantidade de combustível consumida à energia elétrica produzida. Os geradores a diesel são normalmente utilizados em sistemas híbridos de energia como backup. Sua caracterização é dada através do consumo de combustível em L/h ou o consumo específico em L/kWh para atender determinada demanda de carga [112–114].

O consumo de combustível do gerador a diesel é descrita como uma linha reta com interseção em y e pode ser calculado a partir da equação:

$$CC_{GD} = a_0 P_{GD} + b_0 P N_{GD} \quad (3.12)$$

Onde, P_{GD} e N_{GD} são a capacidade nominal [kW] e a saída elétrica do gerador a diesel [kW], respectivamente. Os coeficientes a_0 e b_0 são de interceptação da curva de combustível que é o consumo de combustível sem carga do gerador dividido pela sua capacidade nominal e a inclinação da curva de combustível representando o consumo marginal de combustível do gerador. Sendo usado como unidade de L/kWh para expressar os resultados.

Durante as simulações, podem ser programados os horários em que o gerador a diesel deve operar. Dessa forma, pode ser forçada sua geração como sua interrupção de acordo com as premissas de gestão de cada projeto.

3.6.7 Rede elétrica

O Homer modela a rede elétrica como um componente do qual se pode consumir eletricidade e para o qual também se pode inserir. Para a realização das simulações podem ser utilizadas como parâmetros de configuração os custos econômicos em kWh da

energia utilizada em determinada localidade (Figura 3.7), nas simulações foram utilizados os valores do Homer de acordo com o uso de crédito de energia no Brasil, pois o foco não é a análise econômica dos melhores SHE.

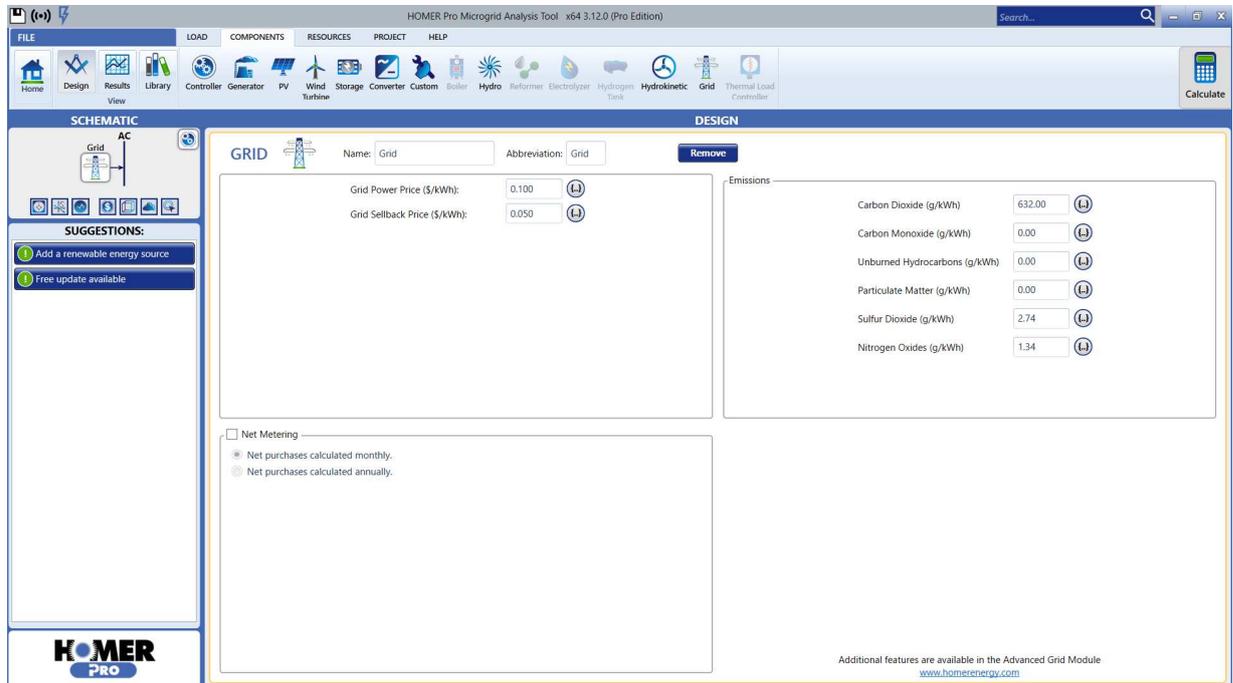


Figura 3.7: Tela de entrada de dados da rede elétrica no Homer. Fonte: software Homer.

3.6.8 Conversores

O programa utiliza o tamanho do conversor, que é uma variável de decisão, refere-se à capacidade do inversor, ou seja, a quantidade máxima de energia CA que o dispositivo pode produzir convertendo a energia CC. O usuário especifica a capacidade do retificador, que é a quantidade máxima de energia CC que o dispositivo pode produzir, retificando a energia CA, como uma porcentagem da capacidade do inversor. A capacidade do retificador não é, portanto, uma variável de decisão separada. O software assume que as capacidades do inversor e do retificador não são capacidades de pico que o dispositivo pode suportar apenas por curtos períodos de tempo, mas sim capacidades contínuas que o dispositivo pode suportar pelo tempo que for necessário. O usuário indica se o inversor pode operar em paralelo com outra fonte de energia CA, como um gerador ou a rede. Fazê-lo exige que o inversor sincronize com a frequência CA, uma capacidade que alguns inversores não possuem.

3.7 Conclusão

Neste capítulo foi abordado o método utilizado para realizar as simulações dos dois SHE. O Homer que atualmente é o melhor software para estudo de sistemas híbridos e microrredes em que modela o comportamento físico de um sistema de energia e compara muitas opções de diferentes projetos com base em seus méritos técnicos e econômicos. Com isso, foi escolhido para ser aplicado durante a pesquisa, cedendo com resultado final uma série de informações como performance da baterias, produção de cada gerador, operação anual do sistema a diesel, estratégias de despacho de acordo com o projeto, entre outros dados.

Capítulo 4

Estudo de caso 1: Sistema híbrido autônomo

A aplicação de sistemas híbridos é comumente encontrada em áreas isoladas para suprir a necessidade energética da população, ocasionada pela falta de conexão com o sistema interligado nacional. Apesar desses sistemas terem atingido certa maturidade, muitas pesquisas ainda são realizadas para estudos de desempenho, controle e gerenciamento dos sistemas. Dependendo dos geradores utilizados, configurações e topologias o sistema pode apresentar alto grau de complexidade e como resultado baixa performance, até a inviabilidade da aplicação.

A partir desse contexto, este capítulo aborda o estudo de caso de um sistema híbrido autônomo fotovoltaico-diesel utilizado para eletrificação rural descentralizada, implantado na Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns localizada no estado do Pará. O estudo de caso aborda a simulação do sistema de energia através do software Homer Energy para avaliar os resultados como balanço energético, dados sobre a utilização das baterias, performance do sistema fotovoltaico e do grupo gerador a diesel.

4.1 Caracterização da localidade

A Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns é um território de quase 650 mil hectares, no estado do Pará dentro da região amazônica entre as coordenadas geográficas 02^o 20' a 03^o 40' Sul, e 55^o 00' a 56^o 00' Oeste (Figura 4.1). É a reserva mais populosa do Brasil, com cerca de 22 mil habitantes distribuídos em 74 comunidades, em sua maioria, populações tradicionais agroextrativistas de baixa renda e em situação de vulnerabilidade. O acesso a reserva se dá a partir de embarcações navegando pelos rios Tapajós e Arapiuns.

Em área estratégica da Reserva, próximo aos rios Tapajós e Arapiuns, foi implantado o Centro Experimental Floresta Ativa – CEFA – pelo Centro de Estudos Avançados de Promoção Social e Ambiental, é um polo de referência para a capacitação e o de-

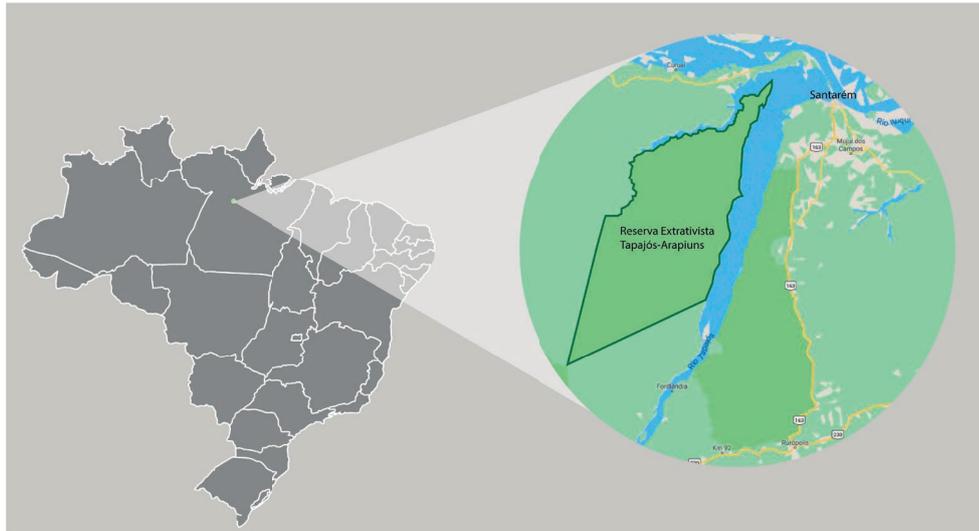


Figura 4.1: Localização da Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns no estado do Pará.

envolvimento de projetos e tecnologias socioambientais replicáveis para toda a floresta, sendo um local para realização de seminários, capacitações e oficinas para a população que vive na Reserva visando o desenvolvimento sustentável agregando os principais elementos produtivos num único sistema integrado de campo (viveiros, hortas, aquicultura, meliponicultura, etc). Além de implantar sistemas experimentais de energias renováveis para estudar a viabilidade da aplicação desses sistemas na região para fomentar políticas públicas voltadas para o desenvolvimento energético de comunidades isoladas sem acesso ao sistema elétrico convencional.

4.2 Perfis de carga

Determinar a curva de carga típica de um lugar com tanta sazonalidade no clima como períodos de chuvas, frio e calor mostra certos obstáculos, pois essas variações influenciam diretamente no consumo elétrico. No estudo de perfil de cargas normalmente é válido a criação de um único perfil com a média anual. Entretanto, alguns locais apresentam mais que um perfil de carga com grande variação entre eles, sendo difícil calcular uma média. No caso de sistemas isolados essa dificuldade é um fato comum pela ausência de acesso para implantação e monitoramento do consumo diário de energia.

O CEFA é um local com grande variação de consumo das cargas e apresentando um grau elevado de complexidade para estimar de forma precisa seu perfil médio anual. A metodologia adotada para uma aproximação maior da realidade, foi analisar todo o cronograma de atividades no local levantando a quantidade de pessoas que estavam presentes e o possível uso dos equipamentos da própria sede como também aqueles utilizados pelos usuários como carregadores celulares, notebook, entre outros eletrônicos.

Após a estimativa do uso anual das cargas com base na rotina do local no ano

de 2017, foi constatado cerca de 5 perfis de consumo que aparecem em determinados momentos do ano e que afetam drasticamente o uso de cada componente de geração do SHE.

Primeiro foi estabelecido a demanda básica levando em consideração o consumo diário mínimo de rotina utilizado no CEFA. O levantamento realizado é referente ao consumo durante as 24h e os 7 dias da semana. Para as simulações foram utilizados os 5 perfis de cargas:

- Perfil de consumo 1 é para demanda máxima de até 3,53 kWh/dia;
- Perfil de consumo 2 é para demanda máxima de até 12,73 kWh/dia que ocorre quando existem até 50 pessoas no local fazendo uso da energia elétrica disponível;
- Perfil de consumo 3 é para demanda máxima de 25,80 kWh/dia;
- Perfil de consumo 4 é para demanda máxima de 26,78 kWh/dia;
- Perfil de consumo 5 é para demanda máxima de 32,65 kWh/dia.

Avaliando a frequência na qual cada perfil aparece durante o ano, percebeu-se que os perfis de cargas 1 e 2 são os mais frequentes em boa parte do ano e como resposta, os três perfis de cargas com maior demanda ocorre, principalmente pelos eventos com maior número de usuários, nos meses de férias que seriam julho, primeira quinzena do mês de dezembro e a segunda quinzena do mês de janeiro, seguido por fevereiro.

Após o levantamento dos perfis de cargas, um banco de dados com 8.760 linhas é criado com a demanda de cada hora do ano. Esses dados são inseridos no Homer que cria um perfil de carga sintético com base nessas informações sem alterar as demandas de pico e os variação de consumo de cada dia.

4.3 Potencial energético solar

Os dados de radiação do CEFA são gerados a partir da base da NASA e a média anual de radiação diária é 4,96 kWh/m²/dia (Figura 4.3). Março e maio estão como os meses de menor radiação (4,37 kWh/m²/dia) por se tratar de períodos chuvosos na região e setembro com radiação diária de 5,93 kWh/m²/dia.

4.4 Avaliação do potencial energético eólico

Os regimes de ventos no Brasil dividem-se entre regiões geográficas, entre elas está a região da Bacia Amazônica Oriental onde fica localizada a Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns. A porção da Amazônia Oriental estende-se a partir da longitude 55° W a cerca

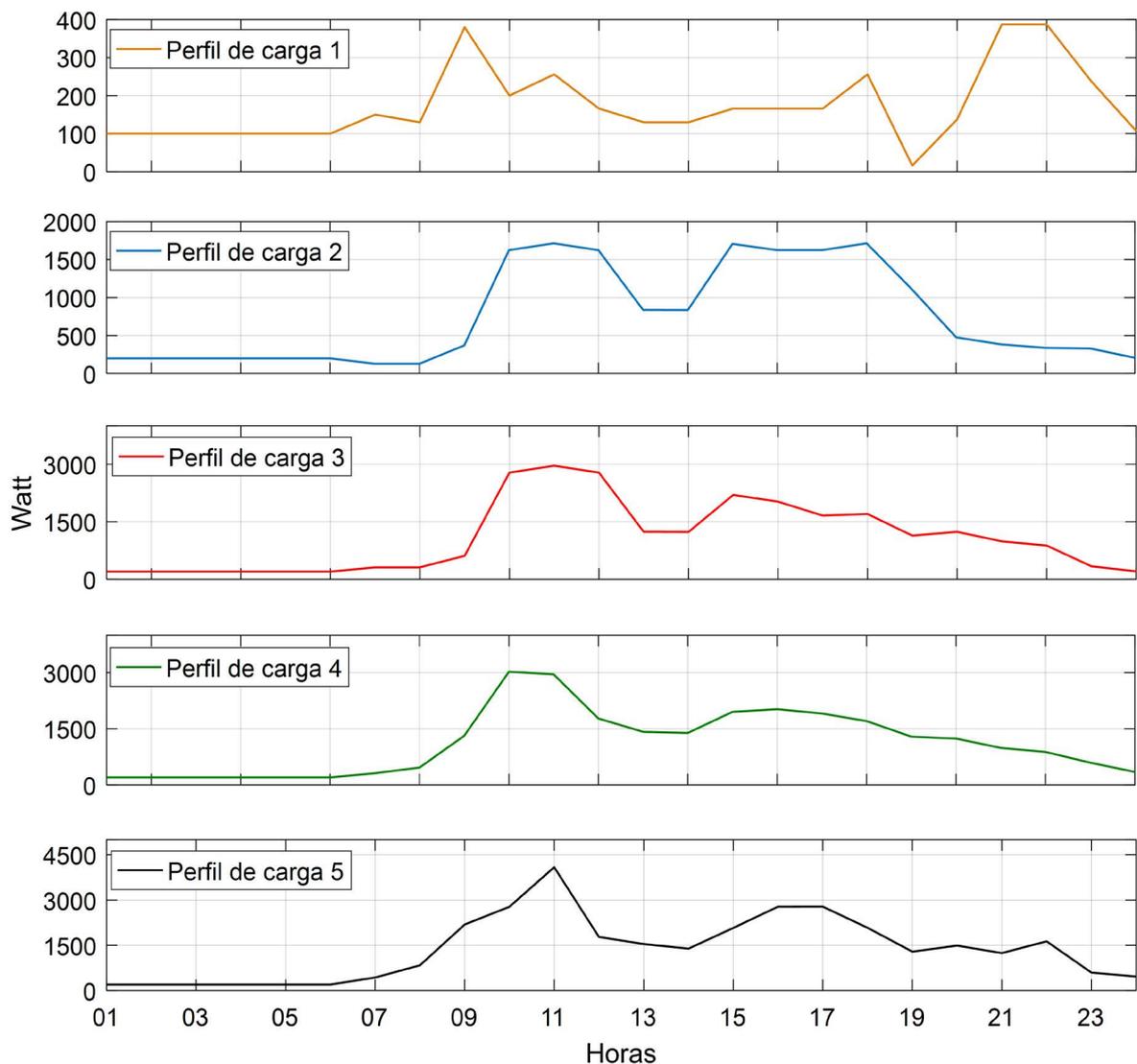


Figura 4.2: Perfis de carga.

da cidade de Santarém no estado do Pará até aproximadamente 100km da costa entre os estados do Amapá e o Maranhão. Nessa região encontra-se a depressão equatorial que faz parte do relevo com altitudes baixas (em algumas localidades abaixo do nível do mar). O perfil de ventos na área de depressão equatorial é formado por ventos fracos.

O potencial eólico nessa região da Amazônia é fraco, com média anual de ventos inferior a 3,5m/s. Na área da Resex esse valor é ultrapassado com pouca frequência durante o ano, com ocorrência entre o final de julho a início de outubro e a velocidade média anual de ventos no CEFA é aproximadamente de 1,87 m/s como pode ser observado na Figura 4.4. Esse baixo potencial energético se deve a própria localização e ao elevado atrito de superfície causado pela rugosidade da vegetação densa. Dependendo da direção do ar, pode ocorrer um leve aumento nas velocidades, como por exemplo quando o caminho do

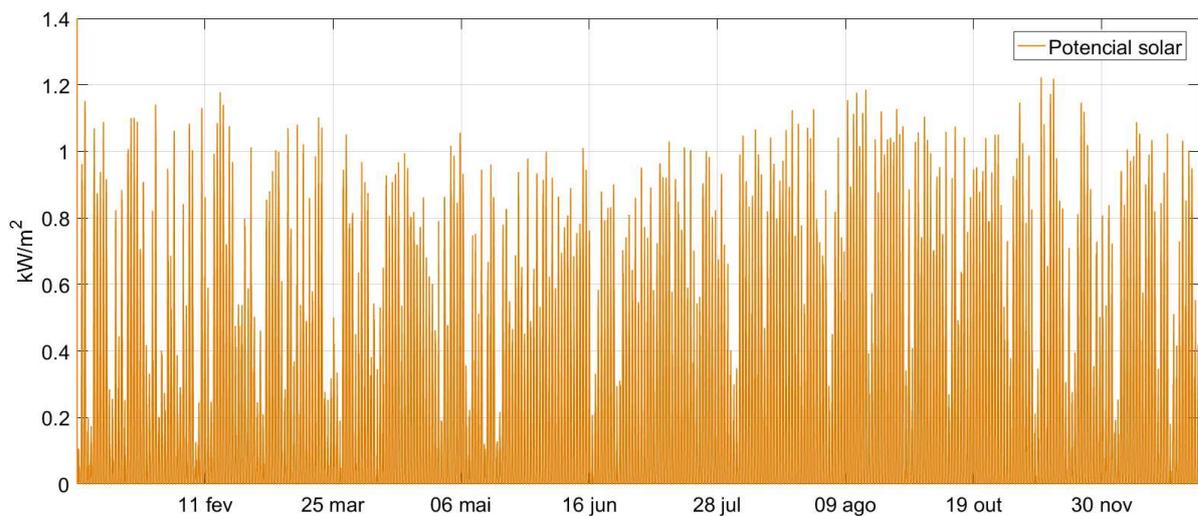


Figura 4.3: Potencial solar na Reserva Extrativista Tapajós-Arapuiuns.

vento segue do oeste para leste, pois o escoamento de ventos nessa direção apresenta menor trajeto sobre a floresta densa. Outro fator que contribui para essa pequena atenuação da velocidade média anual são os terrenos que apresentem certas elevações que são encontradas nessa região nas porções nordeste e sudeste, onde existem maiores elevações do terreno colaborando para que o atrito com a vegetação seja menor.

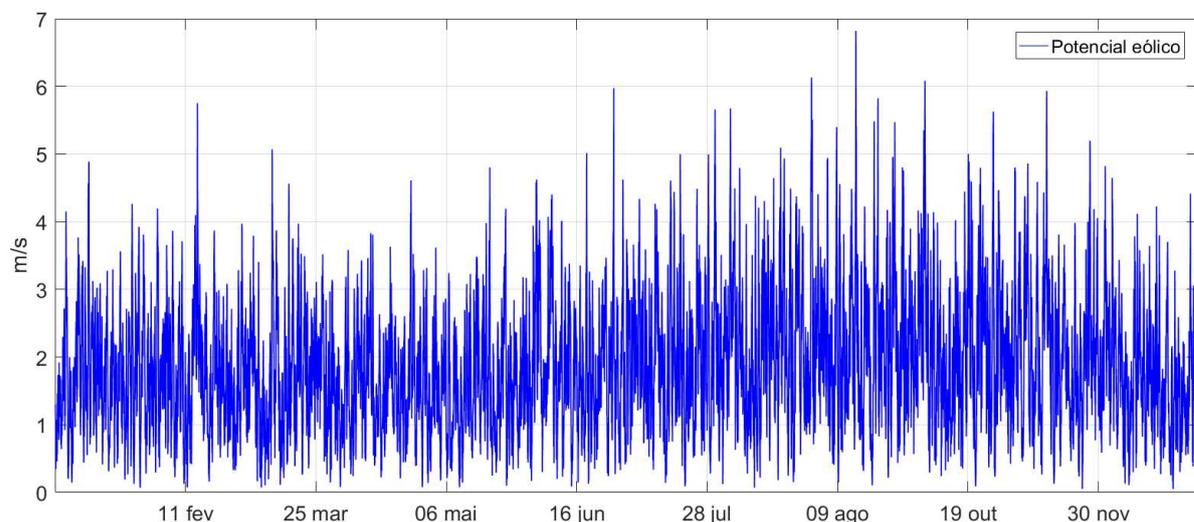


Figura 4.4: Potencial energético eólico na região do CEFA.

A partir da teoria sobre energia eólica apresentada no capítulo 2 e observando os dados de ventos da Resex, a probabilidade de sucesso numa instalação eólica neste local é extremamente baixa. Isso é comprovado comparando os dados de ventos do CEFA com a Tabela 2.1 (Cap. 2) de definições das classes de energia, resultando na classificação do local com a topologia de Mata e classe 1 ($V_m < 3$ m/s).

4.5 Descrição do sistema híbrido

O Centro Experimental Floresta Ativa é composto por uma demanda de energia muito variável durante todo o ano. Para suprir essa demanda foram implantados 4 sistemas de energia como é visto na Tabela 4.1 na rede elétrica local. Sendo 3 sistemas com geração apenas fotovoltaica e um híbrido fotovoltaico-diesel (Figura 4.5). A rede elétrica local não atua com a energia total produzida por todos os geradores, cada sistema tem seu circuito separado ligado as cargas específicas para qual foram dimensionados.

Tabela 4.1: Configuração dos sistemas para atendimento das cargas.

	Configuração do sistema	Cargas
1	Sistema fotovoltaico	Freezer
2	Sistema fotovoltaico	Geladeira
3	Sistema fotovoltaico-diesel-bateria	Cargas CA
4	Sistema fotovoltaico	Cargas CC



Figura 4.5: Módulos fotovoltaicos referentes aos 4 sistemas.

A separação dos sistemas e das cargas a serem atendidas agrega maior confiabilidade, pois em uma provável falha em alguns dos sistemas nem todas as demandas ficam sem atendimento. Na pesquisa é realizado o estudo principal do circuito 3 que agrega o sistema híbrido fotovoltaico-diesel.

O sistema apresentado alimenta cargas CA em uma rede de 127 V. No lado CC está o gerador fotovoltaico de 2,1 kWp, constituído de 8 painéis de 260/265 W em ligação

série/paralelo 24 V_{cc} conectados ao controlador de carga que realiza a gestão da energia dos painéis com o banco baterias de 1100 Ah a partir de 10 baterias estacionárias chumbo ácido 12 V_{cc}/220 Ah, um inversor 1800 W/24 V_{cc} – 120 V_{ca} e o grupo gerador a diesel de 12 kVA.

