

Rafael César Nolasco

**Modelagem Técnica e Econômica de Sistemas  
Híbridos Compostos por Geração Distribuída  
Fotovoltaica e Baterias Eletroquímicas**

Belo Horizonte, Minas Gerais

2020





Rafael César Nolasco

**Modelagem Técnica e Econômica de Sistemas Híbridos  
Compostos por Geração Distribuída Fotovoltaica e  
Baterias Eletroquímicas**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal de Minas Gerais  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Victor Flores Mendes

Belo Horizonte, Minas Gerais

2020

N789m

Nolasco, Rafael César.

Modelagem técnica e econômica de sistemas híbridos compostos por geração distribuída fotovoltaica e baterias eletroquímicas [recurso eletrônico] / Rafael César Nolasco. - 2020.  
1 recurso online (149 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Victor Flores Mendes.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f.145-149.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia – armazenamento - Teses.  
3. Baterias elétricas - Teses. 4. Geração de energia fotovoltaica – Teses.  
5. Modelagem matemática – Teses. I. Mendes, Victor Flores.  
II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia.  
III. Título.

CDU: 621.3(043)

Ficha catalográfica: Biblioteca Prof. Mário Werneck, Escola de Engenharia da UFMG

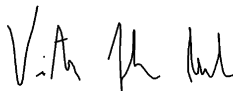
**"Modelagem Técnica e Econômica de Sistemas Híbridos  
Compostos Por Geração Distribuída Fotovoltaica e Baterias  
Eletroquímicas"**

**Rafael César Nolasco**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.


Aprovada em 15 de dezembro de 2020.

Por:



---

**Prof. Dr. Victor Flores Mendes  
DEE (UFMG) - Orientador**



---

**Profa. Dr. Wadaed Uturbey da Costa  
DEE (UFMG)**



---

**Prof. Dr. Luís Guilherme Monteiro Oliveira  
Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais - PUC Minas**



---

**Me. Eng. Danilo Derick Silva Alves  
CEMIG**



# Agradecimentos

Em primeiro lugar, dedico este trabalho a meu pai, que não pôde estar comigo nesta etapa da minha vida mas reconheço a força e o caráter que ele me deu para seguir as minhas escolhas mesmo frente às dificuldades.

Agradeço à minha família, em especial a minha mãe e meu irmão, meu ponto de apoio quando preciso.

Agradeço à Patrícia, que foi minha companheira e apoiadora neste tempo todo.

Aos grandes amigos e grandes profissionais que encontrei no mundo da engenharia elétrica nos meus ainda poucos anos de experiência acadêmica e profissional, que sempre contribuíram para meu conhecimento e crescimento.

Ao meu professor Orientador, Prof. Victor Flores Mendes, que mesmo a distância e com as dificuldades ao longo do caminho entendeu minhas decisões e manteve seu apoio sempre de forma firme e direta.

Agradeço à CEMIG e ANEEL pelo apoio à pesquisa em sistemas de armazenamento de energia na UFMG, através do projeto P&D D722 - "Análise de Arranjo Técnico e Comercial baseado em uma Planta Piloto de Sistema Distribuído de Armazenamento de Energia em Alimentador Crítico da Rede de Distribuição de 13,8 kV.



# Resumo

Os sistemas de armazenamento de energia são uma das tecnologias mais promissoras para integração ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) nos próximos anos, dadas as suas características e a possibilidade de fornecer serviços ancilares e reduzir os impactos da intermitência de fontes renováveis de energia. Dentro deste contexto, a utilização de baterias eletroquímicas por consumidores finais de energia elétrica vem sendo adotada em diversos lugares pelo mundo, devido a redução em seus custos e a aplicação conjunta com sistemas de energia distribuídos, mais amplamente disseminados. Dado que a aplicação dos sistemas de armazenamento de energia é promissora mas ainda incipiente no Brasil, este trabalho propõe realizar uma avaliação ampla destes por meio da modelagem matemática de um sistema híbrido composto por geração distribuída fotovoltaica conectada a rede e um banco de baterias eletroquímicas. Esta modelagem é dividida em partes distintas, cada uma com diferente detalhamento e abrangência. Portanto, foram realizados neste trabalho a modelagem matemática e simulação computacional utilizando o software Matlab R2019b de diversos aspectos tais como: (1) características de capacidade, corrente e tensão da bateria, (2) operação de um conversor de potência para acoplamento de baterias à rede elétrica utilizando para isso uma topologia típica (3) os fluxos de potência observados em uma Unidade Consumidora (UC) que contém um sistema fotovoltaico e um sistema de armazenamento e (4) os retornos econômicos esperados no investimento em um sistema deste tipo. Por meio destas simulações, obteve-se uma modelagem matemática aplicável a diferentes situações em que os sistemas híbridos possam ser utilizados e um conhecimento mais aprofundado de seu funcionamento.