A estratégia de operação no qual o sistema foi implantado, visa a diminuição do consumo de óleo a diesel e a garantia de disponibilidade contínua de energia e ocorre com o sistema fotovoltaico fornecendo às cargas a energia necessária e o armazenamento do excesso de produção é dado pelo banco de bateria. Se a fonte primária e nem a energia armazenada conseguem suprir a demanda, o gerador a diesel é acionado até que a geração renovável se estabeleça.

4.5.1 Especificações dos componentes

Sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico tem potência de 2,1 kW_p composto por 4 conjuntos contendo módulos de 260 W e 265 W de potência. As 2 primeiras *strings* são compostas por 4 painéis fotovoltaicos de 265 W, com 2 módulos associados em série com configuração de 24 V_{cc} e conectados a controladores de carga com mesma faixa de tensão. As mesmas configurações e conexões são repetidas com os módulos de 260 W e os controladores de cargas são ligados em paralelo para a conexão com o inversor *off-grid* (Figura 4.6).

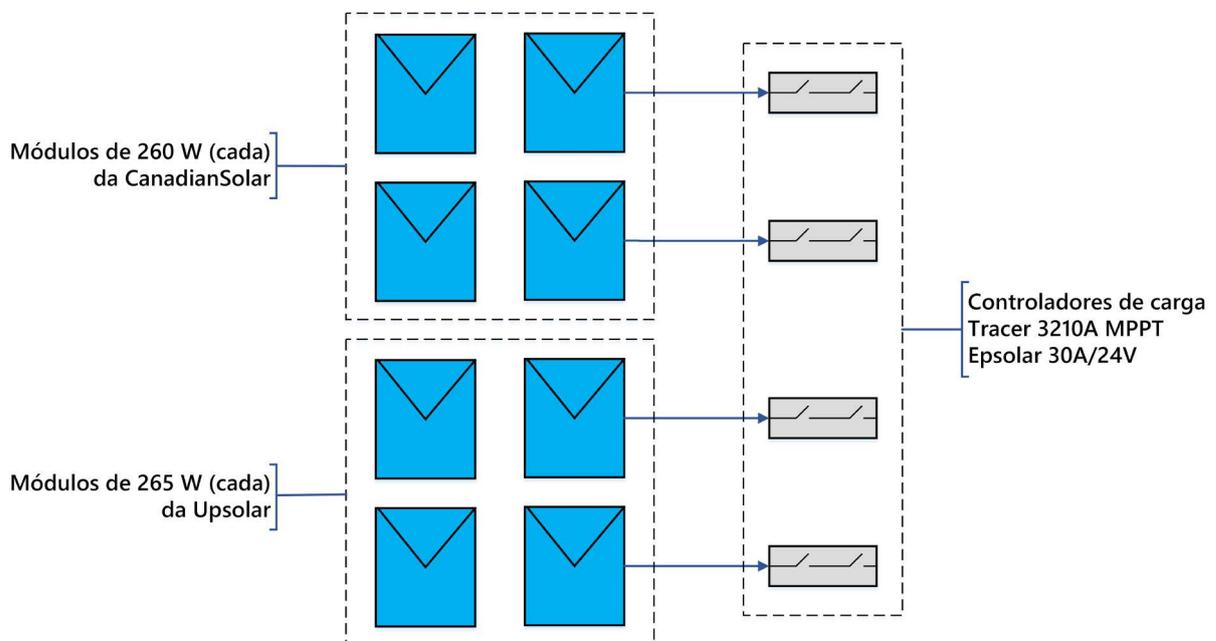


Figura 4.6: Disposição dos módulos fotovoltaicos e suas conexões.

Apesar dos módulos fotovoltaicos mais utilizados em sistemas autônomos serem em sua maioria de 36 células e baixa potência entre 130/150 W para aplicação em 12 V_{cc}, mas em casos especiais os módulos podem apresentar maior potência e configuração em

tensões de 24/36/48 Vcc como ocorre em SHE e sistemas de abastecimento de água. O sistema fotovoltaico que compõe o sistema de energia que alimenta as cargas do CEFA utiliza os módulos fotovoltaicos de 260 W da fabricante CanadianSolar modelo CS6P-260 60 células com tecnologia de células policristalinas e os painéis FV de 265 W tem como fabricante a UpSolar com o modelo UPM260P 60 células e policristalino. A Tabela 4.2 contém as especificações técnicas de cada modelo de painel solar que são utilizados no sistema híbrido.

Tabela 4.2: Especificação técnica dos módulos fotovoltaicos.

	UP-M265P	CS6P-260
Fabricante	Upsolar	CanadianSolar
Potência máxima (Pm)	256 W	260 W
Tensão de máxima potência (Vmp)	31,6 V	30,4 V
Corrente de máxima potência (Imp)	8,40 A	8,56 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	38,8 V	37,5 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,70 A	9,12 A
Eficiência do módulo	16,3%	16,16%

Gerador a diesel

O grupo gerador a diesel instalado no sistema híbrido é composto por um motor diesel estacionário Yanmar série YT22E (Figura 4.7), com potência de saída contínua de 16,2 CV/1800 R.P.M (11,9 kW) e potência de saída intermitente de 18 CV/1800 R.P.M. (13,2 kW). Esse motor é monocilíndrico, 4 tempos, possui injeção direta e sistema de refrigeração com tanque d'água. O sistema de partida é manual e o motor tem capacidade para suportar em tanque 15 L de combustível com consumo de 175 g/CVh (126,5 g/kWh)¹.

O outro componente do GGD é o gerador síncrono ou alternador Bambozzi de 12,5 kVA com potência gerada contínua de 10 kW, 4 polos e características de tensão de saída 60Hz-380/220V, e corrente de saída de 16,4 A. A tensão de saída pode ser ajustada em $\pm 15\%$ da tensão nominal. Além de operar a 1800 R.P.M. e potência de tração de 16,8 CV(HP)².

O grupo gerador de energia tem como função neste sistema atuar como fonte de backup na ausência de energia pela fonte fotovoltaica ou quando a demanda de pico não é suprida pela fonte renovável.

¹Mais detalhes sobre o motor a diesel está disponível na sua folha de dados em: <<http://www.yanmarsp.com.br/catalogs/serie-yt.pdf>>

²Detalhes da especificação técnica do alternador está disponível no site do fabricante em: <<http://www.bambozzi.com.br/website/alternadores>>

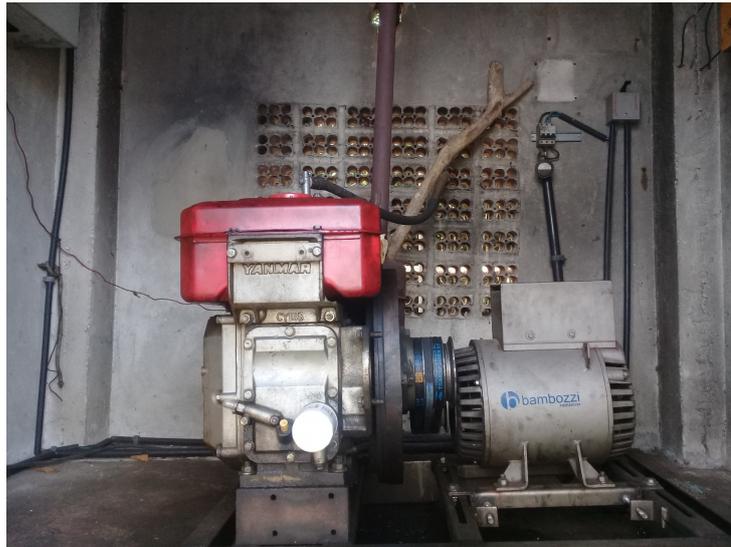


Figura 4.7: Motor diesel estacionário.

Banco de baterias

O banco de armazenamento de energia é composto por 10 baterias estacionárias de 220 Ah da Moura. Essa bateria apresenta tensão nominal de 12 V, com temperatura padrão de 25°C a tensão de flutuação está na faixa de 13,2 - 13,38 V (Figura4.8).

O sistema é configurado com 2 baterias em série, obtendo a tensão de 24 V e 5 em paralelo com 1100 Ah. O banco de baterias contém capacidade de 26,40 kWh, porém, desta capacidade apenas 21,12 kWh pode ser utilizado levando em consideração o SOC (estado de carga) de 80%. Essa capacidade de energia cedida para o sistema vai diminuindo de acordo com o aumento do valor estabelecido para a profundidade de descarga, onde o mínimo sugerido para baterias de chumbo-ácido é de 20%. Os dias de autonomia também podem afetar essa capacidade ou no tamanho do sistema de armazenamento.



Figura 4.8: Banco de baterias em 24 V.

Os armazenadores de energia se comportam no sistema como carga e fonte. Essas baterias são específicas para uso de sistemas fotovoltaicas, podendo receber diariamente carga e descarga com baixa corrente por maior tempo suprindo um número de ciclos de carregamento. Porém, algumas formas de gestão e utilização devem ser seguidas para preservar e aumentar o tempo de vida útil.

O banco de baterias desse sistema já foi trocado cerca de 2 vezes desde a instalação do SHE até o momento, tendo duração de cerca de 3 anos cada banco de baterias. Em alguns momentos essas baterias foram trocadas individualmente sem a reposição de todo o sistema de armazenamento. O número de ciclos dessas baterias está em torno de 1095 a 10300, considerando que as descargas recebidas estejam próximas a 80%.

Sistema de condicionamento de potência

O sistema de condicionamento de potência é formado por controladores de cargas solar e eólico, caixas de proteção (CC e CA), inversor e chaveamento manual (Figura 4.9). Esses componentes operam controlando o fluxo de potência entre os geradores de energia e as cargas, além de conversão da corrente contínua para alternada. A configuração do sistema em CC é 24 V, logo, todos os equipamentos seguem esse parâmetro.

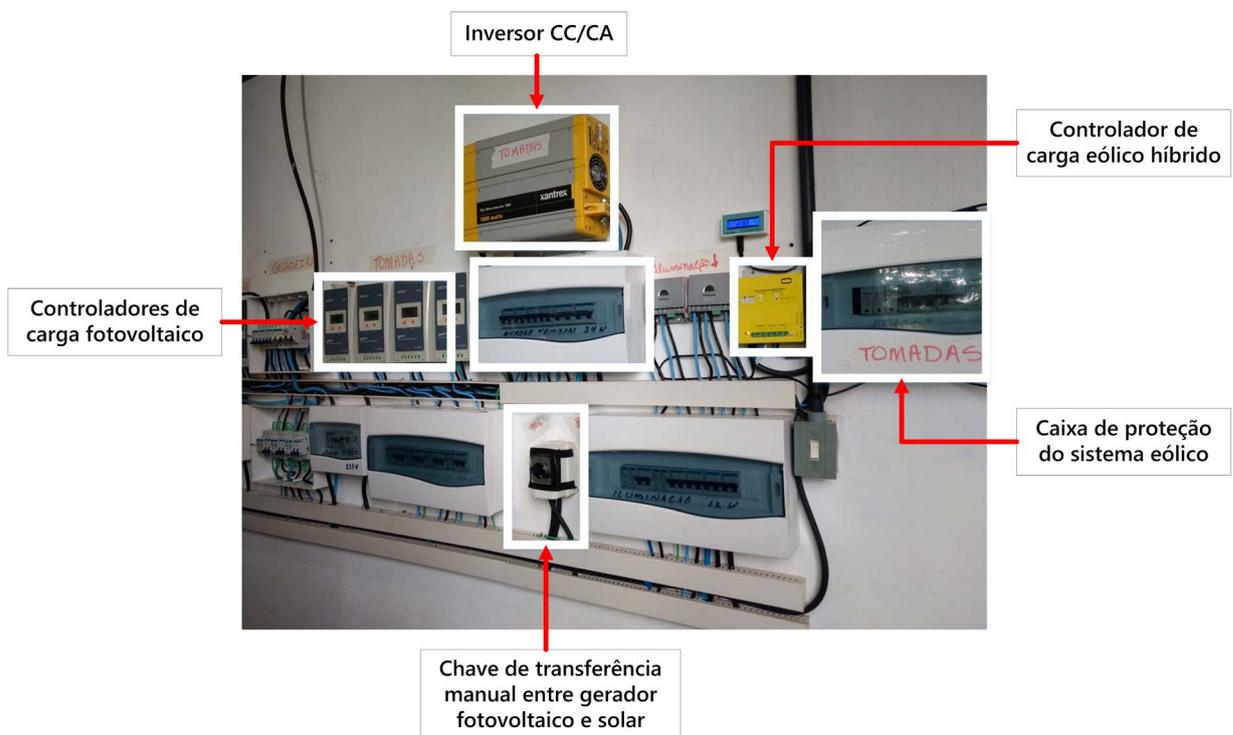


Figura 4.9: Componentes do sistema de condicionamento de potência.

Inversor fotovoltaico

O inversor utilizado para conversão de CC para CA é o Xantrex PROsine de 1800 W de onda senoidal (Figura 4.10). As aplicações para qual foi projetado podem ser industriais e residenciais como equipamentos com carga pesada, como cargas mais leves como eletrodomésticos e eletrônicos. As especificações técnicas do inversor são apresentadas da Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Especificações técnicas do inversor Xantrex PROsine 1800 W.

Modelo Xantrex PROsine	
Potência de saída	1800 W
Classificação de surto	2900 W
Corrente de saída (pico)	45 A
Tensão de saída (CA)	120 V
Frequência de saída	60 Hz



Figura 4.10: Inversor Xantrex PROsine 1800 W. Fonte: Xantrex [11]

Uma característica desse inversor é a opção do comutador de transferência automática. O Xantrex PROsine pode ser equipado com um relé de transferência se for especificado na aquisição. O relé de transferência serve para: a) permitir que a saída CA do inversor seja conectada a um sistema CA que forma a rede existente como um gerador a diesel/gasolina ou a rede elétrica convencional e b) permitir que o inversor opere como backup se a fonte de eletricidade principal falhar.

Porém, o inversor adquirido para o sistema híbrido opera apenas com a conversão de energia que saí do sistema fotovoltaico para integrar a rede elétrica local.

Controladores de carga

O controlador de cargas do sistema é Tracer-3210A da Epsolar com algoritmo de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), na qual ele rastreia o ponto de máxima potência, aumentando o rendimento dos módulos fotovoltaicos (Figura 4.11). Possui também

um algoritmo de carga de bateria de 3 estágios (Carregamento em Massa, Carregamento Constante e Flutuação) que proporciona um processo de carga rápido, eficiente e seguro da bateria.



Figura 4.11: Controlador de carga Tracer-3210A Epsolar Fonte: [12].

O sistema híbrido é composto por 4 controladores de cargas da Epsolar de 30 A e tensão de operação de 24 V, com cada um conectado a 2 módulos fotovoltaicos em paralelo, obedecendo os parâmetros de sua especificação técnica.

A utilização de 4 controladores de cargas se dá por questão de projeto, com o objetivo de tornar o sistema o mais modular possível, evitando que a falha de um componente comprometa o atendimento da carga como um todo e prevendo que no futuro o arranjo fotovoltaico, ou a carga e/ou o sistema híbrido possam sofrer determinadas modificações em sua configuração, como consequência de ampliações.

O sistema eólico também acompanha o seu próprio controlador de cargas, no qual é possível conectar baterias e até 300 W de potência em energia fotovoltaica (dependendo da configuração do sistema pode ser utilizado 2 módulos de 150 W em série).

Todos esses controladores de cargas estão conectados no mesmo sistema de baterias e inversor.

Chave de transferência

Os sistemas híbridos empregados de forma isolada, normalmente apresentam chaveamento manual e no sistema estudado o controle de fluxo de energia das fontes é regulado por uma chave de transferência.

A chave de transferência é como um interruptor que se encontra entre as cargas e as duas fontes. Se em algum momento houver interrupção de energia pelo gerador fotovoltaico, a chave de transferência é acionada indo para a posição do diesel para que ele opere enquanto o SFV se restabeleça. A utilização desse tipo de transição de forma

manual pode ocasionar algumas falhas humanas para detectar qual o momento ideal para ligar cada fonte de energia. A chave utilizada no sistema em questão é mostrada na Figura 4.12.



Figura 4.12: Chave de transferência manual para escolha do sistema de geração solar-diesel.

4.6 Análise do sistema eólico

O SHE originalmente apresenta entre suas fontes de energia o aerogerador eólico da IstaBreeze com potência de 500 W em 24 Vcc (18 A) conectado ao barramento CC e junto com o sistema fotovoltaico e o banco de baterias. Esse aerogerador produz energia útil para injetar na rede elétrica local com velocidade de vento a partir de 3 m/s, com qualquer direção de rotação das pás (horário e anti-horário) e abaixo disso a produção não é suficiente para o *start of charging* do controlador de cargas.

Apesar do aerogerador fazer parte do conjunto do sistema híbrido, o potencial eólico na região é muito baixo causando fracasso nos projetos. Para verificar a contribuição do sistema eólico foram realizadas simulações do sistema híbrido fotovoltaico-diesel-eólico.

Primeiramente, o sistema eólico é analisado comparando os resultados obtidos através das simulações no Homer com o gráfico de performance do aerogerador. A Figura 4.13 mostra que para alcançar a potência total de 500 W a velocidade de vento deve estar inserida na faixa de 15 a 16 m/s, sendo um regime de ventos que não ocorre no local.

Com a referência dos parâmetros de ótima performance do IstaBreeze, a comparação é realizada com o resultado de potência alcançado pelo aerogerador em condições locais com média anual de velocidade de vento de 1,87 m/s e temperatura média de 26,92 °C. A Figura 4.14 apresenta os resultados de potência de saída do aerogerador em que

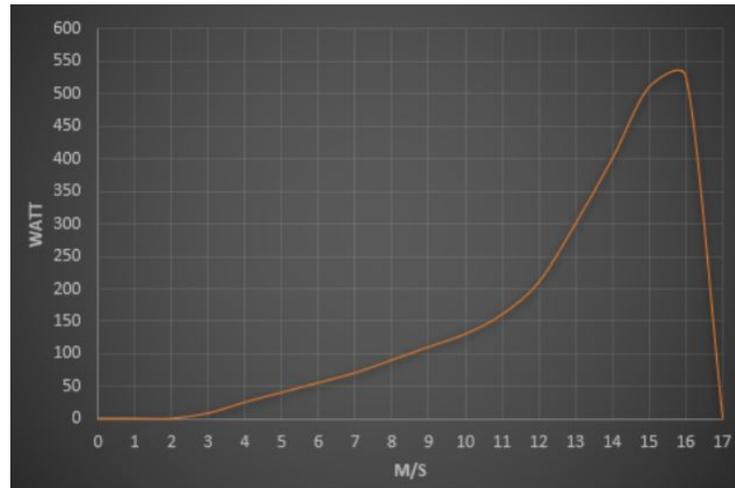


Figura 4.13: Potência de saída do gerador eólico de acordo com o fabricante. Fonte: iSTA Breeze [13].

observa-se que a máxima é de $\approx 0,16$ kW, ou seja, o sistema opera com essas condições apenas 32% de sua potência nominal. Isso é reforçado pelo dado de média anual de velocidade de ventos que está abaixo do que é necessário para que o aerogerador entre em modo de conexão.

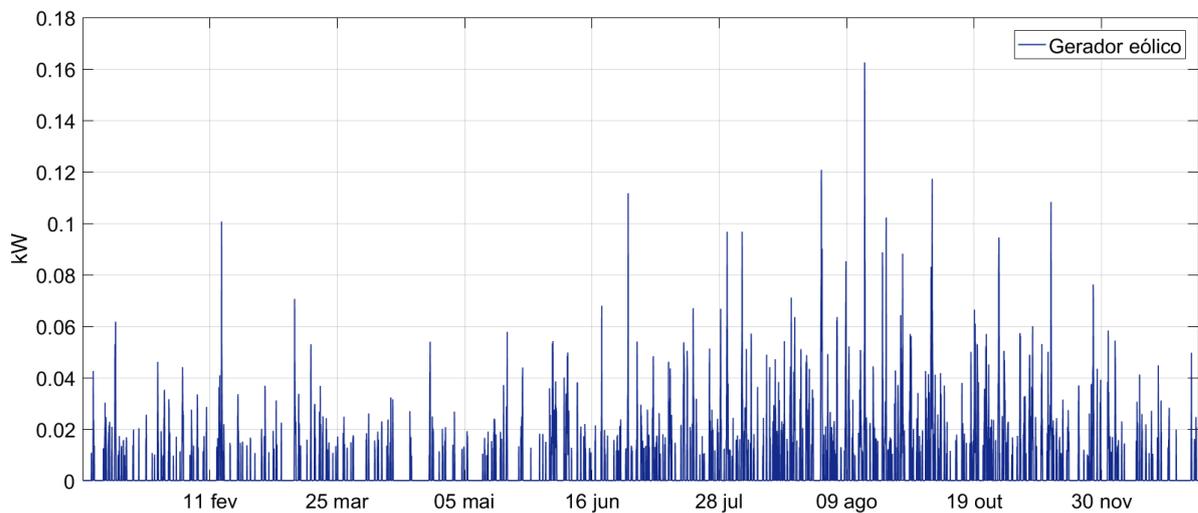


Figura 4.14: Potência de saída do gerador eólico a partir das simulações.

A contribuição da energia eólica para o sistema híbrido é de $\approx 1\%$, sem gerar impactos na alimentação das cargas pois seus picos de produção ocorrem em boa parte do ano por volta das 12h junto com o sistema fotovoltaico, o que contribui nesse caso para o excesso de produção de energia do sistema. A Figura 4.15 mostra a potência de saída de cada gerador do sistema e da carga, em que é quase imperceptível a visualização do aerogerador. Quando a carga alcança seu pico de demanda e o sistema fotovoltaico se ausenta pela baixa produção, o GGD é ativado para cobrir a alimentação das cargas.

Quando a carga apresenta a menor demanda que é de 3,53 kWh/dia, o sistema eólico ainda não é capaz sozinho de suprir nem 10% da energia necessária.

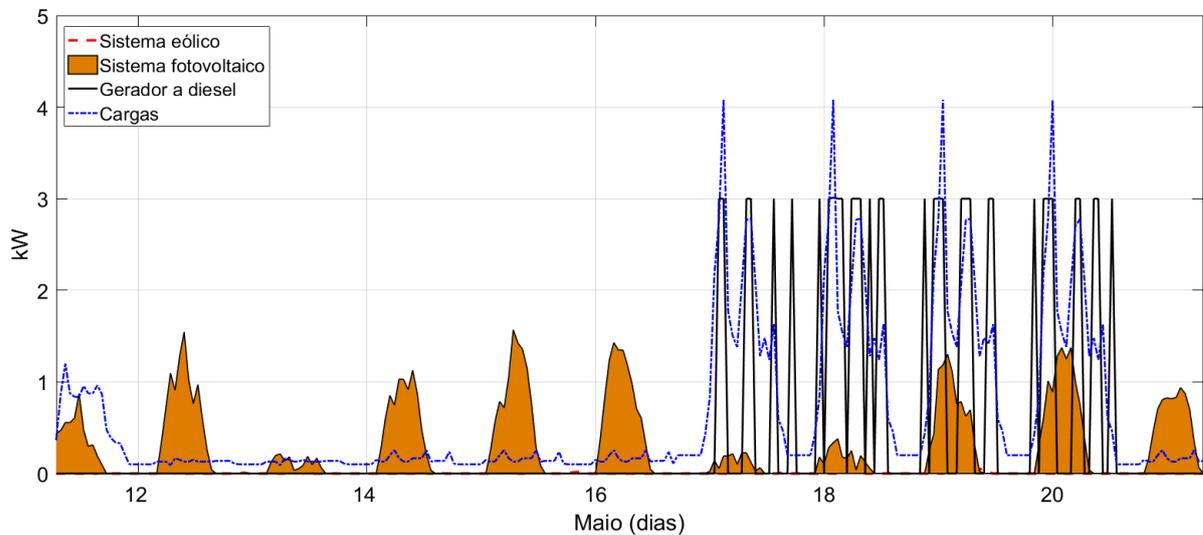


Figura 4.15: Potência das fontes de energia, bateria e cargas entre os dias 15 a 22 de maio.