**Palavras-chave:** Sistema de armazenamento de energia. Baterias eletroquímicas. Sistemas híbridos. Modelagem matemática. Simulação computacional. Geração distribuída fotovoltaica.





# Abstract

Energy storage systems are one of the most promising technologies to be integrated to the Electric Power System in the coming years due to their characteristics and the possibility to provide ancillary services and minimize the impacts of the intermittency of renewable power sources. Within this context, the use of electrochemical batteries by electrical energy consumers is being adopted around the world due to the reductions in their costs and the application alongside distributed generators, which are already widely adopted.

Since these applications are promising but still incipient in Brazil, this work proposes a comprehensive evaluation of them by mathematically model a system composed by a photovoltaic distributed generator and a electrochemical battery bank. Modelling is divided in different parts, each one with different levels of detail and coverage. Therefore, in this work the mathematical modelling and computational simulations of various aspects are made using the software Matlab R2019b, such as: (1) capacity, current and voltage characteristics of batteries, (2) the operation of a power converter for coupling batteries to the electrical grid using a typical topology, (3) the power flows seen in a energy consumer unit with a photovoltaic and a storage system, (4) the economic return expected in a system of this kind.

Through these simulations, it is obtained a mathematical model applicable to different situations in which these systems can be used and a in-depth knowledge of its operation.

**Keywords:** Energy storage systems. Electrochemical batteries. Hybrid systems. Mathematical modelling. Computational simulation. Distributed photovoltaic generation.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade e duração de descarregamento para diferentes aplicações de tecnologias de armazenamento de energia. Adaptado de (IEA, 2014, p.14).	33
Figura 2 – Reações que ocorrem no interior de uma célula eletroquímica de chumbo-ácido durante o (a)descarregamento e (b)carregamento. Baseado em (LINDEN; REDDY, 2011, p. 1.7-1.8) e (CRESESB-CEPEL, 2014, p.33)	37
Figura 3 – Vista explodida mostrando os principais componentes e a construção de uma bateria eletroquímica (CRESESB-CEPEL, 2014, p.183).	37
Figura 4 – Comparação de curvas de descarga típicas de diversas células eletroquímicas para uma descarga em 5 horas (C/5). Adaptado de (LINDEN; REDDY, 2011, p.15.13).	39
Figura 5 – Valores de tensão e corrente para o carregamento de uma célula de lítio típica. Adaptado de (HOFFART, 2008).	40
Figura 6 – Comparação de curvas de carregamento típicas de diversas células eletroquímicas. Adaptado de (LINDEN; REDDY, 2011, p.15.17).	41
Figura 7 – Curva prevista de capacidade em função da corrente para uma bateria de chumbo-ácido de 100 Ah de capacidade nominal e pontos obtidos empiricamente. Adaptado de (LINDEN; REDDY, 2011, p.6.2)	46
Figura 8 – Modelos de bateria baseados em circuitos elétricos. (a) Modelo baseado em um circuito resistivo simples. (b) Modelo baseado em uma associação de resistores e capacitores (c) Modelo proposto por Ceraolo (2000) com a inclusão da corrente parasita ( $I_p$ ) e no qual os parâmetros do circuito são função do SOC e temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ). Fonte: adaptado de Ceraolo (2000).	47
Figura 9 – Curva de descarga típica delimitando a zona exponencial, onde a variação do termo exponencial é mas relevante, a zona nominal e o final do proceso de descarregamento onde a variação do termo de tensão de polarização passa a crescer de forma abrupta. Adaptado de (LI; KE, 2011)	48
Figura 10 – Construção de uma célula fotovoltaica de silício típica (1) região do tipo n (2) região do tipo p (3) zona da junção $p-n$ e formação do campo elétrico (4) geração do par elétron-lacuna (5) filme antirreflexo (6) contatos metálicos. Retirado de (CRESESB-CEPEL, 2014, p.112).	50
Figura 11 – Curva característica (I-V) de uma célula fotovoltaica. Retirado de (CRESESB-CEPEL, 2014, p.120).	51
Figura 12 – Exemplo de curva de geração fotovoltaica ao longo de alguns dias, utilizando os dados usados na modelagem do trabalho, a ser apresentada na subseção 3.3.1. Fonte: próprio autor.	52