A partir de todas as evidências apresentadas sobre a ausência de contribuição da produção eólica ao SHE nessa localidade, fica visível a inviabilidade técnica com consequência de inviabilidade econômica da instalação do aerogerador.

4.7 Resultados e análises

Com a inviabilidade técnica do sistema eólico, às análises seguem considerando apenas as fontes com melhor performance e de maior auxílio no atendimento as cargas. O sistema híbrido sendo reduzido a fotovoltaico-diesel que é capaz de responder por 100% do atendimento as cargas, além de diminuir as perdas do sistema e o excesso de produção de energia. Dessa forma, nesta sessão é apresentado os resultados da performance desse sistema.

O Homer é alimentado com dados de entrada para executar diferentes configurações das fontes e combinações dos componentes, onde se pode visualizar através de uma lista os melhores resultados. Como entrada foram utilizados os dados de um gerador a diesel de 10 kW, painéis solares de 260/265 Wp e baterias de 220Ah.

A Figura 4.16 mostra a configuração adotada para o sistema, a topologia mista (série/paralelo) com o grupo gerador ao lado instalado no barramento CA para backup, pois nesse caso deseja-se o menor uso de combustíveis não-renovável.

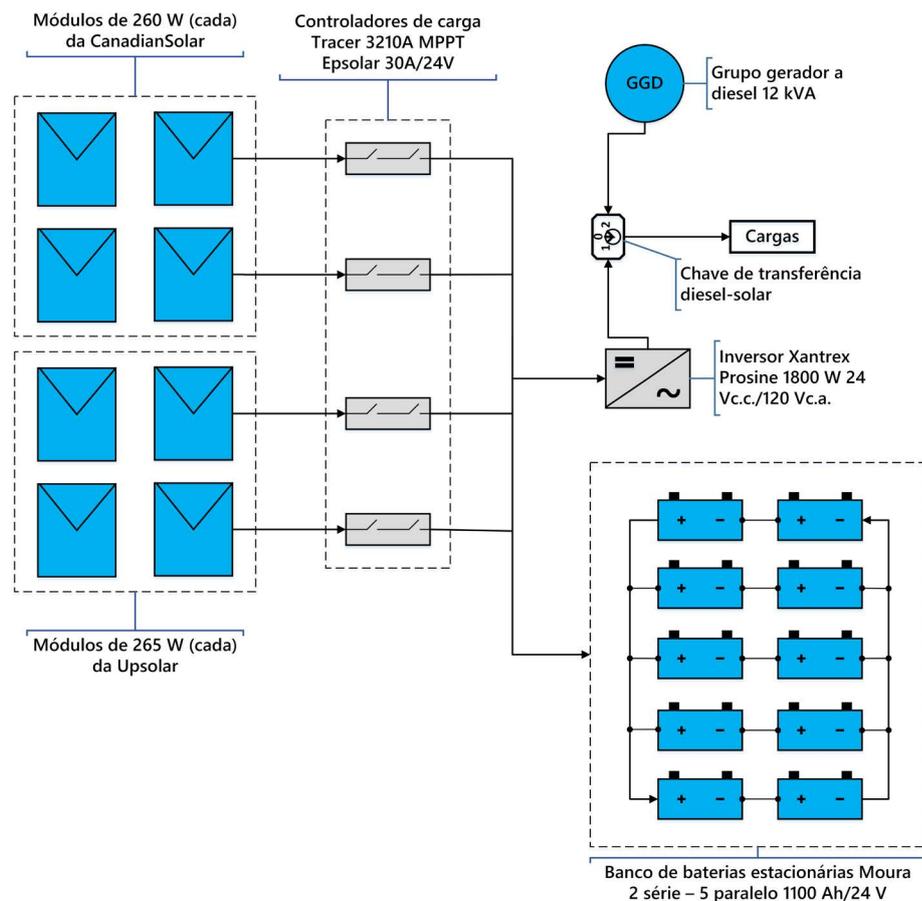


Figura 4.16: Topologia mista (série/paralelo) adotada no SHE.

4.7.1 Análise da variação diária do perfil de carga mínimo

Durante boa parte do ano o consumo de energia é baixo, sendo caracterizado pelo perfil de carga 1 de 3,53 kW/dia. Porém essa mesma demanda sofre variação ao longo do ano podendo aumentar em até $\pm 10\%$ no dia-a-dia sem variação do pico de carga de 660 W. Para a otimização do sistema híbrido, o ideal é que o sistema fotovoltaico seja capaz de atender essa demanda mesmo com variação de até $\pm 30\%$. O uso do GGD nessas condições não é eficiente, pois estaria em regime de trabalho a vazio sem operar com toda sua potência e aumentando o gasto de combustível.

Para responder a essa questão, é realizado uma análise do funcionamento e performance a partir da variação diária do perfil de carga mínimo do sistema híbrido fotovoltaico-diesel.

Sabendo que as demandas não se portam de forma constante em todos os dias variando de dia para dia, foi adicionado uma variabilidade de 10% no perfil de carga. A partir dessa informação, o Homer altera o perfil de carga de cada dia em um valor aleatório, de modo que o carregamento retenha o mesmo formato para cada dia, mas seja dimensionado para cima ou para baixo. A Figura 4.17 mostra um mês do ano com o perfil de carga com e sem a variabilidade.

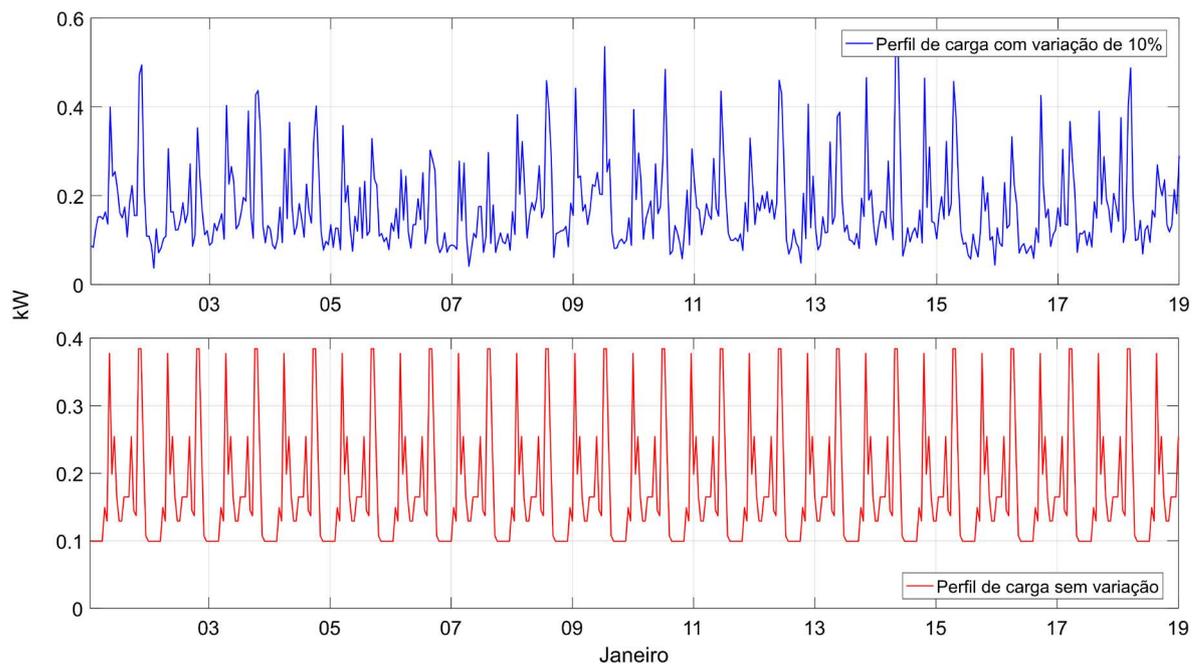


Figura 4.17: Perfil de carga do mês de janeiro apresentando variabilidade de 10% no consumo.

Os resultados mostram que para o caso de variação de 10% do perfil de carga que o sistema produz a partir da geração fotovoltaico 99,9% da energia utilizada pela carga e 0,0840% é inserida pelo gerador diesel.

A produção máxima fotovoltaica anual é de 2.973 kWh/ano e o diesel é iniciado apenas uma vez nesta simulação por cerca de 3h com produção de 2,50 kWh/ano e consumo de 1,20L de combustível (Figura 4.18). Esse fato isolado ocorre pela manhã entre 7h às 9h quando a carga está elevada, as baterias atingem o estado de carga mínimo e produção fotovoltaica está iniciando.

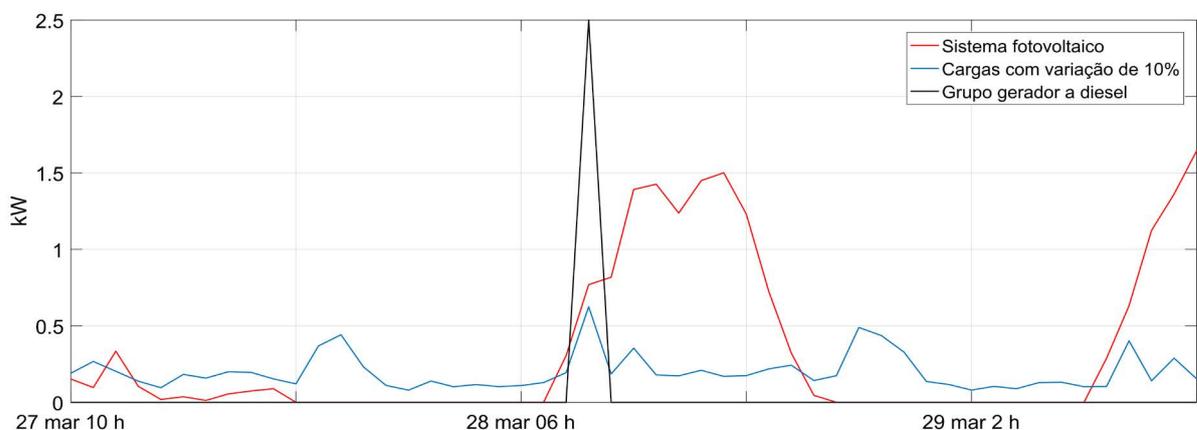


Figura 4.18: Comportamento do SHE fotovoltaico-diesel quando existe baixa produção fotovoltaica com o acionamento do grupo gerador a diesel.

4.7.2 Análise de sistema de energia com grupo gerador a diesel

Geralmente locais isolados são abastecidos apenas por geradores a diesel, o que ocasiona grandes perdas, emissões de gases e elevados gastos com combustível. Além disso, o transporte do diesel é altamente perigoso pelos riscos de contaminação de solo e efluentes.

Sem o uso dos sistemas renováveis de energia, essa instalação seria abastecida somente pelo GGD, que é uma rotina bastante comum para abastecimento em áreas isoladas. Com isso, foram realizadas simulações para verificar e analisar a partir do equipamento instalado no SHE do CEFA como seria a alimentação das cargas, o uso do grupo gerador e as falhas que podem ocorrer nesse aplicação autônoma.

Após a simulação do sistema, é possível ver a relação do diesel com as cargas quando estas precisam do fornecimento de energia. A Figura 4.19 mostra que o GGD opera com potência de saída mínima de 2,5 kW mesmo quando a carga necessita abaixo de 0,5 kWh. Como consequência é produzido 89,9% de excesso de eletricidade, ou seja, anualmente o consumo das cargas é de 2.247 kWh e o gerador a diesel produz aproximadamente 20.039 kWh/ano.

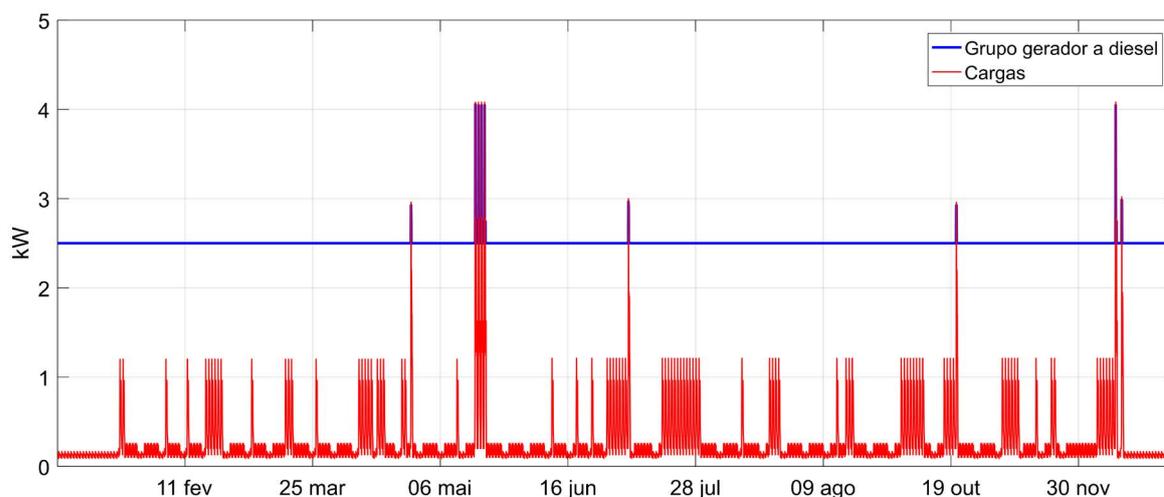


Figura 4.19: Sistema movido somente a diesel para a alimentação das cargas.

4.7.3 Sistema híbrido fotovoltaico-diesel

Realisticamente, o tamanho e a forma do perfil de carga variam de dia para dia. A partir disso, foram criados 5 perfis de carga variando a cada dia do ano com base nas informações de uso dos últimos anos das cargas locais. Com esses dados, o Homer plotou um perfil sintético com variabilidade de 80.136% alterando o perfil de carga de cada dia em um valor aleatório, de modo que o carregamento retém o mesmo formato para cada dia, mas seja dimensionado para cima ou para baixo. Dessa forma, o consumo diário é de 6,16 kWh com pico de demanda de 4,08 kW, sendo o mês de julho com os maiores picos

de demanda (Figura 4.20).

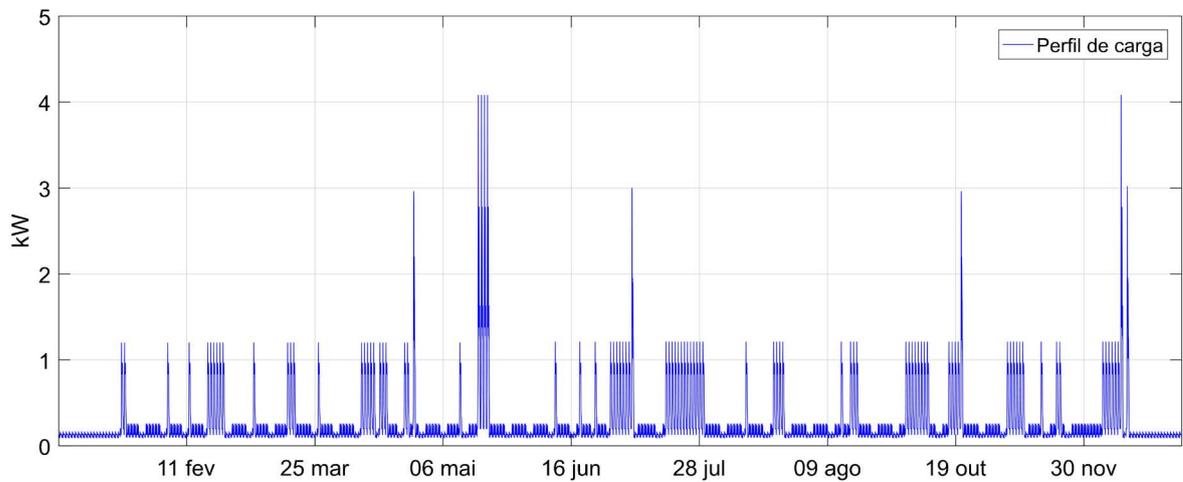


Figura 4.20: Perfil de carga sintético.

Os resultados obtidos mostram que o sistema híbrido fornece 85,6% de energia fotovoltaica e 14,4% do gerador a diesel, mostrando que o sistema é viável e que a utilização do diesel existe apenas em momentos de picos de consumo. O sistema fotovoltaico produz em média 8,15 kWh/dia e gera 2.973 kWh/ano.

Foram realizadas 1.636 simulações com variabilidade das fontes e estratégias de despacho. O melhor resultado de estratégia de despacho de energia sugerida pelo Homer é a *load following*.

Para melhor conservação do banco de baterias, foi adotado como estado de carga mínimo quando a energia armazenada atinge 40%. Essa escolha ocorreu através do resultado de uma análise de sensibilidade para SoCmin de 40%, 50% e 60%. Quando as baterias alcançam os SoCmin e o sistema fotovoltaico não se estabelece para alimentar o banco de baterias, o gerador a diesel é acionando. O estado de carga ao longo do ano pode ser visto na Figura 4.21.

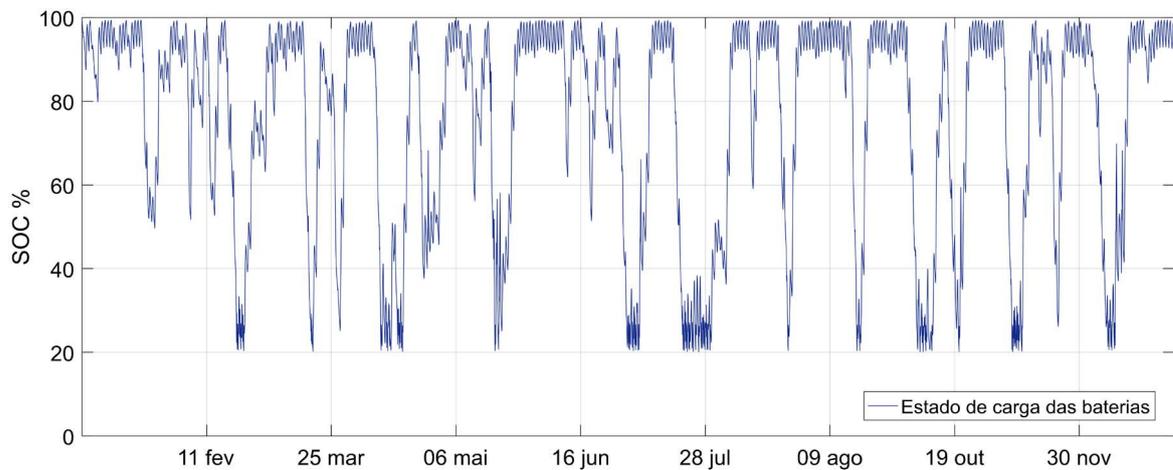


Figura 4.21: Estado de carga anual do banco de baterias.

As baterias podem ter até 63,5 horas de autonomia, dependendo do perfil de carga predominante em determinado período. O sistema recebe 1.310 kWh/ano e tem perdas de 262 kWh/ano. Em 55,77% do tempo da utilização do banco de baterias o estado de carga flutua em 85.65% e apenas em 2,75% do tempo de uso das baterias o SoC chega a aproximadamente 40% (Figura 4.22).

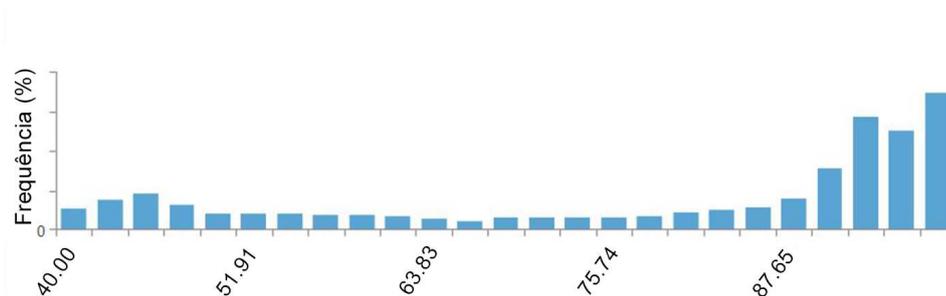


Figura 4.22: Frequência do estado de carga ao longo do ano.

A carga e descarga do banco de bateria pode ser visto na Figura 4.23, onde os momentos de pouca energia ocorre quando não existe produção fotovoltaica e a bateria está em modo de descarga máxima. Quando ocorre essa situação, o gerador a diesel passa a alimentar o sistema CA e o CC é desconectado até estabilizar sua produção (Figura 4.24).

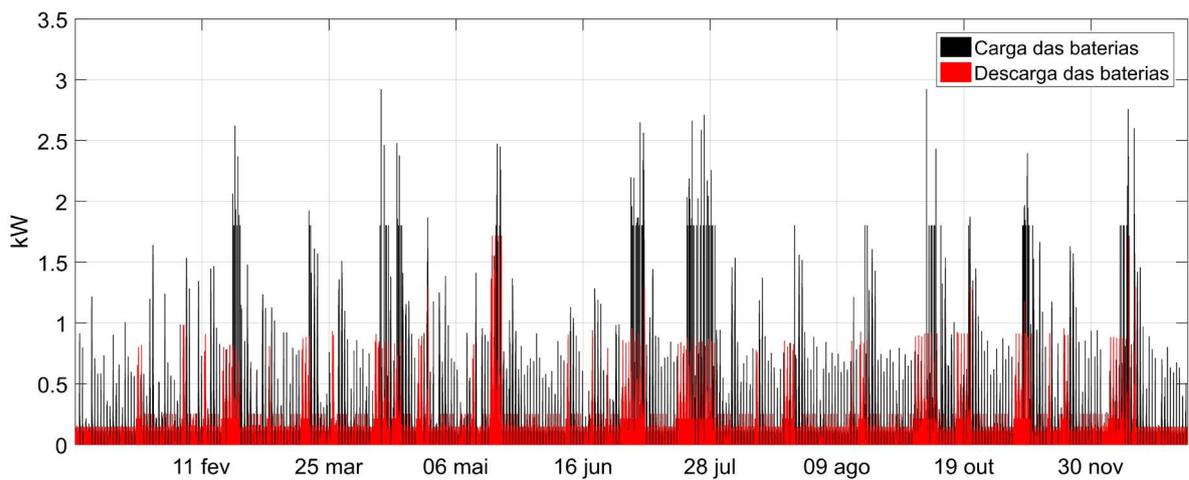


Figura 4.23: Carga e descarga do banco de baterias.

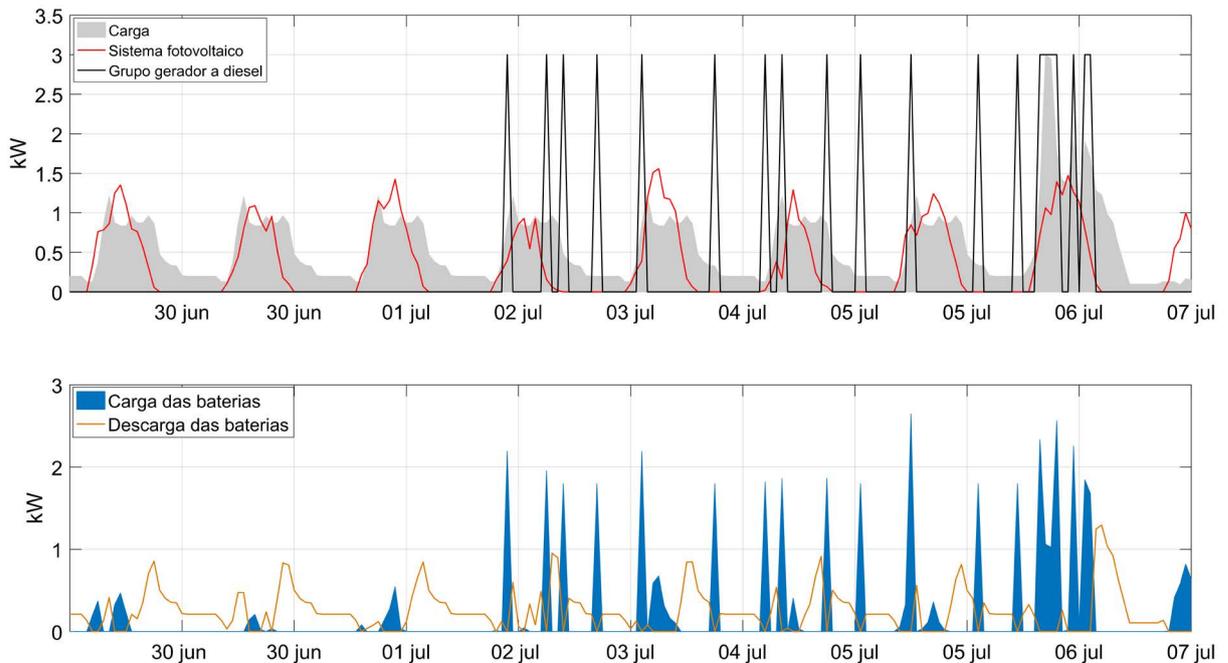


Figura 4.24: Performance do sistema híbrido em dias de maior demanda de carga.

O gerador a diesel deve ser dimensionado a suprir a necessidade da demanda de pico de carga e alimentar o armazenador, ao alimentar o banco de baterias, o gerador a diesel deve ter sua potência nominal deve ser especificada para que ele opere com fator de carregamento ótimo, trabalhando com máxima eficiência. O gerador a diesel opera por 200 horas, sendo acionado 156 vezes ao longo do ano. Produção energética de 500 kWh/ano, consumindo o total 239 L, rendimento de 21,3% e consumo específico de 0,478 L/kWh que pode ser visto na curva de consumo (Figura 4.26). Meses de maior incidência de acionamento são maio, julho e setembro (Figura 4.25).

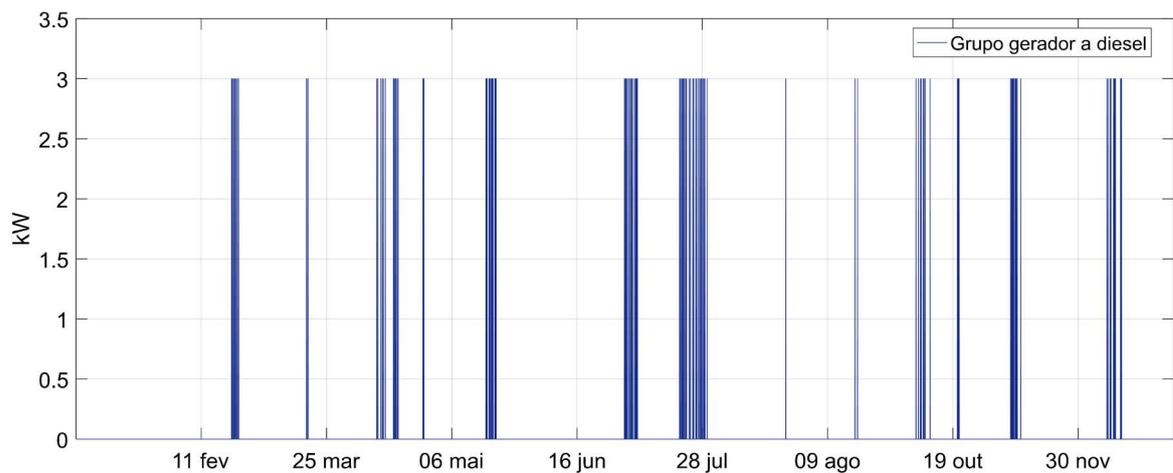


Figura 4.25: Potência de saída do grupo gerador a diesel.

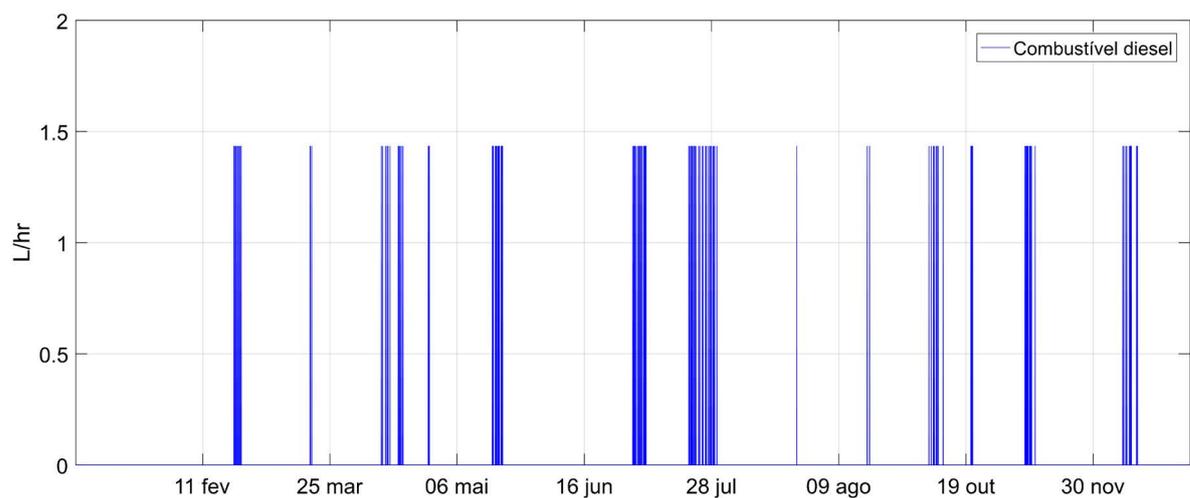


Figura 4.26: Consumo de combustível diesel pelo grupo gerador ao longo do ano.

4.7.4 Sistema híbrido fotovoltaico-diesel sem o banco de baterias

Os resultados sem a utilização do banco de baterias mostram que o sistema inviável porque a penetração renovável pelo sistema fotovoltaico é de apenas 13,4% e 86,6% do gerador a diesel, provocando também um excesso de produção de eletricidade de 89,9%. A ausência do banco de baterias no sistema causa problemas de estabilidade. A opção com apenas o sistema fotovoltaico e baterias não é considerada em nenhuma simulação pelo Homer, pois o sistema *off-grid* não seria capaz de atender sozinho a necessidade das cargas em momentos de grande variação ao utilizar o perfil de consumo 3, 4 e 5.

4.7.5 Sugestão de operação e manutenção do SHE

O SHE avaliado neste capítulo está localizado em região isolada com grandes obstáculos para suporte de operação e manutenção. Diversas falhas podem ocorrer nos componentes ao longo do ano e o acesso de técnicos especializados é difícil. Para amenizar as faltas que podem ocorrer, algumas formas de operação, gestão e manutenção dos componentes podem ser realizadas. Em seguida são apresentadas algumas sugestões que podem ser avaliadas para implantação no sistema estudado neste capítulo:

- Acompanhar e controlar o uso das cargas de tomadas quando o CEFA recebe um nível alto de pessoas (acima de 50 pessoas, por exemplo) que utilizem simultaneamente muitas tomadas para carregar aparelhos eletrônicos, isso influencia numa diminuição nos picos de demanda em que torna necessário o uso do gerador a diesel para cobrir uma baixa demanda quando comparado a sua potência nominal;
- Sempre que possível trabalhar com a eficiência energética adotando equipamentos de baixo consumo e eficientes, principalmente quanto a iluminação;
- Utilizar o grupo gerador com dimensionamento adequado para suprir completamente a carga durante a intermitência das energias renováveis, como indisponibilidade do sistema fotovoltaico. No SHE do CEFA, o GGD apresenta sobredimensionamento na maior parte do ano porque as demandas são baixas, quando esse gerador atua é com baixa eficiência que dependendo das horas de operação com baixa carga pode ocasionar algumas falhas e problemas no componente. Uma forma de otimização do sistema seria o carregamento do banco de baterias em conjunto com as cargas atendidas quando acionado o GGD, fazendo que a operação ocorra na melhor faixa de eficiência;
- A dificuldade de acesso de equipe técnica especializada para manutenção do GGD pode ser sanada com o treinamento de alguém do local para que consiga verificar informações como tensão, corrente, frequência, ruídos incomuns na operação com o intuito de identificar e repassar essas informações quando ocorrer alguma falha no sistema, como também desativar o grupo gerador na presença de anormalidades no funcionamento;
- Realizar manutenção periódica do sistema fotovoltaico como a verificação dos cabos MC4, a degradação da estrutura de madeira que suporta os módulos, observar a ocorrência de infiltração nas caixas de junção do painéis solares, entrada de insetos nessas conexões, criação de casas de insetos nas instalações, furos e rompimentos de cabos causados por roedores. Além de observar ranhuras e quebras no módulos fotovoltaicos;

- o sistema eólico instalado deve passar por inspeção visual da torre, dos retificadores e controladores de carga para verificar algum dano físico;
- De forma geral, todos os componentes do sistema de condicionamento de potência devem passar por inspeção afim de averiguar a entrada de insetos no componentes, cabos soltos que podem ocasionar perdas, aumento de temperatura e danificação dos componentes. Os *displays* desses componentes devem ser testados para quanto suas luzes de aviso sobre o sistema, entre outras notificações. Alguns controladores podem apresentar com o tempo problemas na emissão sonora quando identificam problemas;
- As baterias precisam ser acompanhadas quanto as análises visuais quanto a limpeza nos terminais e corrosão, medição de tensão em curto-circuito, verificar oxidação dos cabos, nível de água, densidade de eletrólito depois uma carga completa, manter em local arejado e seguro com temperatura adequado de acordo com o manual do fabricante;
- A utilização de chave de transferência ocasiona falhas humanas em relação a gestão das fontes, uma forma de observar isso seria instalando medidores para verificar consumo das cargas, produção fotovoltaica e a anotação do conjunto de dados sobre a ligação do gerador. Realizar a partir desses dados análises comparativas entre todas as informações com o intuito de verificar se a ligação ocorreu no momento correto, gerando resultados que possam auxiliar na criação de um algoritmo simples que possa ser seguido para a tomada de decisão adequada para transferência entre as fontes de geração diminuindo perdas ou gastos desnecessários de combustível diesel;
- Para o controle do sistema pode ser utilizado uma ficha de inspeção técnica preventiva como também a realização de relatórios mensais descrevendo a performance do sistema, erros e falhas.

4.8 Conclusão

Esse capítulo mostra as simulações e análises do estudo de caso de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel implantado na região amazônica. Além de verificar a validação do potencial energético eólico na localidade e a utilização de um aerogerador. Os dados dos sistemas foram aplicados inicialmente ao software Homer e por meio das simulações foi possível traçar um perfil de carga sintético envolvendo todos os 5 perfis de consumo construídos com variação de consumo diário em que a dependência do combustível diesel seja a menor possível. Como resultado, foi observar que mesmo com o aumento do pico de demanda ainda é possível manter a geração fotovoltaica produzindo boa parte da energia utilizada pelo sistema e o acionamento do diesel nem sempre ocorre por desligamento do

sistema em CC, mas como consequência da demanda de pico que ultrapassa o fornecimento do gerador fotovoltaico e do banco de baterias.

Os resultados mostram também que a partir do acréscimo de demanda em determinados períodos e ao longo do tempo torna necessária uma gestão eficiente do consumo de energia nos horários de picos e ao concentrar o uso de muitos equipamentos em apenas um horário as chances de saturação do banco de baterias aumentam, principalmente em períodos noturnos sem a geração fotovoltaica. Espera-se que os resultados possam ser utilizados para auxiliar numa futura implantação de um sistema de gestão manual do SHE ou de controle automático para melhor gerenciamento e otimização do sistema híbrido.

Capítulo 5

Estudo de caso 2: Sistema híbrido conectado à rede

Atualmente, a indústria vem incorporando soluções tecnológicas baseadas em energias limpas ou menos poluentes a seus produtos, devido a preocupações com o meio ambiente e com a saúde da população. Além do uso de energia renovável, estão o desenvolvimento e aplicação dos veículos elétricos para transporte público. Neste capítulo são feitos os estudos do sistema de alimentação do eletroposto que irá abastecer o ônibus elétrico que irá compor frota de circulares internos da UNICAMP a partir do projeto "Laboratório Vivo de Mobilidade Elétrica para Transporte Coletivo".

Entre os estudos são apresentados os elementos que compõem o eletroposto, análises da carga, simulação a partir do Homer Energy do sistema híbrido conectado à rede que irá abastecer o eletroposto com resultados de balanço de energia prevendo o consumo zero de energia da rede considerando casos extremos de carga.

5.1 Caracterização do projeto de mobilidade elétrica da Unicamp

O projeto denominado Laboratório Vivo de Mobilidade Elétrica para Transporte Coletivo na UNICAMP surge da necessidade e importância de incorporar fontes de energia renováveis e veículos elétricos para atender as demandas de transporte público, ao mesmo tempo em que se busca a redução das emissões de gases poluentes, especialmente, em grandes centros urbanos.

A fim de atender tais demandas, o uso de ônibus elétricos vem ganhando espaço no mercado nacional e internacional, uma vez que ajuda na redução da dependência de combustíveis fósseis e na redução das emissões de CO_2 . Entretanto, uma das limitações mais severas para a adoção dos ônibus elétricos é a disponibilidade de postos de carga. Para contornar essa problemática, neste projeto será instalado um eletroposto – com conceito

de energia zero (EE0) – que contará com painéis solares fotovoltaicos (FV) para a geração de energia limpa, acompanhados de um sistema de armazenamento de energia, que será instalado para aumentar a flexibilidade na gestão das recargas e reduzir os impactos que o eletroposto possa ocasionar na rede como também para utilização de sistema de backup. O EE0 ficará dentro do campus da UNICAMP em Campinas, no distrito de Barão Geraldo, como parte do Laboratório Vivo de Mobilidade Elétrica para Transporte Coletivo.

Para garantir que a topologia, a configuração e o dimensionamento de cada um dos elementos que fazem parte do eletroposto sejam corretamente selecionados, foi feita uma revisão literária em bases de dados científicos e especializados no tópico de mobilidade e transporte sustentável. O EE0 deverá permitir a recarga do ônibus elétrico, inclusive nos cenários mais improváveis e exigentes e a energia que será produzida pelo sistema híbrido de energia que deverá ter potência para produção igual à energia consumida pelo ônibus elétrico no período de um ano. Para a configuração e dimensionamento dos elementos do eletroposto será usado o software de simulação Homer Energy.

5.1.1 Contexto atual do transporte interno da Unicamp

O circular interno é um serviço de transporte gratuito, administrado pela UNITRANSP, com a finalidade de facilitar o deslocamento da comunidade universitária dentro do perímetro da UNICAMP.

A frota de ônibus circulares realiza rotas distintas, sendo elas: Circular 1, Circular 2 via FEC, Circular 2 via Museu e Circular Noturno. De acordo com os dados da UNITRANSP, fora realizadas as previsões de tempo médio de viagem em que o Circular 1, ocorre com a operação simultânea de dois ônibus convencionais, e o tempo médio de espera nos pontos de parada varia entre 19 e 20 minutos. Para o Circular 2 via FEC, está em operação apenas um ônibus e o tempo médio de espera nos pontos pode variar entre 30 e 35 minutos. Para o Circular 2 via Museu, são usados dois ônibus, simultaneamente, e o tempo de espera nos pontos de parada varia entre 21 e 25 minutos. O Circular noturno conta com apenas um ônibus em operação, um ônibus que opera o Itinerário 2 via Museu passa a operar no Circular Noturno após finalizar a quantidade de viagens prevista para o dia. No Circular Noturno, o tempo de espera nos pontos de parada pode chegar a 30 minutos.

5.1.2 Rotas para o ônibus elétrico

Para determinar o consumo de energia do veículo elétrico, é necessário que seja realizada uma previsão ou a criação de cenários possíveis com dados de rotas como distância a ser percorrida, tempo médio, velocidade média, estudo das elevações e inclinações do terreno que possam impactar no aumento do consumo de energia. Porém, existe uma alta complexidade no levantamento de todas esses parâmetros.

Uma das etapas do projeto de instalação do VE foi a previsão de rotas que podem ser adotadas e entre elas está a criação de rotas mais curtas, com o intuito de reduzir os tempos de viagens e o percurso total. Estas rotas poderão cobrir duas regiões do campus, onde cada uma delas agrupa a maior porcentagem dos pontos de ônibus com maior demanda de usuários e que foram obtidos com análise sobre o tempo de parada em cada ponto levando em consideração todas as rotas.

A Figura 5.1 mostra o nível de demanda dos pontos de ônibus e duas regiões predominantes (verde e vermelha). Estes dados são utilizados para a criação das novas rotas mais curtas para o ingresso do ônibus elétrico.

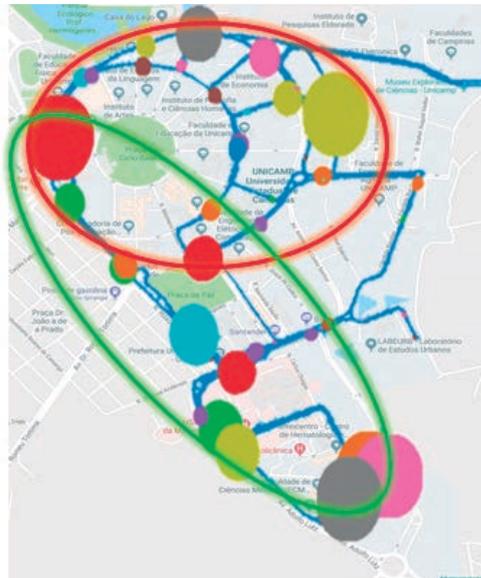


Figura 5.1: Nível de demanda dos pontos do ônibus e regiões mais predominantes

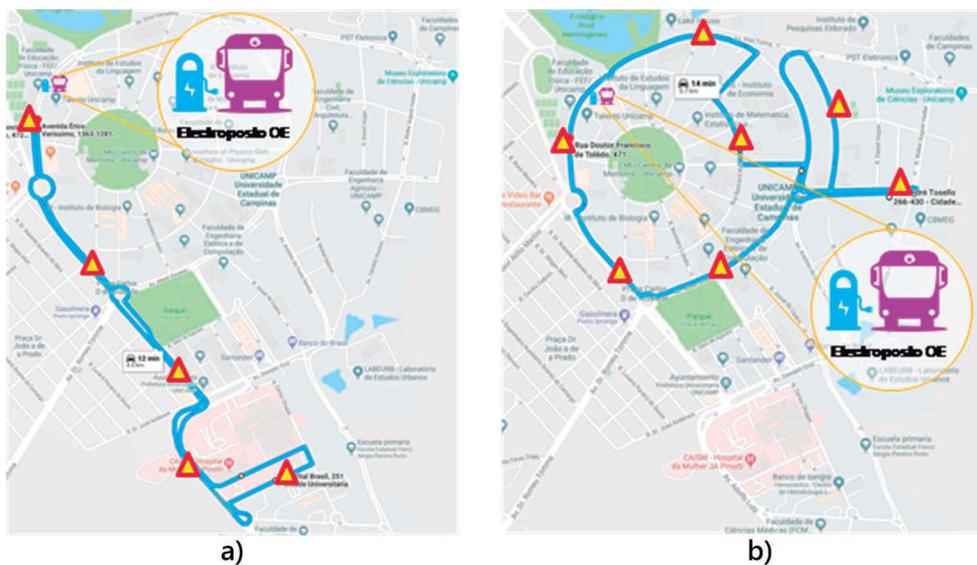


Figura 5.2: Rotas curtas com paradas específicas: (a) Rota 1 (região verde), e (b) Rota 2 (região vermelha).

A Figura 5.2a, mostra a nova rota para cobrir a região verde. Esta rota tem um total de 5 pontos ao longo do trajeto e possui 4,5 km/viagem. A Figura 5.2b, mostra a rota para cobrir a região vermelha estabelecida, esta rota tem um total de 7 pontos ao longo do trajeto com 5,7 km/viagem.

Considerando que o ônibus elétrico apresenta autonomia de 250 km e comparando com as rotas criadas anteriormente. Em situação crítica de uso diário da autonomia do VE com a rota mais curta (4,5 km) é previsto cerca de 55 voltas nesse percurso e considerando a rota mais longa (5,7 km) com cerca de 43 voltas diariamente no campus. Porém, essas situações são hipotéticas sem considerar as perdas que as baterias sofrem como auto-descarga, limites de carga e descarga diários que são aceitáveis para a manutenção da vida útil, estratégias de carga, temperatura, entre outros fatores.

5.2 Sistema de alimentação do eletroposto

A partir das análises iniciais anteriormente apresentadas, o sistema de alimentação do eletroposto foi dimensionado para garantir que a rede seja utilizado o mínimo possível, o ponto de recarga contará com geração fotovoltaica (FV), necessária para gerar a energia elétrica que será consumida pelo ônibus e as premissas levantadas é utilizando a pior situação com o consumo diário de aproximadamente 320 kWh de carga das baterias do VE.

O eletroposto contará com infraestrutura de geração fotovoltaica e armazenamento, dando origem ao conceito de Eletroposto Energia-Zero (EE0). A geração fotovoltaica do EE0 é especificada de modo que o gasto de energia para abastecimento do ônibus elétrico será aproximadamente zero ao final do ano. O sistema de armazenamento do EE0 servirá para suavizar as recargas rápidas do ônibus elétrico e limitar os impactos da geração fotovoltaica sobre a rede elétrica, flexibilizando a gestão das recargas do ônibus elétrico. O uso de baterias pode ainda evitar e/ou postergar investimentos em infraestrutura de rede elétrica.

Para o acoplamento dos elementos que trabalham com corrente alternada e corrente contínua deverão ser instalados inversores e retificadores, sendo que estes irão permitir o fluxo de energia entre a geração FV, o sistema de armazenamento de energia, o veículo elétrico e a rede de energia elétrica (Figura 5.3).

5.2.1 Divisão dos sistemas de energia

Nos dimensionamentos foram consideradas 2 principais propostas de sistemas a serem implantados para a alimentação do eletroposto, que consiste no sistema 1 composto apenas pelos módulos fotovoltaicos conectados à rede no prédio da Faculdade de Educação Física (FEF) e o sistema 2 que é instalado na cobertura do EE0 composto por módulos

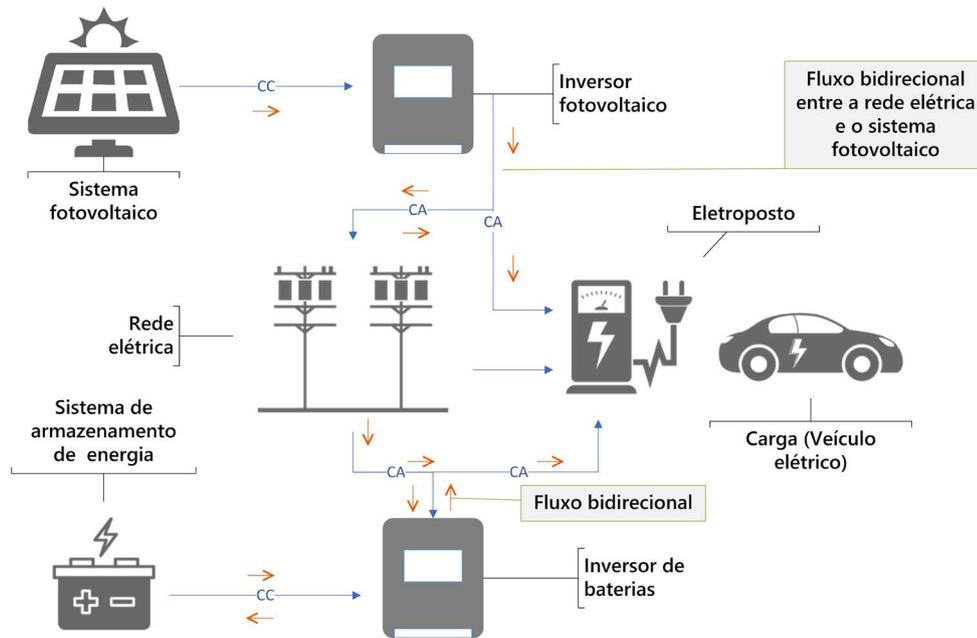


Figura 5.3: Sistema híbrido conectado à rede elétrica - EE0.

fotovoltaicos, banco de baterias e rede elétrica alimentando diretamente a carga do veículo elétrico. Ao separar em duas partes o projeto, o sistema de maior geração poderá ser conectado em qualquer alimentador ou ao prédio que suporte os módulos, não apenas na FEF. A energia injetada em qualquer ponto da Unicamp pode ser creditada no sistema do EE0.