Figura 13 – Figura representativa dos principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (a) arranjo fotovoltaico (b) inversor fotovoltaico (c) ponto de acoplamento comum à rede (d) cargas (e) medição bidirecional de energia (f) rede elétrica. Fonte: próprio autor. . . . .	53
Figura 14 – Circuito equivalente para modelagem de uma célula fotovoltaica. Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009). . . . .	55
Figura 15 – Figura representativa dos principais componentes de um sistema híbrido conectado à rede elétrica (a) arranjo fotovoltaico (b) sistema de armazenamento de energia (c) conversor(es) de potência (d) ponto de acoplamento comum à rede (e) cargas (f) medição bidirecional de energia (g) rede elétrica. Fonte: próprio autor. . . . .	57
Figura 16 – Estrutura de horários tarifários para (a) consumidores do grupo A (b) consumidores do grupo B aderentes à tarifa branca. Na figura FP corresponde ao horário fora de ponta, IN ao horário intermediário e P ao horário de ponta. Retirado de ANEEL (2010). . . . .	59
Figura 17 – Fluxo de potência observado em um sistema híbrido com função de deslocamento do consumo. Fonte: próprio autor. . . . .	59
Figura 18 – Fluxo de potência observado em um sistema híbrido com função de maximização do autoconsumo. Fonte: próprio autor. . . . .	61
Figura 19 – Fluxo de potência observado em um sistema híbrido com função de redução da demanda de pico. Fonte: próprio autor. . . . .	62
Figura 20 – Arquiteturas de conversores para sistemas híbridos (a) Acoplamento c.c. (b) Acoplamento c.a. (BHATTACHARJEE; KUTKUT; BATARSEH, 2019). . . . .	63
Figura 21 – Esquema de controle para integração de um sistema híbrido composto por armazenamento de energia em baterias eletroquímicas e supercapacitores e geração fotovoltaica. Adaptado de (FAKHAM; LU; FRANCOIS, 2011). . . . .	65
Figura 22 – Circuito típico de um conversor buck-boost. Retirado de (CHAO et al., 2013). . . . .	66
Figura 23 – Curva de capacidade em função da corrente para a bateria MouraClean 12MF220, retirada de Moura (2001) aplicando a Equação 3.2. . . . .	71
Figura 24 – Comparação entre a curva fornecida pelo fabricante Moura (2020) utilizada para parametrização, simulação com mesma corrente de descarregamento e os pontos utilizados para parametrização. Fonte: próprio autor. . . . .	72
Figura 25 – Comparação entre diferentes curvas de descarregamento fornecidas pelo fabricante (MOURA, 2020) e as simulações utilizando a mesma corrente. Fonte: próprio autor. . . . .	74

Figura 26 – Comparação entre a curva fornecida pelo fabricante (MOURA, 2020) utilizada para parametrização, a simulação com mesma corrente de carregamento e os pontos utilizados para parametrização. Fonte: próprio autor. . . . .	74
Figura 27 – Comparação entre diferentes curvas de carregamento fornecidas pelo fabricante (MOURA, 2020) e as simulações utilizando a mesma corrente. Fonte: próprio autor. . . . .	75
Figura 28 – Imagem ilustrativa dos diferentes ciclos de carregamento e descarregamento identificados conforme a abordagem de passagem pelo zero. Adaptado de Narayan et al. (2018). . . . .	77
Figura 29 – Relações da vida útil com a temperatura e profundidade de descarga para a vida útil da bateria estudada modeladas a partir folha de dados do fabricante (MOURA, 2020). Fonte: próprio autor. . . . .	79
Figura 30 – Combinação das relações da vida útil com a temperatura e profundidade de descarga para a vida útil da bateria estudada aplicando a Equação 3.13. Fonte: próprio autor. . . . .	79
Figura 31 – Simulação do SOH ao longo de vários ciclos para uma bateria submetida a ciclos regulares a 25°C. Fonte: próprio autor. . . . .	80
Figura 32 – Conversor c.c.-c.c. simulado. Fonte: próprio autor. . . . .	81
Figura 33 – Correntes e tensões durante a operação do conversor no modo boost para descarregamento da bateria (a) Chave $S_1$ fechada e $S_2$ aberta (b) Chave $S_1$ aberta e $S_2$ fechada. Fonte: próprio autor. . . . .	82
Figura 34 – Correntes e tensões durante a operação do conversor no modo boost para carregamento da bateria (a) Chave $S_1$ fechada e $S_2$ aberta (b) Chave $S_1$ aberta e $S_2$ fechada. Fonte: próprio autor. . . . .	82
Figura 35 – Diagrama de blocos de controle do conversor no modo CC. Fonte: próprio autor. . . . .	83
Figura 36 – Diagrama de blocos de controle do conversor no modo CV. Fonte: próprio autor. . . . .	84
Figura 37 – Circuito do conversor implementado no Simulink. Fonte: próprio autor. . . . .	85
Figura 38 – Blocos para implementação do conversor em Simulink. Fonte: próprio autor. . . . .	86
Figura 39 – Diagramas de Bode das funções de transferência do controlador do conversor buck-boost (a) Controlador de corrente (b) Controlador de tensão. Fonte: próprio autor. . . . .	87
Figura 40 – Resultados obtidos na simulação do funcionamento do conversor de (a) potência, (b) tensão, (c) corrente e (d) SOC, para um descarregamento total em aproximadamente 5 horas. Fonte: próprio autor. . . . .	89