5.3 Sistema híbrido fotovoltaico conectado à rede

O eletroposto que será instalado dentro do campus da UNICAMP será o ponto de carga onde o ônibus elétrico poderá abastecer de energia quando for necessário. Este ponto de carga contará com geração fotovoltaica (FV), necessária para gerar a energia elétrica que será consumida pelo ônibus. Como respaldo, também será instalado um sistema de armazenamento de energia, que incrementará a flexibilidade na gestão das recargas. Para o acoplamento dos elementos que trabalham com corrente alternada e corrente contínua deverão ser instalados inversores e retificadores, sendo que estes irão permitir o fluxo de energia entre a geração FV, o sistema de armazenamento de energia, o veículo elétrico e a rede de energia elétrica.

As análises e resultados do sistema híbrido de energia para alimentar o eletroposto são obtidos a partir de simulações considerando a situação mais crítica que pode ocorrer que as baterias do ônibus elétrico fiquem com profundidade de descarga de acima de 95% todos os dias.

5.3.1 Curvas de carga do veículo elétrico com consumo total

O ônibus elétrico tem carga de 324 kWh com autonomia de 250 km. O sistema de recarga a ser instalado é composto por dois carregadores com potência de 40 kW cada em que podem oferecer uma recarga lenta completa em 8 horas a partir de um carregador com potência de 40 kW ou recarga rápida em 4 horas com o uso dos dois carregadores com potência de 80 kW.

As simulações foram realizadas considerando quatro perfis de cargas em modo rápido e lento para os períodos diurnos e noturnos como mostra a Figura 5.4.

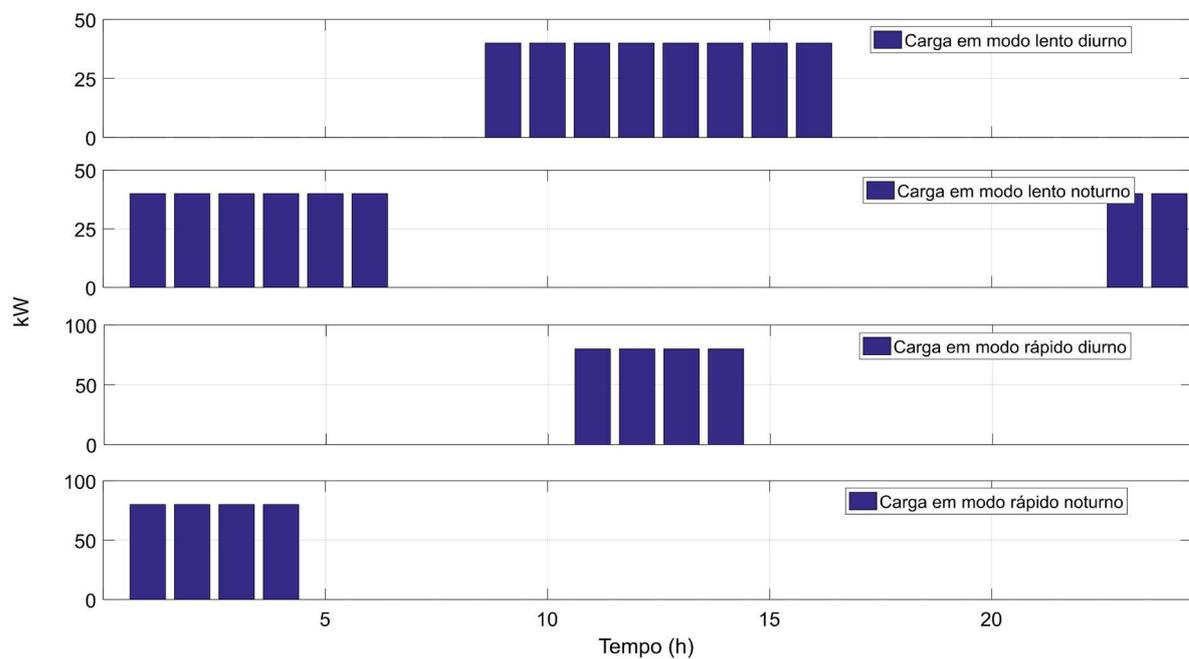


Figura 5.4: Curvas de cargas utilizadas nas simulações em modo lento e rápido.

5.3.2 Potencial energético solar

O recurso de Irradiação Horizontal Global (IHG) é utilizado para calcular a saída do painel fotovoltaico no plano horizontal. IHG é a soma da radiação de feixe (também chamada de irradiância normal direta ou IDN), irradiância difusa e radiação refletida no solo. As simulações através são realizadas a partir dos dados obtidos do ano de 2015 da Usina Solar Fotovoltaica de Tanquinho localizada no município de Campinas no estado de São Paulo (Figura 3). Os dados apresentam média anual de radiação diária de 5,01 kWh/m²/dia. Maio, junho e julho estão como os meses de menor média diária (3,617 kWh/m²/dia) e dezembro e janeiro com média diária de 6.02 kWh/m²/dia.

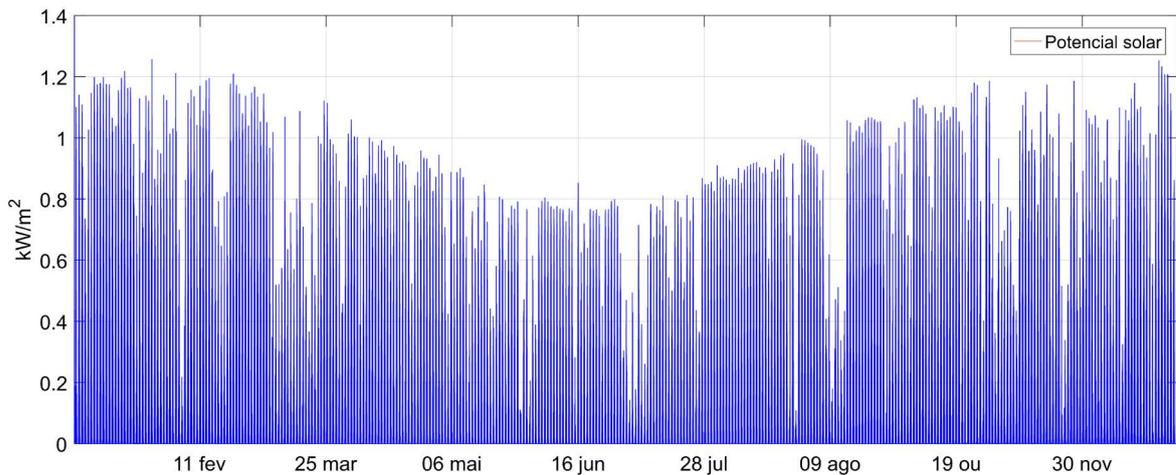


Figura 5.5: Irradiância Global Horizontal da Usina Solar Fotovoltaica de Tanquinho.

5.3.3 Estudo de topologias para o eletroposto

As topologias AC/DC e DC fazem mais sentido do que a topologia AC, já que o sistema de barramento AC, toda a saída fotovoltaica destinada a uma carga DC ou a bateria sofre as perdas associadas a um inversor e a um retificador.

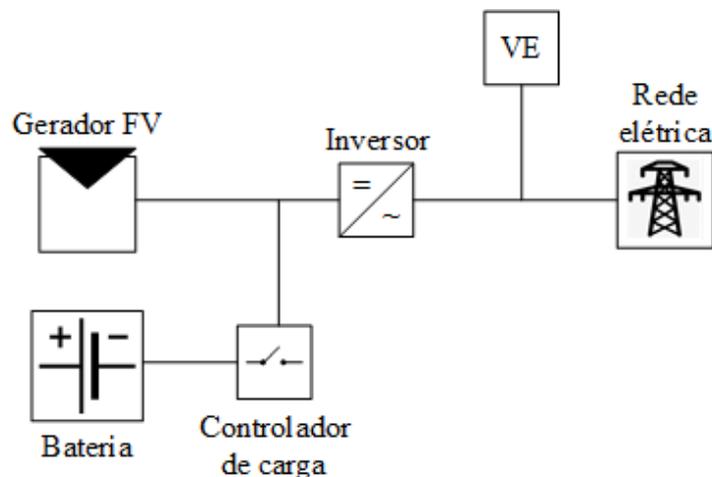


Figura 5.6: Eletroposto com topologia CC

Na Tabela 2.1, é mostrada de forma qualitativa uma comparação da quantidade de perdas de energia que são produzidas pela eficiência dos conversores em cada uma das topologias e para cada modo de operação do eletroposto, onde, η_{FV} é a eficiência do inversor DC/AC para os geradores fotovoltaicos, η_{AE} é a eficiência do conversor DC/AC bidirecional para o sistema de armazenamento de energia, η_{VE} é a eficiência do conversor DC/AC para o veículo elétrico, η_R é a eficiência do conversor DC/AC bidirecional para a rede de energia elétrica e η_c é a eficiência do conversor DC/AC bidirecional central.

Tabela 5.1: Comparação entre tecnologias de baterias

Topologia proposta	Modo de operação do eletroposto					
	FV →EV	Rede→EV	Bateria→EV	FV→Bateria	Rede→Bateria	FV→Rede
CA	η_R	-	η_{AE}	$\eta_{FV} \times \eta_{AE}$	η_{AE}	η_{FV}
CC	η_{VE}	$\eta_{VE} \times \eta_R$	η_{VE}	-	η_R	η_R
CA/CC	η_c	-	η_c	-	η_c	η_c

5.3.4 Componentes

Módulo fotovoltaico

O arranjo de painéis solares fotovoltaicos deverá ter uma capacidade total mínima de geração de 64,35 kW. Usando painéis solares fotovoltaicos de marca BYD e modelo P6D-36 Series-4BB de 330 W deverão ser comprados 195 painéis. As dimensões de cada painel são: 1956 mm x 985 mm x 7,5 mm. Sendo que os 256 painéis formariam uma área total de 492,849 m². Cada painel conta com um tempo de vida de 25 anos, uma faixa de temperatura de operação de - 45°C a 85 °C e uma eficiência de 17,1%.

Inversor fotovoltaico e híbrido para baterias

O componente utilizado nas simulações para parâmetro de potência é o inversor trifásico multi-string Ingecon Sun 33TL da Série TL M da fabricante Ingeteam Power Technology, S.A. No sistema foi considerado o acompanhamento de um outro inversor como o Sunny Island que fará a conexão das baterias com a rede elétrica e o inversor fotovoltaico. Outra forma de conexão é a utilização de inversor híbrido que suporte a conexão do gerador e armazenador.

Baterias de íon-lítio

A partir do levantamento teórico sobre armazenadores, a melhor tecnologia de bateria para aplicar no sistema que irá compor o abastecimento energético do EE0 são as baterias de composição fosfato de ferro-lítio que apresenta maior equilíbrio em termos de custo, energia e potência específica, vida útil, performance e segurança em relação as baterias de lítio construídas a partir de óxido de cobalto, óxido de manganês e óxido de níquel. Essas baterias também são chamadas de LiFe (ferro-lítio) ou LiFePO₄ (Lítio ferro-fosfato). A diferença entre as baterias de LiFePO₄ em relação as outras de lítio está na aplicação em alta potência.

Os dados utilizados para o estudo dos armazenadores são da bateria Blue Ion 2.0 da empresa Blue Planet Energy. A tecnologia desta bateria é de fosfato de lítio-ferro adequada para sistema conectado à rede, suporta 8000 ciclos de descarga de 100% e contém

sistema de monitoramento de baterias (BMS - Battery Management System). A tensão nominal desta bateria é de 48 Vcc, capacidade de 16 kWh e 328 Ah.

5.4 Simulações dos cenários propostos para operação do SHE e o EE0

A partir dos resultados iniciais gerados dos dimensionamentos são simuladas as 2 principais propostas de sistemas a serem implantados para a alimentação do eletroposto, que consiste no sistema 1 composto apenas pelos módulos fotovoltaicos conectados à rede no prédio da FEF e o sistema 2 que é instalado na cobertura do EE0 e conformado por módulos fotovoltaicos, banco de baterias e rede elétrica alimentando diretamente a carga do veículo elétrico.

Ao separar em duas partes o projeto, o sistema de maior geração poderá ser conectado em qualquer alimentador ou prédio que suporte os módulos, não apenas na FEF. A energia injetada em qualquer ponto da Unicamp pode ser creditada no sistema do EE0.

5.4.1 Simulação do sistema 1 (Sistema fotovoltaico conectado à rede)

Este sistema é composto por 139 módulos fotovoltaicos que são responsáveis pela produção de aproximadamente 206 kWh de energia elétrica, cobrindo 68,7% da demanda total da carga diariamente. A conexão do sistema fotovoltaico pode ou não estar ligado ao mesmo alimentador do sistema 2, isso irá depender do local de instalação e da projeção da planta fotovoltaica. Um dos principais resultados pode ser visto na Figura 4.2 que mostra o gráfico de previsão de energia gerada pelo sistema fotovoltaico de 45,85 kW. Como também pode ser visto na Tabela 5.2 que o gerador fotovoltaico poderá produzir diariamente até 206 kWh e anualmente 75.237 kWh. Porém, entre os meses de maio, junho e julho existe uma queda de produção pela diminuição de irradiação solar global no plano horizontal terrestre nesse período.

Tabela 5.2: Dados de produção do gerador fotovoltaico.

Capacidade do gerador fotovoltaico (kW)	45,85
Produção diária do gerador fotovoltaico (kWh/dia)	206
Produção anual do gerador fotovoltaico (kWh/ano)	75.237

O inversor é simulado com capacidade de 40,7 kW sugerida pelo software Homer (a potência mínima do inversor para esse sistema é de 35 kW). No processo de conversão de energia existem perdas envolvidas como os percentuais de perdas CC no inversor e perdas

totais. A Tabela 5.3 apresenta as perdas CC entre o gerador fotovoltaico e a entrada do inversor, perdas no processo de conversão resultando em perdas totais de conversão de 3.762 kWh.

Tabela 5.3: Perdas no processo de conversão de energia do inversor.

Capacidade sugerida do inversor (kW)	40,7
Energia na entrada do inversor (kWh/ano)	75.237
Energia na saída do inversor (kWh/ano)	71.474
Perdas totais no inversor (kWh/ano)	3.762

Além da previsão de geração fotovoltaica e perdas totais no inversor, é possível observar na Tabela 5.4 a quantidade de energia injetada na rede a partir do gerador fotovoltaico. Como a geração é dependente da intermitência da fonte solar, os meses de baixa insolação apresentam menores índices de injeção energética na rede que pode ser compensada com o sistema 2 e com os meses de maior produção em que a carga não consoma toda a energia gerada.

Tabela 5.4: Energia injetada na rede elétrica pelo sistema fotovoltaico.

Mês	Energia injetada na rede (kWh)
Janeiro	8.024
Fevereiro	6.360
Março	5.582
Abril	6.016
Mai	4.466
Junho	4.723
Julho	4.155
Agosto	6.216
Setembro	5.809
Outubro	7.202
Novembro	5.819
Dezembro	7.067
Anual	71.439

A energia produzida nesse sistema somada a energia do sistema FV do eletroposto, sendo suficiente para suprir a demanda do ônibus. Porém, é possível observar que o fluxo de energia não será fixo, pois a carga será variável dependendo do gerenciamento aplicado, no qual nem sempre que a carga estiver se conectando ao eletroposto o SoC das baterias do veículo elétrico estará baixo o suficiente para receber carregamento de 100%.

5.4.2 Simulação do sistema 2 (Sistema fotovoltaico conectado à rede com baterias e carga - EE0)

O comportamento desse sistema apresenta maior complexidade em comparação aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. A bateria aplicada nessa instalação pode ser configurada para suprir certa demanda da carga ou aplicada como backup em momentos de falha de energia da rede, em que qualquer uma das opções o inversor de baterias deva apresentar essas configurações. Entre outras considerações a serem levantadas para o estudo completo de como irá se comportar o sistema, estão:

- O ônibus elétrico mesmo em finais de semana deverá ser carregado, pois as baterias apresentam taxa de auto-descarga. Apesar desse índice ser baixo, deve ser levado em consideração no dimensionamento do sistema para evitar o consumo desnecessário de energia da rede;
- As simulações consideram o atendimento as cargas de segunda-feira a sexta-feira que são os dias que o circular interno da Unicamp realiza rotas pela universidade para o atendimento dos alunos;
- O gerenciamento da carga irá influenciar significativamente quando comparar os resultados simulados com os resultados futuros de medições aferidas do EE0;
- As simulações preveem o carregamento diário durante os 5 dias da semana e desprezando os dias do ano em que o ônibus elétrico não irá rodar, como os feriados. Corroborando a ideia de que o balanço energético final dos sistemas não apenas será suficiente para alimentar a carga considerando todas as perdas e também em alguns momentos gerar créditos nessa rede (ou abatendo essa pequena margem de crédito no prédio em que estiver instalado o sistema 1, considerando que a Unicamp compra sua energia em mercado livre).

Simulações

A fim de entender o comportamento do sistema em geral a ser instalado, foram realizadas simulações tendo como base o tempo de carregamento do banco de baterias do ônibus elétrico em situação crítica de descarga diária total.

A interface do sistema de carregamento do EE0 utilizado nas simulações tem como especificações 2 tomadas para recarga com potência máxima de 80 kW em 380V trifásico.

A estratégia de carregamento simulada é dividida em carga lenta e carga rápida. No processo de carga lenta o ônibus leva aproximadamente 8 horas para uma carga completa utilizando apenas 1 carregador com disponibilidade de 40 kW e no processo de carga rápida o tempo diminui para 4 horas de carregamento fazendo uso dos dois carregadores trabalhando com a potência máxima do eletroposto.

Carga lenta noturna

Neste cenário o carregamento do veículo elétrico é durante a noite após o horário de pico de consumo e utilizando sistemas de baterias para amenizar consumo da rede elétrica. A carga ocorre de forma lenta utilizando apenas um carregador de 40 kW entre os horários de 22h às 05h.

A carga e descarga do banco de bateria pode ser visto na Figura 5.7, no qual os momentos de descarga ocorre quando não existe produção fotovoltaica e os períodos do ano em que o estado de carga da bateria chega no SoC mínimo de 10% são nos meses de maio, julho e setembro.

A simulação sugere a utilização de 3 bancos de baterias com capacidade total de 50,4 kWh que podem ter até 3,74 horas de autonomia. Em 30,96% do tempo o banco de baterias está com o SoC máximo (100%) e em 9,10% do tempo de utilização o seu estado de carga está com profundidade de descarga abaixo de 10% (Figura 5.8 apresenta o SoC anual).

É necessário a produção de 116.800 kWh/ano de energia para alimentar a carga sem utilizar a rede elétrica de energia. Analisando apenas a atuação do sistema fotovoltaico implantando na cobertura do eletroposto é possível observar que ele fornece 27,39% da energia para alimentar o ônibus elétrico que equivale a 30.358 kWh/ano. Nesse caso, fazendo o balanço da energia inserida na rede e da energia consumida da rede (Figura 5.9) ocorre um déficit de 90.413 kWh/ano de energia que serão consumidas da rede elétrica.

Nos resultados a saída do inversor mostra a produção fotovoltaica acompanhando em boa parte do ano o ciclo de carga da bateria sem inserir nenhuma energia na rede elétrica, pois a produção dos módulos fotovoltaicos está sendo apenas utilizadas para alimentar as baterias. Durante o período noturno quando é necessário recarregar o ônibus elétrico o banco de baterias trabalha junto com a rede elétrica até descarregarem por completo.

Nesse cenário a estratégia de carga sugerida pelo programa seria a *cycle – charging* em que as baterias poderiam ser carregadas pela rede elétrica também, em caso de necessidade. Mas não sendo necessária por causa da compensação de energia pelo segundo sistema fotovoltaico.

Entre as informações necessárias para entender o comportamento do sistema está a verificação de perdas nos componentes conversores de energia. Os resultados mostram que o inversor tem energia de saída de cerca de 34.112 kWh/ano e entrada de 36.307 kWh/ano, resultando perdas anuais de 1.806 kWh.

Carga rápida noturna

O segundo cenário ocorre com os mesmos parâmetros técnicos do sistema, mas o período de carregamento diminui para aproximadamente 4h sendo realizado no horário

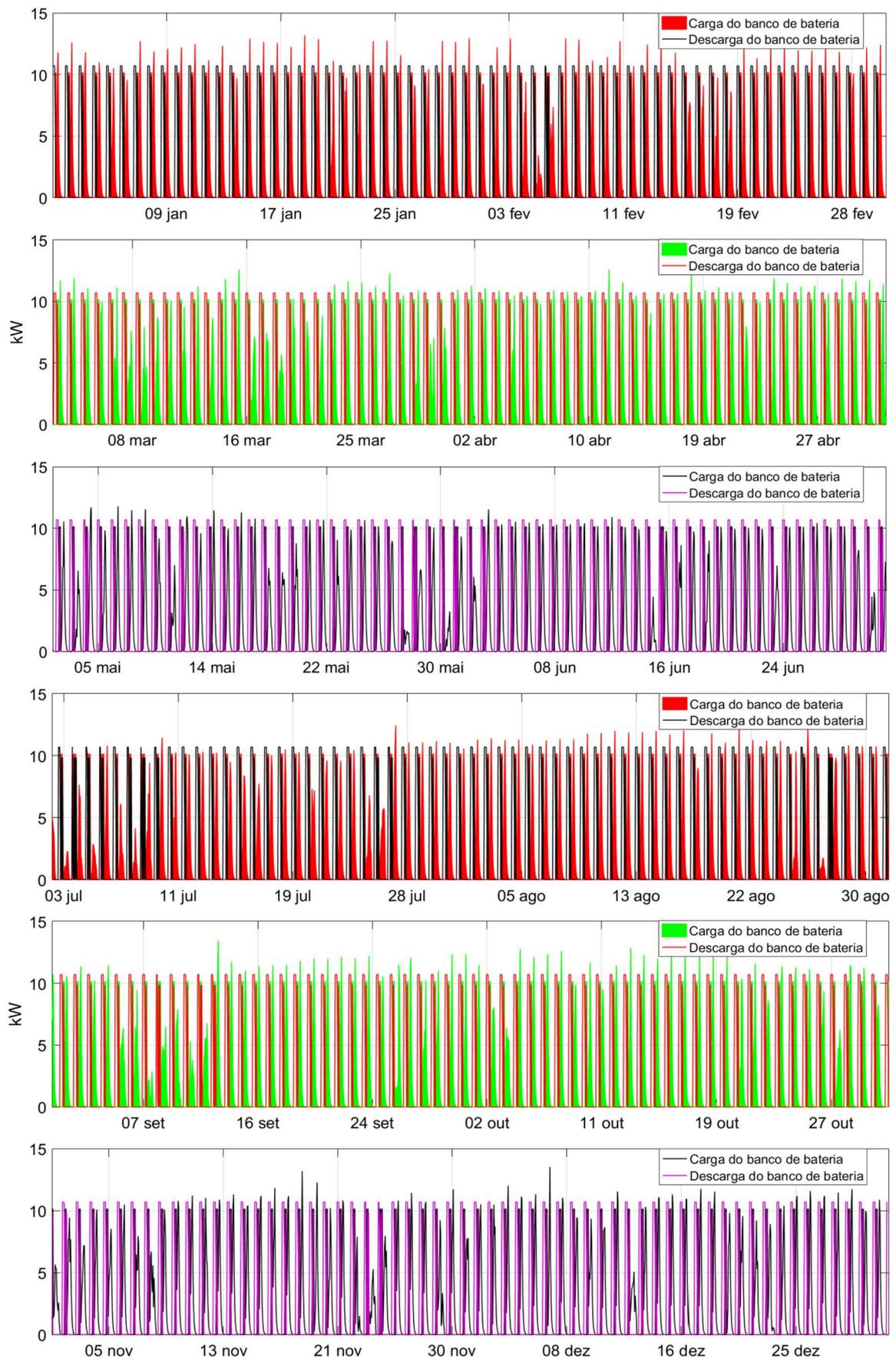


Figura 5.7: Carga e descarga da bateria no modo de carga lenta noturno.

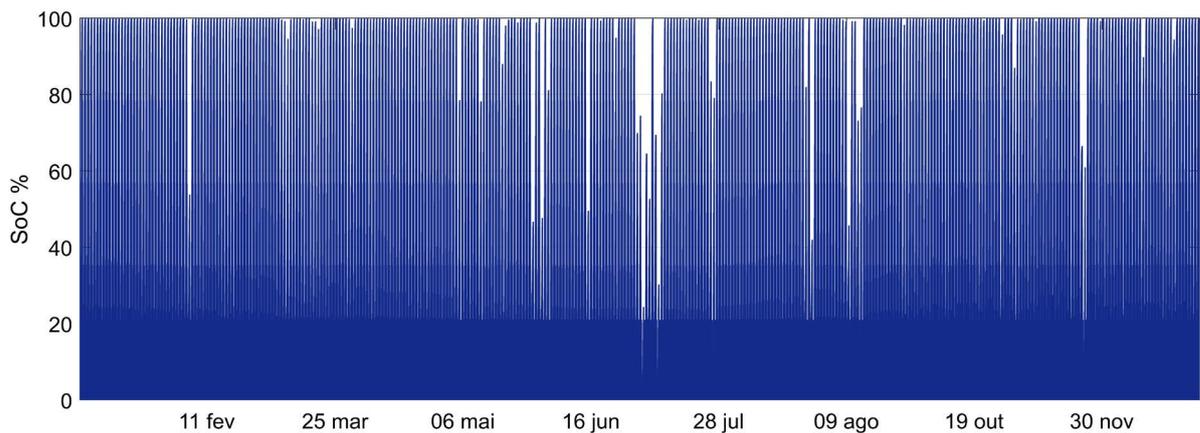


Figura 5.8: Estado de carga (SoC) anual do banco de baterias.

noturno entre 22h e 2h utilizando as 2 tomadas de 40 kW disponibilizada no dispositivo de carregamento. O Homer sugere a utilização de 3 bancos de baterias para compor o sistema. A carga da bateria nesse caso ocorre regularmente de forma constante e o descarregamento varia conforme os momentos em que a geração fotovoltaica insere ou não energia na rede elétrica. Os períodos do ano em que o estado de carga da bateria chega a ser igual ou menor que 10% é em maio, julho e setembro, assim como no cenário anterior (Figura 5.10).

As baterias podem ter até 3,74 horas de autonomia, recebendo 17.851 kWh/ano e tem perdas de 536 kWh/ano. O estado de carga anual pode ser acompanhado na Figura 5.11.

Entre os dados da simulação está o balanço da energia da rede elétrica que no processo de inserção e consumo (Figura 5.12 apresenta déficit de 88.857 kWh/ano de energia que seriam consumidas da rede elétrica que deve ser amenizado com o segundo sistema fotovoltaico.

O comportamento do sistema em modo de carga rápida noturno ocorre com a produção fotovoltaica acompanhando em alguns momentos o ciclo de carga da bateria sem inserir nenhuma energia na rede elétrica, pois a prioridade da estratégia neste caso é suprir a necessidade da bateria durante o dia para que ela possa ser utilizada à noite. Durante o período noturno quando é necessário recarregar o ônibus elétrico o banco de baterias trabalha junto com a rede elétrica até descarregarem por completo.

O carregamento rápido exige maior performance das baterias e logo elas são descarregadas por fornecerem em pouco tempo uma grande quantidade de energia. O balanço de energia de entrada e saída do inversor mostra que a potência utilizada normalmente é de 11,7 kW. Porém, o inversor a ser utilizado deverá ter potência de até 15% a menos da capacidade nominal do sistema fotovoltaico pois deve suportar uma quantidade maior de energia devido a potência mais elevada do carregamento rápido. Os resultados mostram que o inversor opera liberando cerca de 28.425 kWh/ano de energia em CA e recebendo em sua entrada cerca de 29.921 kWh/ano, resultando perdas anuais de 1.496 kWh.

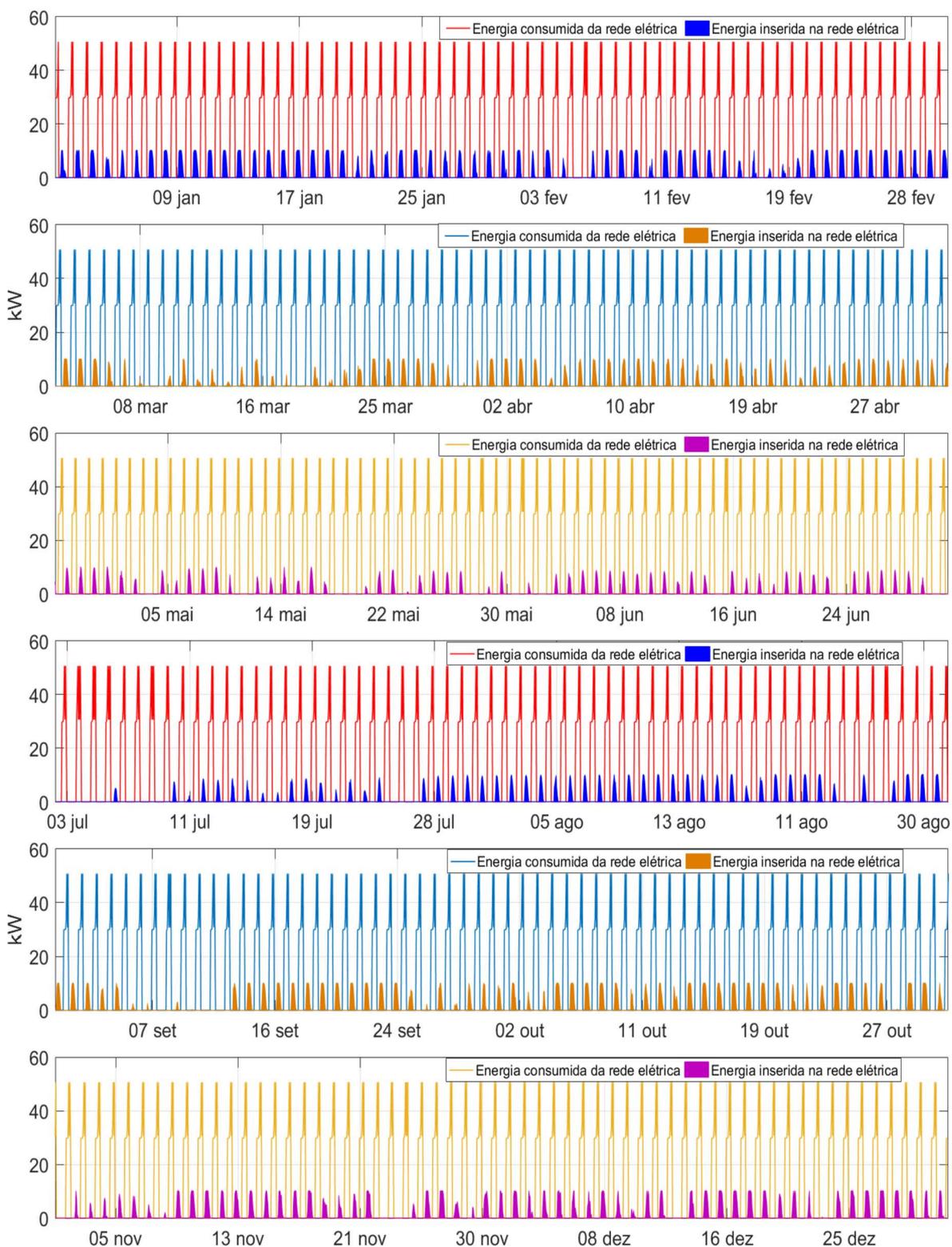


Figura 5.9: Balanço de energia consumida e inserida na rede elétrica.

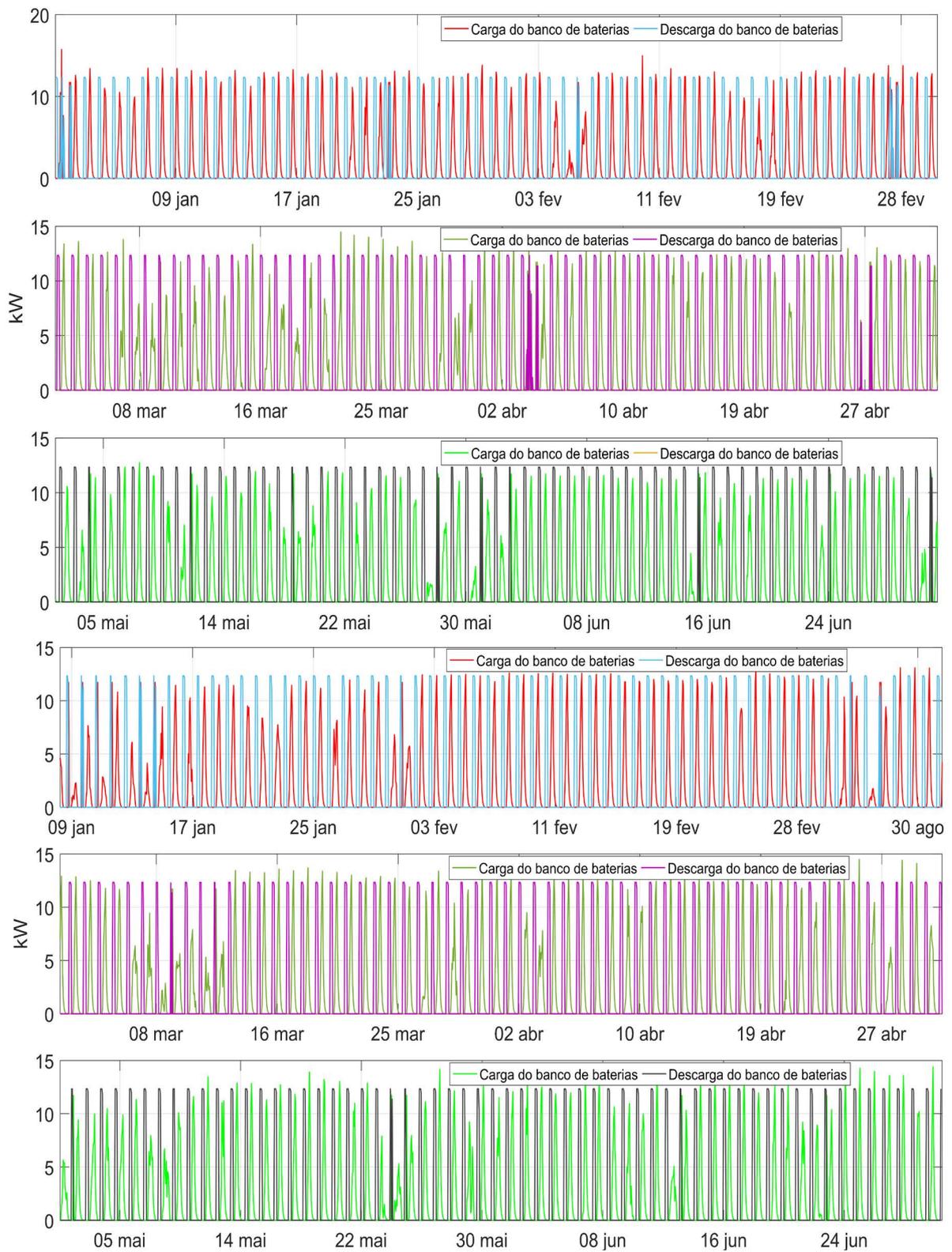


Figura 5.10: Carga e descarga do banco de baterias no modo de carga rápida noturno.

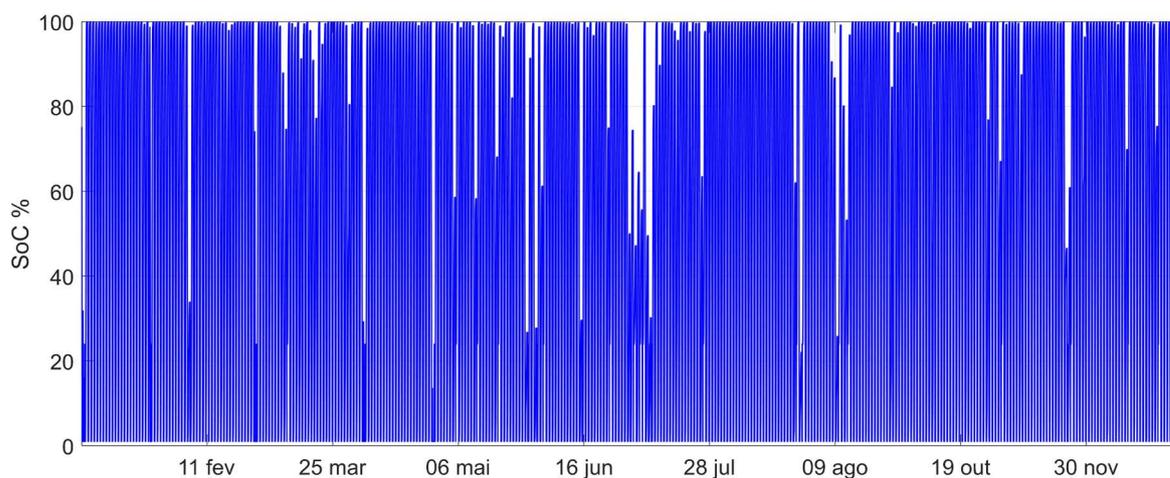


Figura 5.11: Estado de carga (SoC) em modo de carga rápida noturno.

Carga lenta diurna

As simulações deste cenário apresenta a carga sendo alimentada durante o dia quando o sistema fotovoltaico está produzindo energia. O carregamento ocorre de forma lenta utilizando apenas um carregador de 40 kW entre os horários de 10h e 15h .

A carga e descarga do banco de bateria pode ser visto na Figura 5.13, em que o banco de baterias vai começar a sofrer com maior frequência SoC mínimo porque a estratégia de despacho e gerenciamento coloca como prioridade que a energia do gerador fotovoltaico alimente primeiro a carga e secundariamente recarregue as baterias. O comportamento da bateria será de carregar no início da manhã e logo após descarregar fornecendo energia a carga junto com o sistema fotovoltaico. Os períodos de estados de carga mínimos ocorrem principalmente nos meses de maio, junho, julho e setembro. Em dezembro e janeiro ocorre maior produção fotovoltaica, aliviando a retirada total da energia armazenada nas baterias.

Os 3 bancos de bateria podem ter até 3,74 horas de autonomia, recebendo 2.906 kWh/ano e tem perdas de 87,9 kWh/ano e seu SoC anual pode ser visto na Figura 5.14.

O balanço da energia entre consumo e inserção de energia da rede elétrica (Figura 5.15) apresenta déficit de 88.077 kWh/ano, ou seja, existe um débito de energia a ser compensado pelo sistema fotovoltaico 1.

Nesse cenário a estratégia de carga sugerida pelo programa seria a *load-following* por considerar a energia do sistema fotovoltaico suficiente para alimentar sozinho as baterias. Essa estratégia é a mais adequada para qualquer um dos casos quando implantado o EE0. com potência de entrada e saída do inversor de 11,1 kW com os resultados apresentando saída de energia do inversor de cerca de 28.723 kWh/ano e entrada de 30.235 kWh/ano, resultando perdas anuais de 1.512 kWh.

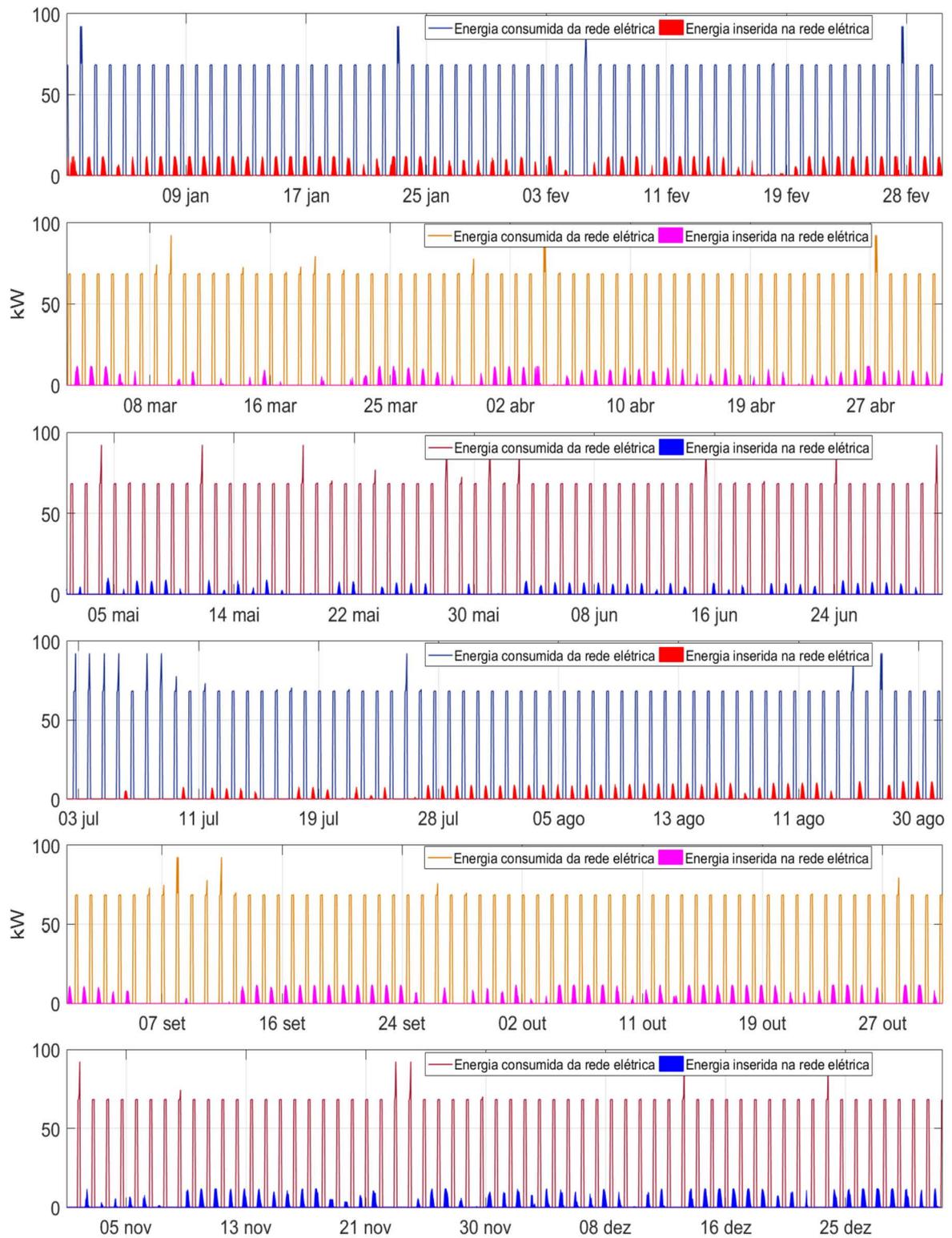


Figura 5.12: Balanço de energia que é inserida e consumida da rede elétrica.

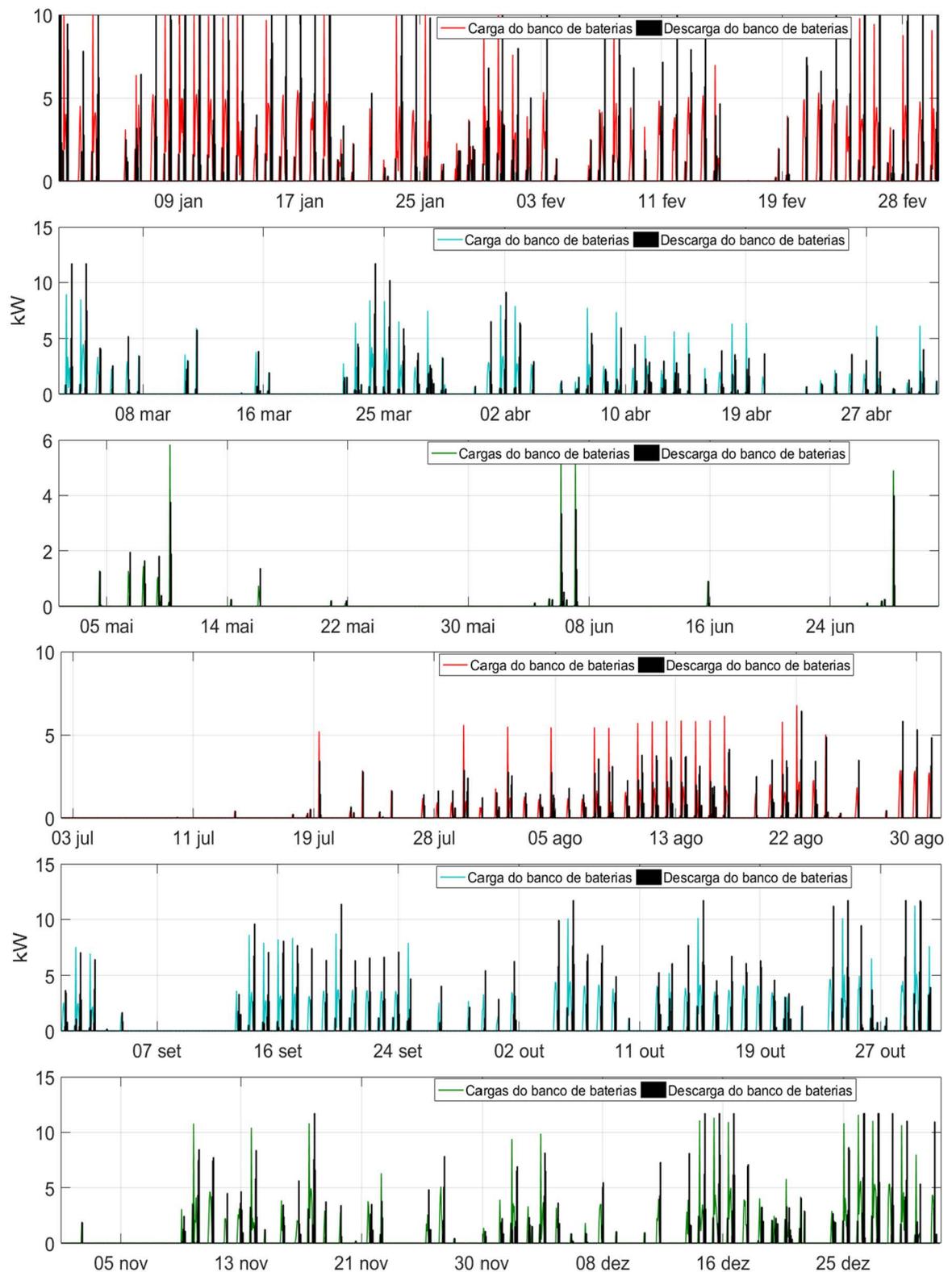


Figura 5.13: Carga e descarga do banco de baterias com carga lenta durante o dia.

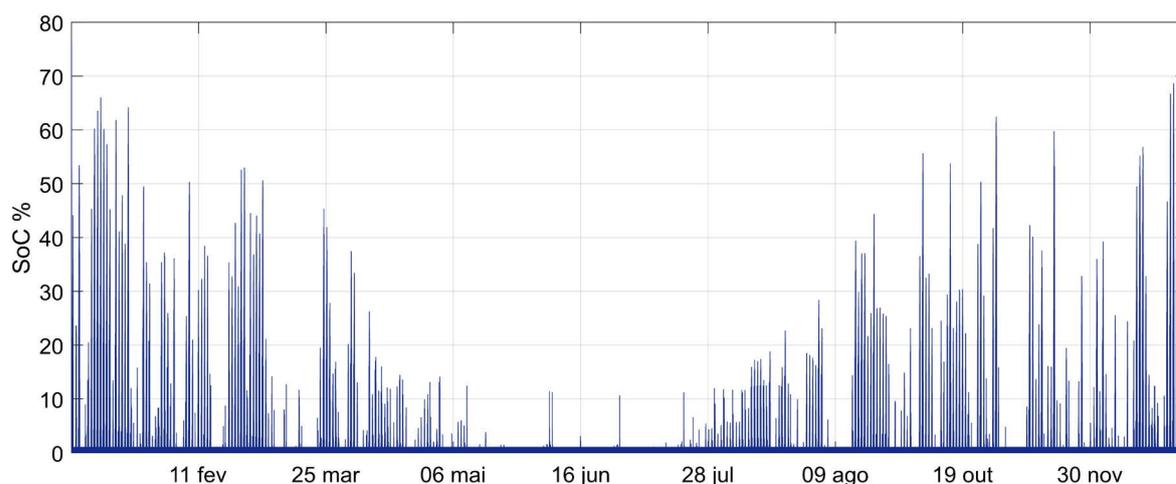


Figura 5.14: Estado de carga do banco de baterias durante o regime de carga lenta diurno.

Carga rápida diurno

O cenário 4 o período de carregamento é aproximadamente 4h sendo realizado durante o período de maior produção fotovoltaica entre 11h e 14h utilizando as 2 tomadas de 40 kW disponibilizada no dispositivo de carregamento.