Figura 41 – Variação do índice modulante obtido na simulação do funcionamento do conversor durante o descarregamento. Fonte: próprio autor. . . . .	89
Figura 42 – Resultados obtidos na simulação do funcionamento do conversor de (a) potência, (b) tensão, (c) corrente e (d) SOC, para um descarregamento total em aproximadamente 10 horas. Fonte: próprio autor. . . . .	90
Figura 43 – Resultados obtidos na simulação do funcionamento do conversor de (a) potência, (b) tensão, (c) corrente e (d) SOC, para um carregamento com uma referência de potência de 3 kW. Fonte: próprio autor. . . . .	91
Figura 44 – Variação do índice modulante obtido na simulação do funcionamento do conversor durante o carregamento. Fonte: próprio autor. . . . .	91
Figura 45 – Resultados obtidos na simulação do funcionamento do conversor de (a) potência, (b) tensão, (c) corrente e (d) SOC, para um carregamento com uma referência de potência de 1,5 kW. Fonte: próprio autor. . . . .	92
Figura 46 – Blocos para simulação da operação do sistema. Fonte: próprio autor. . . . .	93
Figura 47 – Diagrama de blocos do conversor de potência e interações com os demais componentes do sistema. Fonte: próprio autor. . . . .	96
Figura 48 – Fluxo de potência em 1 dia típico para o caso residencial para as diferentes estratégias de controle de carga, com destaque para a potência extraída ou injetada na bateria (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor. . . . .	98
Figura 49 – Curva característica para controle de fator de potência dos inversores (CEMIG, 2018, p.79). . . . .	99
Figura 50 – Cargas típicas utilizadas nos estudos de caso (a) Residencial (b) Comercial (c) Industrial. Retirado de Cemig (2007). . . . .	100
Figura 51 – Exemplo de fluxo de potência em 1 dia para o caso residencial, sem a presença do banco de baterias. Fonte: próprio autor. . . . .	105
Figura 52 – Resultados do fluxo de potência e o SOC correspondente da bateria em 1 dia típico para a carga residencial, utilizando a (a) Estratégia 1 e (b) Estratégia 2. Fonte: próprio autor. . . . .	106
Figura 53 – Resultados do fluxo de potência e o SOC correspondente da bateria em 1 dia típico para a carga residencial, utilizando a (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2. Fonte: próprio autor. . . . .	106
Figura 54 – Resultados do fluxo de potência observado em 1 dia típico para a carga comercial, utilizando as diferentes estratégias de carregamento da bateria adotadas (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor. . . . .	107