O sistema é composto por 3 bancos de baterias e a carga/descarga da bateria é realizada algumas vezes ao dia por causa das condições de alta irradiância no horário que a carga está conectada ao EE0 (Figura 5.16). Os períodos do ano em que o estado de carga da bateria fica sempre próximo aos 10% é em maio, junho e julho.

Com 3,74 horas de autonomia, o banco de bateria acumula em processo de carga 9.681 kWh/ano e tem perdas de 291 kWh/ano. O estado de cargas das baterias apresenta uma grande variação, a maior frequência é que em 16,06% do tempo a profundidade de descarga esteja em 100% e em 6,69% do ano com SoC mínimo menor que 10% (Figura 5.17).

Nesse cenário a estratégia de carga sugerida pelo programa seria a cycle-charging, que explica em alguns momentos o sistema considerar o ciclo de carga das baterias ser realizado pela rede elétrica, em caso de necessidade. O balanço da energia da rede elétrica (Figura 5.18) apresenta déficit de 88.303 kWh/ano de energia que serão consumidas da rede elétrica, com os valores de geração fotovoltaico já debitados. Essa energia será menor quando compensada com o segundo sistema fotovoltaico.

O inversor sugerido nesse sistema fotovoltaico é de 17 kW, recebendo em sua entrada para o processo de conversão 30.804 kWh/ano e enviando para o EE0 cerca de 29.264 kWh/ano com perdas de 1.540 kWh/ano no processo de conversão de energia.

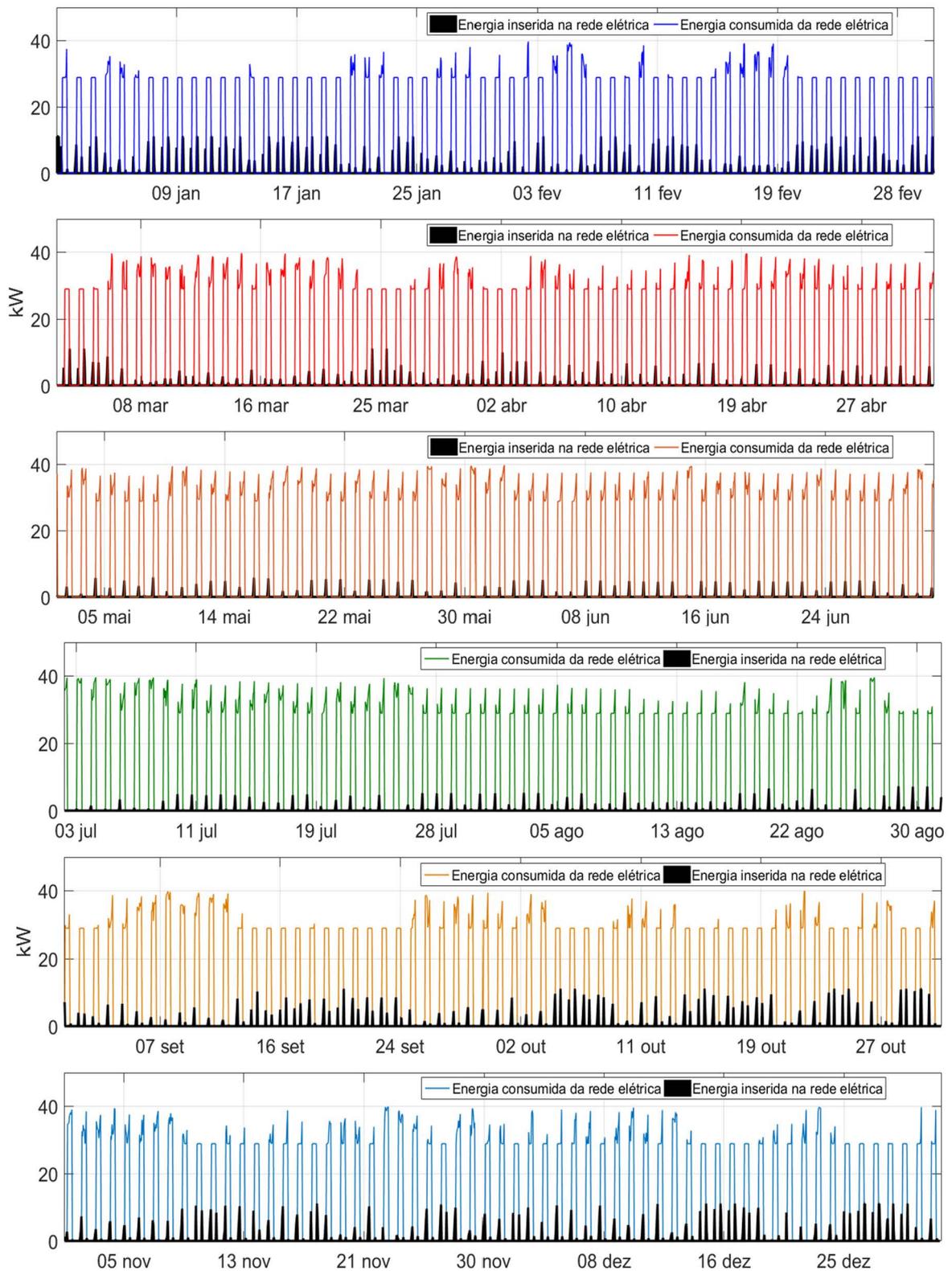


Figura 5.15: Energia consumida e inserida na rede elétrica em modo de carga lenta diurno.

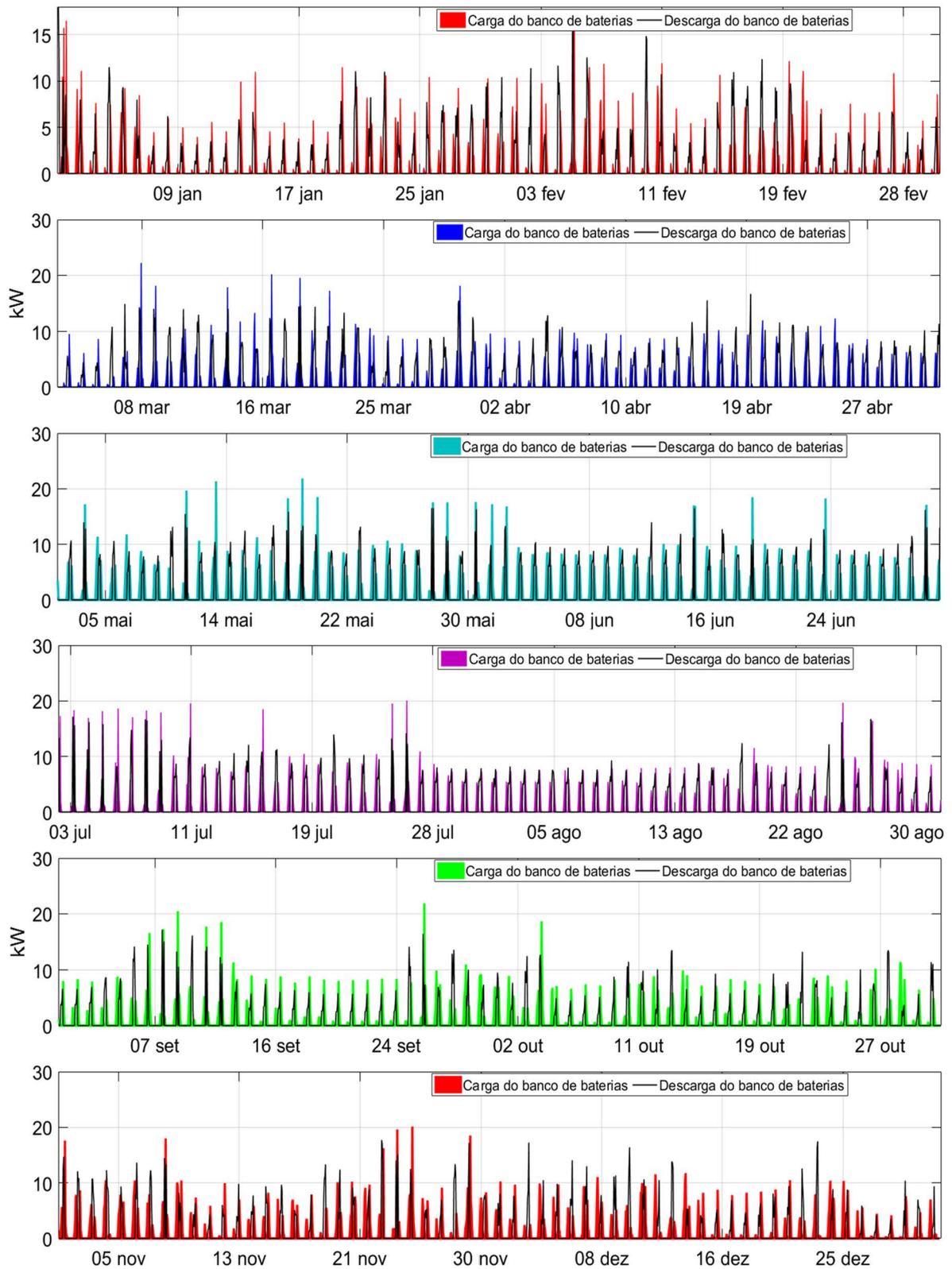


Figura 5.16: Carga e descarga do banco de baterias com carga rápida diurna.

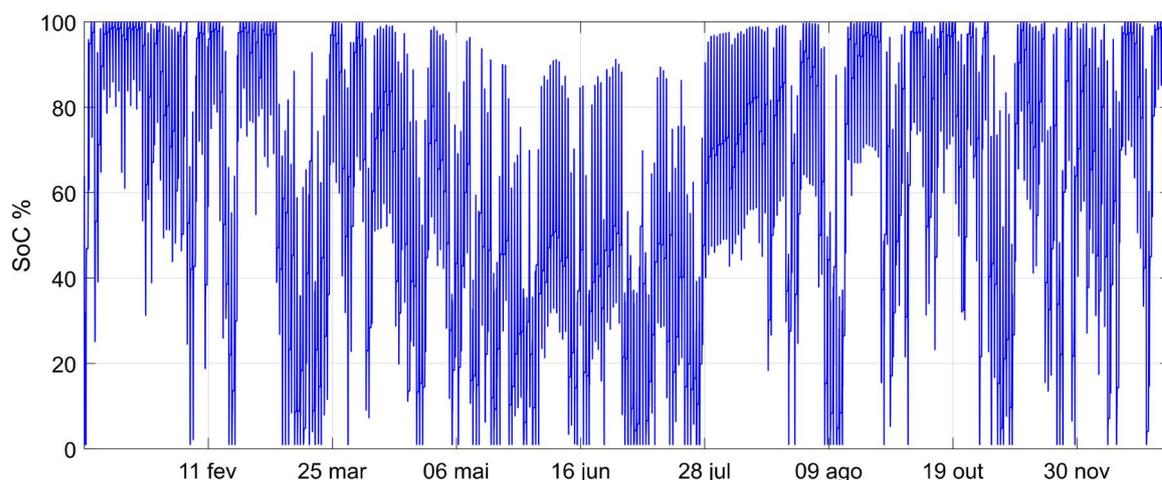


Figura 5.17: Estado de carga do banco de baterias durante o regime de carga rápida diurna.

5.4.3 Resultados e discussão

O balanço energético dos sistemas é analisado com o intuito de definir os melhores resultados e definir o cenário que melhor se adequa as condições do projeto de mobilidade elétrica. A carga que consiste de um veículo elétrico carregando suas baterias no EE0 apresenta consumo diário de 324 kWh e 116.800 kWh/ano.

Com o objetivo de aliviar a rede, os principais cenários simulados são compostos pelo gerador fotovoltaico, rede elétrica e baterias. As simulações apresentam o comportamento desses componentes durante os diversos períodos do dia, que colaboram para a otimização do gerenciamento da carga. A Tabela 5.5 apresenta os principais resultados dos 4 cenários simulados para o sistema 2 da cobertura do EE0.

Tabela 5.5: Resultados dos cenários simulados.

	CRD	CLD	CRN	CLN
Capacidade utilizada do inversor (kW)	17	11,1	11,7	10,2
Energia na entrada do inversor (kWh/ano)	30.804	30.235	29.921	36.307
Energia na saída do inversor (kWh/ano)	29.264	28.723	28.425	34.112
Perdas totais no inversor (kWh/ano)	1.540	1.512	1.496	1.806
Baterias de 16 kWh (unidades)	3	3	3	3
Autonomia das baterias (horas)	3,74	3,74	3,74	3,74
Perdas no armazenamento (kWh/ano)	291	87,9	536	659
Energia armazenada na bateria (kWh/ano)	9.681	2.906	17.851	21.964
Energia saída da bateria (kWh/ano)	9.405	2.868	17.328	21.327
Energia inserida na rede elétrica (kWh/ano)	5.890	4.060	12.144	14.046
Energia consumida da rede elétrica (kWh/ano)	94.192	92.137	101.001	104.459

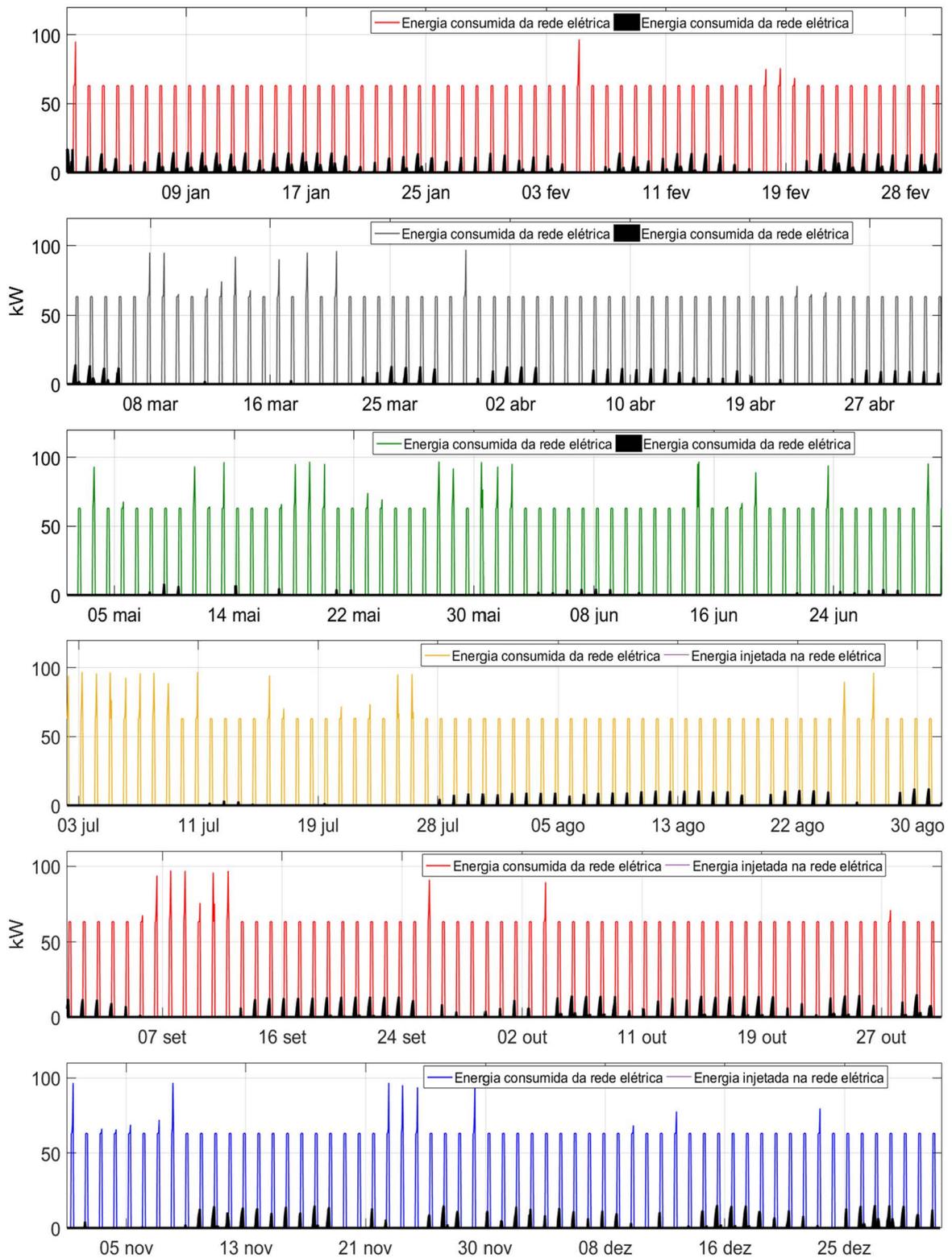


Figura 5.18: Energia consumida e inserida na rede elétrica em modo de carga rápida diurno.

A capacidade de potência do inversor sofre alta variação dentro das simulações. Como a potência do sistema fotovoltaico é de aproximadamente 18,5 kWp a necessidade de utilizar apenas um inversor é mostrado como resultado nos 3 casos, mas podendo ser revisto essa configuração dependendo da quantidade de entradas de strings com MPPT que o inversor fotovoltaico apresenta. Os resultados sobre os inversores, apresenta média de 1.588 kWh/ano de perdas avaliadas. Sendo o CLN o cenário com maior perdas de conversão e o CLD com melhor desempenho.

Os resultados dos armazenadores de energia, avaliam o desempenho de baterias de lítio-íon construídas com tecnologia de ferro-fosfato. Em todos os casos a sugestão é de um pack de baterias com 3 módulos totalizando a capacidade nominal de 50,4 kWh com autonomia de 3,74 horas. As perdas resultantes estão ligadas a utilização dessas baterias. Como os cenários CRN e CLN que utilizam muito mais a capacidade de fornecimento e armazenamento dessas baterias apresentam índices maiores de perdas do que os cenários do período diurno.

A energia gerada pelo sistema fotovoltaico em todos os cenários tem o objetivo primário de fornecer alimentação ao EE0, depois armazenar energia nas baterias e por último ser injetada na rede caso as necessidades anteriores tenham sido atendidas. A partir disso, é possível observar na Tabela 5.6 que o balanço energético é realizado a partir da subtração da geração do sistema 1 com os créditos e débitos adquiridos mensalmente em cada cenário do sistema 2 (ver Anexo 2). Os resultados mostram que em todos as simulações existe um débito com a rede elétrica do consumo do ônibus elétrico.

O sistema dimensionado consegue fornecer 94,08% da energia necessária para o carregamento do ônibus elétrico no pior caso que é o CLN e 94,81% de energia com o modo de carga lenta diurna. Dependendo da gestão da carga, do despacho de energia e da eficiência dos equipamentos, os sistemas podem ser configurados e para alcançar o fornecimento de 100% da energia para a carga. Os resultados ainda mostram que o cenário CLD é o que tem melhor ganho no balanço de energia, porém as baterias têm menor atuação nesse sistema e o CLN é o pior caso entre os 4 cenários. Porém, considerando que o ônibus não descarregue toda a energia armazenada nas baterias diariamente, o SHE do eletroposto junto ao sistema fotovoltaico independente conseguem suprir a necessidade das curvas de cargas.

5.5 Conclusão

Melhorar a mobilidade do transporte público permite diminuir o fluxo de trânsito ao mesmo tempo que melhora a eficiência do sistema de transporte. Quanto ao uso de veículos elétricos, as vantagens somam-se à modernização da infraestrutura urbana e diminuição da poluição. A primeira vantagem fomenta a inovação tecnológica e permite oferecer serviço de qualidade. A segunda, resulta em melhorias na saúde e na qualidade

Tabela 5.6: Balanço de energia entre os sistemas e a carga.

Mês	Sistema 1 Energia injetada na rede (kWh)	Sistema 2			
		CRD	CLD	CRN	CLN
		Balanço de energia [Energia injetada do sistema 1 - Energia consumida pelo EE0 da rede elétrica] (kWh)			
Janeiro	8.024	1.338	1.344	1.190	983
Fevereiro	6.360	-64	-59	-160	-316
Março	5.582	-2.103	-2.106	-2.144	-2.271
Abril	6.016	-1.186	-1.161	-1.237	-1.299
Mai	4.466	-3.664	-3.651	-3.662	-3.744
Junho	4.723	-3.011	-2.971	-3.051	-3.111
Julho	4.155	-4.156	-4.088	-4.137	-4.208
Agosto	6.216	-1.231	-1.201	-1.242	-1.341
Setembro	5.809	-1.456	-1.454	-1.498	-1.648
Outubro	7.202	173	172	104	-112
Novembro	5.819	-1.481	-1.438	-1.495	-1.629
Dezembro	7.067	-22	-24	-86	-276
Anual	71.439	-16.864	-16.638	-17.418	-18.973

de vida da população.

As simulações propostas apresentam como resultados que o sistema híbrido dimensionado anteriormente no projeto é adequado utilizando todos os modos de recarga e períodos do dia com o caso mais crítico de descarga das baterias do ônibus elétrico e eficiente em todos os cenários.

É possível concluir que a inclusão da tecnologia de VE agregada ao uso de um SHE com geração fotovoltaica e baterias amenizam o consumo de energia da rede elétrica contribuindo para o conceito do projeto de Energia-zero.

Capítulo 6

Conclusão

Neste trabalho foi proposto os estudos de casos de sistemas híbridos de energia, demonstrando formas distintas de aplicação, comprovando nos dois casos a viabilidade técnica das instalações isoladas e conectadas à rede. Além de colaborar com uma fundamentação teórica abordando os componentes principais de geração de energia do sistema híbrido, funcionamento, controle, estratégias de despacho de energia, cargas típicas e a entrada de novas cargas como os veículos elétricos.

O estudo de caso de sistema autônomo tratou de uma instalação na Reserva Extrativista Tapajós-Arapiuns na região amazônica de um sistema híbrido fotovoltaico-diesel. Os dados do sistema foram aplicados inicialmente ao software Homer e por meio das simulações foi possível traçar um perfil de carga sintético envolvendo todos os 5 perfis de consumo construídos com variação de demanda diária em que a dependência do combustível diesel seja a menor possível. Como resultado, foi possível observar que uma parte significativa da energia utilizada pelas cargas é cedida pela geração fotovoltaica e o acionamento do diesel nem sempre ocorre por desligamento do sistema em CC, mas como consequência da demanda de pico que ultrapassa o fornecimento do gerador fotovoltaico e do banco de baterias. Espera-se que os resultados desta pesquisa de mestrado possam ser utilizados para auxiliar numa futura implantação de um sistema de controle automático para melhor gerenciamento e otimização do sistema híbrido e para expansão das fontes utilizadas. A propagação energética de forma sustentável nessa região agrega desenvolvimento econômico através da contribuição do CEFA para a população local que como consequência de todo esse processo gera qualidade de vida.

Em relação ao sistema conectado à rede, um dos obstáculos está no processo de recarga do banco de baterias que sofre variações dependendo do tipo de tecnologia utilizada como carregadores rápidos e lentos para aplicação veiculares. Cada tecnologia de bateria apresenta tempo e forma de carregamento adequado para garantir segurança, confiabilidade do processo e manutenção da vida útil desses armazenadores. O cálculo do tempo que o banco de baterias de um VE leva para carregar não é tão simples, pois deve-se levar em consideração os parâmetros como capacidade e estado de carga quando

se conecta ao Eletroposto.

Nas simulações do Homer, os resultados para o projeto do eletroposto da UNICAMP mostram que cada cenário de carregamento tem suas vantagens e desvantagens. As cargas aplicadas durante à noite favorece nas condições de carga completa das baterias do VE, pois sabe-se que o estado de carga de 100% é melhor alcançado em cargas lentas. No entanto as recargas no período diurno também envolvem muitas vantagens e desvantagens. Apresentando como vantagem maior disponibilidade de energia do sistema fotovoltaico durante o dia, mas menor tempo para o carregamento das baterias. Durante o dia o VE estará fazendo sua rota dentro da universidade que dispõem de curto tempo parado no eletroposto para realizar cargas completas, tendo como opção cargas momentâneas. Porém, essa estratégia precisa ser estudada com maior detalhamento levando em consideração o comportamento da tecnologia de bateria aplicada como os limites de profundidade de descarga e estado de cargas. Contudo, todos os cenários de estratégias de recarga são aplicáveis e conseguem suprir a necessidade da carga de forma eficiente.

De forma geral, os sistemas híbridos se mostram viáveis e eficientes tanto em aplicação autônoma promovendo a inserção de energia em áreas isoladas, amenizando o uso de grupos geradores a diesel e formas de iluminação rústicas e obsoletas como as lamparinas que ocasionam problemas respiratórios a indivíduos expostos a essa prática por longo tempo, colaborando no maior desenvolvimento econômico como turismo sustentável, horários noturnos para produção de alimentos e artesanatos. Quanto aos sistemas conectados à rede com cargas típicas e veiculares, a diversificação da matriz energética colabora no atendimento a alta demanda de energia, diminuindo a emissão de gases de efeito estufa por veículos de combustão interna e o nível de impactos causados à rede pelo uso de geração distribuída e VE.

6.1 Sugestões de trabalhos futuros

A necessidade de energia mais limpa e melhorias nas tecnologias alternativas de energia apresentam um bom potencial para o uso generalizado de tais sistemas. Esse trabalho apresenta uma análise sobre fluxos de energia e comportamento das fontes dos sistemas dimensionados em que um já se encontra instalado em operação e outro em processo de instalação. Porém muitas outras questões relacionadas ao SHE podem ser levantadas. Tendo em vista toda a complexidade e abrangência do tema alguns tópicos podem ser abordados em novas discussões e pesquisas sobre o tema.

- A literatura em alguns momentos revela que os sistema híbridos baseados em energias renováveis não são competitivos em relação aos sistemas convencionais de energia. Porém, com a popularização dos sistemas renováveis e a queda dos preços dos componentes, esse cenário começou a mudar e uma forma de verificar isso são as avaliações

econômicas dos SHE como dos dois estudos de caso apresentados e a partir disso aplicar métodos de otimização para garantir melhor eficiência dos sistemas;

- Estudos sobre outras formas de topologias como a operação de geradores a diesel em paralelo com fontes renováveis e baterias;
- Avaliação detalhada das cargas, como por exemplo o acompanhamento dos dados gerados pelos veículos elétricos que irão ajudar em projetos de ampliação do SHE na necessidade de alocação de outros VE na frota de ônibus da UNICAMP;
- Análise comparativa sobre aspectos técnicos entre um veículo elétrico e motor de combustão interna. Estimando a emissão de CO_2 , considerando o impacto indireto da produção de eletricidade da matriz brasileira e o uso de fontes renováveis;
- Levantamento detalhado das novas tecnologias de componentes de conversão e controle de sistemas híbridos;
- Modelagem e prototipagem de um equipamento de baixo custo que consiga de forma simples controlar a transferência entre as fontes de energia para SHE em áreas isoladas com o objetivo de aumento de eficiência da gestão de energia e diminuição de falhas humanas no controle do sistema;
- Coleta de dados de instalações reais para uso comparativo com as simulações realizadas pelo Homer em relação a geração e disponibilidade energética para criação de modelos mais eficientes de dimensionamento de SHE.

Referências Bibliográficas

- [1] Z. Şen, “Solar energy fundamentals and modeling techniques: Atmosphere, environment, climate change and renewable energy,” *Revista Brasileira de Geofísica*, 2008.
- [2] SolCentral, “Produtos - componentes de um módulo solar,” 2019. [Online]. Available: <http://www.solcentral.com.br/produtos/>
- [3] ANEEL, “Atlas de energia elétrica do brasil,” 2005.
- [4] M. Winter, “Introduction into li-ion battery materials,” 2009.
- [5] M. de Fátima N. C. Rosolem, D. R. Pinto, R. F. Beck, I. Bet, and P. Gaidzinski, “Estado da arte de baterias avançadas para sistemas fotovoltaicos,” *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Abril 2016.
- [6] E. de Pesquisa Energética EPE, “Consumo anual de energia elétrica por classe (nacional),” *Empresa de Pesquisa Energética*, no. 1, 2018. [Online]. Available: [http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-\(nacional\)](http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-(nacional))
- [7] A. A. Francisquini, “Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição,” in *Dissertação, Universidade Estadual Paulista*, Março 2006, p. 8.
- [8] SMA, “Instrucciones de funcionamiento sunny island,” 2019. [Online]. Available: <https://files.sma.de/dl/30486/SI44M-80H-12-BE-es-13.pdf>
- [9] T. Lambert, P. Gilman, and P. Lilienthal, *Micropower system modeling with HOMER: Integration of Alternative Sources of Energy*.
- [10] J. F. Manwell and J. G. McGowan, “Lead acid battery storage model for hybrid energy systems,” *Sol. Energy*, vol. 50, pp. 333–341, 1993.
- [11] Xantrex, “Prosine 1000/1800 sine wave inverters,” *Xantrex Technology Inc.*, 2008.
- [12] Epever, “Tracer-an series-mppt solar charge controller. user manual,” 2018.

- [13] iSta Breeze, “Aufbau- und bedienungsanleitung für die ista breezer windgeneratoren der i-500 und l- 500 serie,” 2018.
- [14] E. A. N. Feitosa, A. L. Pereira, G. R. Silva, and et al., “Panorama do potencial eólico no brasil,” 2003.
- [15] J. T. Pinho and et al, *Sistemas Híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia*. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2008.
- [16] A. Mohammed, J. Pasupuleti, and T. Khatib, “Simplified performance models of photovoltaic / diesel generator / battery system considering typical control strategies,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 99, pp. 313–325, 2015.
- [17] M. H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, and Z. Salameh, “A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: Configurations, control, and applications,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 392–403, Oct 2011.
- [18] L. Hauschild, “Avaliação de estratégias de operação de sistemas híbridos fotovoltaico-eólico-diesel,” *Conf. Proc. - 2017 17th IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2017 1st IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC / I CPS Eur. 2017*, p. 117, 2006.
- [19] K. Lau, M. Yousof, S. Arshad, M. Anwari, and A. Yatim, “Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy system under malaysian conditions,” *Energy*, vol. 35, no. 8, pp. 3245 – 3255, 2010. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210002008>
- [20] C. F. de Oliveira Barbosa, “Avaliação tecnológica, operacional e de gestão de sistemas híbridos para geração de eletricidade na região amazônica,” *Dissertação - Universidade Federal do Pará*, 2006.
- [21] P. Kumar, R. Pukale, N. Kumabhar, and U. Patil, “Optimal design configuration using homer,” *Procedia Technology*, vol. 24, pp. 499 – 504, 2016, international Conference on Emerging Trends in Engineering, Science and Technology (ICETEST - 2015). [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212017316301748>
- [22] S. Shaahid and M. Elhadidy, “Economic analysis of hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for residential loads in hot regions—a step to clean future,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 488–503, 02 2008.
- [23] S. Vendoti, M. Muralidhar, and R. Kiranmayi, “Homer based optimization of solar-wind-diesel hybrid system for electrification in a rural village,” 01 2018, pp. 1–6.

- [24] A. H. Al-Hamdani, A. F. Dawood, K. N. Abdullah, and S. M. Mousaui, "Optimal sizing of photovoltaic systems using homer for baghdad," *Int. J. Comput. Appl. Sci.*, pp. 1–6, 2016.
- [25] J. Domínguez-Navarro, R. Dufo-López, J. Yusta-Loyo, J. Artal-Sevil, and J. Bernal-Agustín, "Design of an electric vehicle fast-charging station with integration of renewable energy and storage systems," *International Journal of Electrical Power e Energy Systems*, vol. 105, pp. 46 – 58, 2019. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518308019>
- [26] N. Kawamura and M. Muta, "Development of solar charging system for plug-in hybrid electric vehicles and electric vehicles," in *2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Nov 2012, pp. 1–5.
- [27] L. Munuera, "Energy storage - tracking clean energy progress." International Energy Agency, 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>
- [28] A. A. Servasing, M. Pahlevaninezhad, and P. K. Jain, "A review of hybrid distributed generation systems," *Intelec 2012*, vol. 1, pp. 1–5, 2012.
- [29] M. K. Deshmukh and S. S. Deshmukh, "Modeling of hybrid renewable energy system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, pp. 235–249, 2006.
- [30] MME, "Manual para atendimento às regiões remotas dos sistemas isolados," *Ministério de Minas e Energia*, vol. 1, p. 13, 2017. [Online]. Available: https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Manual_dos_Sistemas_Isolados_Revis%C3%A3o_1.pdf
- [31] ANEEL, "Ren - resolução normativa nº 493," *AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA*, Jun 2012.
- [32] A. Mohammed, J. Pasupuleti, T. Khatib, and W. Elmenreich, "A review of process and operational system control of hybrid photovoltaic/diesel generator systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 436–446, 2015.
- [33] M. Ashari and C. V. Nayar, "An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (pv)-diesel-battery hybrid power system," *Sol. Energy*, vol. 66, no. 1, pp. 1–9, 1999.
- [34] O. R. Saavedra, J. G. D. Matos, E. Engineers, and S. Lima, "Controle e operacão de um sistema híbrido de geracão," 2010.

- [35] H. Fakham, D. Lu, B. Francois, and S. Member, "Power control design of a battery charger in a hybrid active pv generator for load-following applications," vol. 58, no. 1, pp. 85–94, 2011.
- [36] W. Schmitt, "Modeling and simulation of photovoltaic hybrid energy systems optimization of sizing and control," pp. 1656–1659, 2002.
- [37] C. Wang, H. Nehrir, F. Lin, and J. Zhao, "From hybrid energy systems to micro-grids: Hybridization techniques, configuration, and control," in *IEEE PES General Meeting*, July 2010, pp. 1–4.
- [38] M. M. D. Ross, D. Turcotte, S. Roussin, and M. Fry, "Comparison of ac, dc, and ac/dc bus configurations for pv hybrid systems," *Photovoltaic and Hybrid Systems Group*, CETC-Varenes, 2005.
- [39] O. Krishan and Sathans, "Design and techno-economic analysis of a hres in a rural village," *Procedia Computer Science*, vol. 125, pp. 321 – 328, 2018, the 6th International Conference on Smart Computing and Communications. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050917328077>
- [40] H. Kim and T. Y. Jung, "Independent solar photovoltaic with energy storage systems (ess) for rural electrification in myanmar," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 1187 – 1194, 2018. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117312881>
- [41] WMO, *Guide to Meteorological Instruments and Methods of observation*, 2008, no. 8.
- [42] E. B. Pereira, F. R. Martins, S. L. D. Abreu, and R. Rütther, *Atlas brasileiro de energia solar*, 2017.
- [43] M. G. Villalva, *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações*. 2a edição, Editora Saraiva, 2015.
- [44] A. P. de Souza and J. F. Escobedo, "Estimativas das radiações direta e difusa em superfícies inclinadas com base na razão de insolação," *Revista Brasileira de Ciências Agrárias*, vol. 8, pp. 492–502, 2013.
- [45] A. A. A. Dantas, L. G. de Carvalho, and P. C. Neto, "Radiação solar," *Revista Brasileira de Ciências Agrárias*, pp. 2–21, 2015.
- [46] N. Veissid and E. B. Pereira, "Estimativa do albedo planetário empregando dados do experimento célula solar do satélite brasileiro scd2," *Revista Brasileira de Geofísica*, vol. 18, no. 1, pp. 24–37, 2000.

- [47] L. Angelini, M. Fausto, M. de Souza Mützenber Dalila, D. Nassarden, V. H. Dane-lichen, H. Marques, N. Machado, J. Nogueira, and M. Biudes, “Relação entre albedo e temperatura da superfície estimados por sensoriamento remoto na área urbana de cuiabá, mato grosso,” 04 2015.
- [48] G. König-Langlo, R. Sieger, H. Schmithüsen, A. Bücken, F. Richte, and E. G. Dutton, “Baseline surface radiation network (bsrn) update of the technical plan for bsrn data management,” *Worlds Meteorological Organization*, p. 30, Oct 2013.
- [49] A. L. de O. Lira, B. de Lima Soares, and S. de Azevedo Santos, “Estação solarimétrica de referência – instalação, operação e manutenção,” *Revista Brasileira de Energia Solar*, vol. 7, no. 2, pp. 132–139, 2016.
- [50] S. Kalogirou, “Engenharia de energia solar: Processos e sistemas,” p. 1306, 2017.
- [51] I. R. Oliveira and et al, “InstalaÇÃO e monitoramento de uma estaÇÃO meteoroló-gica de superfície automática em uma planta piloto bioclimÁTica,” *XXIII Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente*, Nov 2016.
- [52] M. I. NAKAGUISHI and P. D. HERMES, “Estudo comparativo técnico/financeiro para implantação de redes de distribuições subterrâneas,” pp. 1–100, 2011.
- [53] MME, “Balanço energético nacional,” *Ministério de Minas e Energia*, p. 296, 2017.
- [54] ANEEL, “Nota técnica nº 603/2016,” *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2016.
- [55] ANEEL and EPE, “Manual do acati,” *Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética*, pp. 1–29, 2016.
- [56] INMET, “Nota tÉcnica no. 001/2011/seger/laime/csc/inmet,” *Instituto Nacional de Meteorologia*, no. 1, pp. 1–11, 2011.
- [57] A. P. V. Vieira, A. R. Abreu, W. Luiz, and L. Costa, “Piranômetro,” 2010.
- [58] F. S. Engineering, “Estações solarimétricas,” 2018.
- [59] G. S. Silva, F. R. Oliveira, and H. S. M. e Marinho, “Variação do índice de radiação solar ultravioleta em natal-rn entre 2001 e 2007,” *II Congr. Bras. Energ. Sol. e III Conferência Reg. Latino-Americana*, Nov 2008.
- [60] N. Mbodji, T. A. A. Arisily, K. A. A. Hajji, and A. Heddouch, “Optimal design of an off-grid hybrid solar photovoltaic-diesel system in community electrification of a fishing village in morocco,” *Int. Renew. Sustain. Energy Conf. IRSEC*, pp. 946–955, Nov 2017.

- [61] T. Mhamdi and L. Sbita, "A power management strategy for hybrid photovoltaic diesel system with battery storage," *5th Int. Renew. Energy Congr*, 2014.
- [62] L. T. de Almeida, "Implantação de um piranômetro termoeétrico na utfpr para análise do potencial de energia solar nesta localidade," 2015.
- [63] M. Vilathgamuwa, D. Nayanasinghe, and S. Gamini, *Power Electronics for Photovoltaic Power Systems*. Morgan & Claypool, 2015. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7224638>
- [64] R. Messenger and J. Ventre, *Photovoltaic systems engineering*. Taylor & Francis, 2005.
- [65] R. Zilles, W. N. Macêdo, M. A. B. Galhardo, and S. H. F. de Oliveira, *Sistemas Fotovoltaicos Conectado à Rede*. Oficina de textos, 2012.
- [66] IRENA, "Renewable energy benefits leveraging local capacity for offshore wind," *International Renewable Energy Agency*, 2018.
- [67] R. Dutra, "Energia eólica princípios e tecnologias," 2008.
- [68] E. S. Caser and G. da Mota Paiva, "Projeto aerodinâmico de uma turbina eólica de eixo vertical (teev) para ambientes urbanos," *Universidade Federal do Espírito Santo*, 2016.
- [69] M. Grubb and N. Meyer, "Wind energy: Resources, systems, and regional strategies."
- [70] P. Journeay-Kaler and L. Mofor, *Hybrid power systems*. International Renewable Energy Agency, 2013.
- [71] D. Goodman, "20 - small modular reactors (smrs): the case of developing countries," in *Handbook of Small Modular Nuclear Reactors*, ser. Woodhead Publishing Series in Energy, M. D. Carelli and D. T. Ingersoll, Eds. Woodhead Publishing, 2015, pp. 485 – 500. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780857098511500200>
- [72] M. Sechilariu and F. Locment, "Chapter 3 - backup power resources for microgrid," in *Urban DC Microgrid*, M. Sechilariu and F. Locment, Eds. Butterworth-Heinemann, 2016, pp. 93 – 132. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128037362000037>
- [73] R. A. S. de Campos, "Modelagem e simulação de grupo gerador a diesel consumindo óleo vegetal "in natura" enriquecido com hidrogênio e oxigênio visando melhorar sua eficiência energética," 2015.

- [74] C. A. A. Varella and G. S. Santos, “Noções básicas de motores a diesel,” 2010.
- [75] R. Zorzetto and C. R. Cauduro, “Premissas de eficiência energética do dimensionamento elétrico de um motor gerador a diesel,” 2015.
- [76] J. Masseroni and C. M. de Oliveira, “Utilização de grupos geradores diesel em horário de ponta,” pp. 52–56.
- [77] J. T. Pinho and M. A. Galdino, *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. 1a Edição ed., CRESESB, Rio de Janeiro, 2014.
- [78] Y. C. e Silva and E. C. Bortoni, “Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: Características, oportunidades e barreiras,” *Revista Brasileira de Energia*, 2016.
- [79] L. Fransozi, “Modelagem matemática do tempo de vida de baterias de lítio Íon polímero através de modelos híbridos,” 2015.
- [80] R. Bastos, “Sistema de gerenciamento para carga e descarga de baterias (chumbo-ácido) e para busca do ponto de máxima potência gerada em painéis fotovoltaicos empregados em sistemas de geração distribuída,” p. 91, 2013.
- [81] R. L. Carneiro and et al, “Essential aspects of lead-acid batteries and physical-chemical and thermodynamic principles of its operation,” *Revista Virtual Química*, pp. 889–911, 2017.
- [82] D. Lindem and T. B. Reddy, *Handbook of batteries*. 3ª Edição ed., vol. 33, nº 4, New York, 2013.
- [83] R. A. Lopes, “Energia solar para a produção de eletricidade,” 2012.
- [84] L. A. A. de Oliveira, “Tratamento de dados de curvas de carga via análise de agrupamentos e transformada wavelets,” *Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2013.
- [85] E. de Pesquisa Energética EPE, “Caderno de demanda de eletricidade,” *Empresa de Pesquisa Energética*, no. 1, 2018. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-295/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Eletricidade.pdf>
- [86] P. V. S. de Queiroz, “Mensuração do consumo de energia elétrica: algoritmo para detecção de potenciais usuários da termoacumulação como alternativa para deslocamento de carga,” *Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro*, 2011.
- [87] S. W. Blume, *Electric power system basics*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2007.

- [88] A. von Meier, *Electric power systems: a conceptual introduction*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2006.
- [89] S. N. Afifi, “Impact of hybrid distributed generation allocation on short circuit currents in distribution systems,” 2017.
- [90] P. T. Manditereza and R. Bansal, “Renewable distributed generation: The hidden challenges – a review from the protection perspective,” pp. 1457–1465, 2016.
- [91] G. Kaur and M. Y. Vaziri, “Effects of distributed generation (dg) interconnections on protection of distribution feeders,” in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, June 2006, p. 8.
- [92] A. F. Sarabia, “Impact of distributed generation on distribution system,” 2011.
- [93] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Edgar Blucher, Rio de Janeiro, 1983.
- [94] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, “Summary of distributed resources impact on power delivery systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, July 2008.
- [95] IRENA, *Future role of distribution system operators*. International Renewable Energy Agency, 2019.
- [96] COGE, “Organização do sistema elétrico de potência,” 2015.
- [97] O. B. Cardim, “Energia fotovoltaica em estruturas híbridas,” *Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2012.
- [98] M. C. Saad, “Controlador de carga e descarga de baterias, microcontrolado com pic, com aplicação em sistemas de fornecimento de energia em geral, incluindo sistemas fotovoltaicos,” *Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro*, 2012.
- [99] G. Sandeep and V. S. Vakula, “Optimal combination and sizing of a standalone hybrid power system using homer,” in *2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT)*, March 2016, pp. 4141–4144.
- [100] A. Singh, P. Baredar, and B. Gupta, “Computational simulation and optimization of a solar, fuel cell and biomass hybrid energy system using homer pro software,” *Procedia Engineering*, vol. 127, pp. 743 – 750, 2015, iNTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTATIONAL HEAT AND MASS TRANSFER (ICCHMT) - 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705815037686>

- [101] D. Lal, B. Bhusan Dash, and A. Akella, "Optimization of pv/wind/micro-hydro/diesel hybrid power system in homer for the study area," *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 3, pp. 307–325, 09 2011.
- [102] A. Asrari, A. Ghasemi, and H. Javidi, "Economic evaluation of hybrid renewable energy systems for rural electrification in iran-a case study," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, 06 2012.
- [103] F. Scarlatache, G. Grigoras, B. C. Neagu, and R. C. Ciobanu, "Aided decision making for hybrid energy systems planning in micro-grids," in *2018 Smart City Symposium Prague (SCSP)*, May 2018, pp. 1–5.
- [104] K. Adetunji, O. Akinlabi, and M. K. Joseph, "Developing a microgrid for tafelkop using homer," 08 2018, pp. 1–6.
- [105] S. Suite and B. Co, "Homer user manual," 2016.
- [106] K. Kusakana, "Daily operation cost minimization of photovoltaic-diesel-battery hybrid systems using different control strategies," *IECON 2015 - 41st Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 1–6, 2014.
- [107] G. M. Shafiullah and C. E. Carter, "Feasibility study of photovoltaic (pv) -diesel hybrid power systems for remote networks," 2014.
- [108] A. Belila and T. Beikheia, "A control strategy of hybrid system ' diesel- photovoltaic-battery ' for stand-alone applications," *15th Int. Conf. Environ. Electr. Eng*, 2015.
- [109] S. Rakesh, M. Digbijoy, M. Tanushree, and P. Nishant, "Designing and study stand-alone hybrid energy system: for technical institutes," *Int. J. Inf. Res. Rev.*, vol. 3, no. 4, pp. 2192–2197, 2016.
- [110] V. A. Graham and K. G. T. Hollands, "A method to generate synthetic hourly solar radiation globally," *Sol. Energy*, vol. 44, no. 6, pp. 333–341, 1990.
- [111] G. J. L. Filho, "Previsão da autonomia de baterias de chumbo-ácido aplicadas a sistemas híbridos de geração de energia utilizando o método kibam," 2017.
- [112] R. S. and, "Estudo e análise de algoritmos de detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída conectados à rede de distribuição - dissertação de mestrado," *Universidade de São Paulo (EESC/USP)*, 2013.
- [113] T. Khatib and W. Elmenreich, "Modeling of photovoltaic systems using matlab: Simplified green codes," pp. 213–217, 07 2016.

- [114] D. Yamegueu, Y. Azoumah, and X. Py, “Experimental and economical study of sustainable electricity generation by solar pv/diesel hybrid systems without storage for off grid areas,” vol. 143, 04 2011, pp. 37–49.

Apêndice A

Publicações

Costa, Tatiane; Narvaez, Dante; Kitayama, Michelle; Lopes, Davi; Villalva, Marcelo. "An Analysis of Steady-state and Transiente Effects When Adding Photovoltaic Generator into the Power Distribution System."13th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications – INDUSCON, 2018.

Costa, T. S., Villalva, Marcelo. "Simulação e análise do comportamento de uma rede elétrica com presença de geração distribuída a partir do método da soma de potências (msp)". XI Congresso de Engenharia, Ciência e Tecnologia, 2018.

T. Costa, D. Narvaez, K. Melo, M. Villalva. "Study on the Addition of Solar Generating and Energy Storage Units to a Power Distribution System."Sest: 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, 2019.

Tatiane Silva Costa, Dante I. Narvaez, Karen B. de Melo, David Pompermaier, Marcelo G. Villalva. "Optimum design of autonomous PV-diesel-battery hybrid systems: case study at Tapajós-Arapiuns extractive reserve in Brazil."ISGT 2019: Innovative Smart Grid Technologies, 2019.

Michelle Kitayama da Silva, Karen Barbosa de Melo, Tatiane Silva Costa, Dante Inga Narvez, Daniel de Bastos Mesquita, Marcelo Gradella Villalva. "Comparative Study of Sky Diffuse Irradiance Models Applied to Photovoltaic Systems."Sest: 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, 2019.

Michelle K. da silva, Dante I. Narvaez, Karen B. de Melo, Tatiane S. Costa, Marcelo G. Villalva. "Comparative analysis of meteorological databases and transposition models applied to photovoltaic systems."XXII Congresso Brasileiro de Automática, 2018.

Dante Inga Narvez, Tatiane Silva Costa, Hugo Soeiro Moreira, Marcelo Gradella

Villalva, Fredrik Wallin. "Design, sizing and simulation of a hybrid AC-DC microgrid for improving energy efficiency in residential applications." 11th International Conference on Applied Energy (ICAE2019), 2019.