Figura 55 – Resultados do fluxo de potência observado em 1 dia típico para a carga industrial, utilizando as diferentes estratégias de carregamento da bateria adotadas (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor. . . . .	108
Figura 56 – Resultados do fluxo de potência e SOC observados em 1 dia com baixa geração, utilizando a (a) Estratégia 1 (b) e a Estratégia 2. Fonte: próprio autor. . . . .	109
Figura 57 – Resultados do fluxo de potência e SOC observados em 1 dia com baixa geração no caso residencial, utilizando a (a) Estratégia 3 e a (b) Estratégia 4. Fonte: próprio autor. . . . .	109
Figura 58 – Resultados do comportamento de tensões e correntes da bateria observado em 1 dia para a carga residencial, utilizando as diferentes estratégias de carregamento da bateria adotadas (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor. . . . .	110
Figura 59 – Resultados do comportamento de tensões e correntes da bateria observado em 1 dia com baixa geração, utilizando as diferentes estratégias de carregamento da bateria (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor. . . . .	111
Figura 60 – Valores totais de energia obtidos usando as diferentes estratégias no período de 1 ano (a) Caso residencial (b) Caso comercial (c) Caso industrial. Fonte: próprio autor. . . . .	112
Figura 61 – Valores líquido de energia trocados entre a rede e o sistema híbrido para as diferentes estratégias conforme hora tarifária no período de 1 ano (a) Caso residencial (b) Caso comercial (c) Caso industrial. Fonte: próprio autor. . . . .	113
Figura 62 – Resultado do autoconsumo de energia da instalação para cada estudo de caso e estratégia de controle da bateria. Fonte: próprio autor. . . . .	114
Figura 63 – Resultado do SOH ao final do período simulado para cada estudo de caso e estratégia de controle da bateria. Fonte: próprio autor. . . . .	115
Figura 64 – Fluxos de potência e SOC da bateria observados em um dia típico para (a) banco com 3 baterias (b) banco com 12 baterias. Fonte: próprio autor. . . . .	117
Figura 65 – Análise de sensibilidade dos valores líquido de energia trocados entre a rede e o sistema híbrido por hora tarifária conforme o tamanho do banco de baterias no período de 1 ano (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor. . . . .	117
Figura 66 – Análise de sensibilidade do autoconsumo do sistema conforme o tamanho do banco de baterias. Fonte: próprio autor. . . . .	118
Figura 67 – Análise de sensibilidade do SOH obtido ao final do período de 1 ano conforme o tamanho do banco de baterias. Fonte: próprio autor. . . . .	119

Figura 68 – Fluxos de potência e SOC da bateria observados em um dia típico para (a) SOC mínimo de 70% (b) SOC mínimo de 30% . Fonte: próprio autor.	120
Figura 69 – Análise de sensibilidade dos valores líquidos de energia trocados entre a rede e o sistema híbrido por hora tarifária conforme DOD admissível (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor. . . . .	120
Figura 70 – Análise de sensibilidade do autoconsumo do sistema conforme DOD admissível. Fonte: próprio autor. . . . .	121
Figura 71 – Análise de sensibilidade do SOH obtido ao final do período simulado conforme DOD admissível. Fonte: próprio autor. . . . .	121
Figura 72 – Custos dos componentes de sistemas híbridos por watt. Fonte: (GREENER, 2020b). . . . .	128
Figura 73 – Custos dos componentes de sistemas fotovoltaicos em Wp para várias faixas de potência. Fonte: (GREENER, 2020a). . . . .	129
Figura 74 – Componentes do fluxo de caixa acumulados ao longo da vida útil do sistema para o estudo de caso residencial aplicando a tarifa branca (a) sem nenhum sistema de geração instalado (b) com o sistema fotovoltaico sem baterias instalado (c) sistema híbrido operando com a estratégia 1 (d) sistema híbrido operando com a estratégia 2 (e) sistema híbrido operando com a estratégia 3 (f) sistema híbrido operando com a estratégia 4. Fonte: próprio autor. . . . .	133
Figura 75 – VPL calculado para os diferentes estudos de caso e em diferentes modalidades tarifárias (a) estudo de caso residencial (b) estudo de caso comercial (c) estudo de caso industrial. Fonte: próprio autor. . . . .	134
Figura 76 – Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil do sistema para 2 estudos de caso selecionados (a) estudo de caso comercial, aplicando a estratégia 3 e modalidade tarifária verde (b) estudo de caso comercial, aplicando a estratégia 4 e modalidade tarifária convencional. Fonte: próprio autor. . . . .	135
Figura 77 – LCOE calculado para os diferentes estudos de caso e em diferentes modalidades tarifárias (a) estudo de caso residencial (b) estudo de caso comercial (c) estudo de caso industrial. Fonte: próprio autor. . . . .	136
Figura 78 – Resultados de análise de sensibilidade em relação à profundidade de descarregamento admissível (a) número de trocas do banco de baterias ao longo da vida útil (b) VPL obtido. Fonte: próprio autor. . . . .	137
Figura 79 – Resultados de análise de sensibilidade em relação ao SOH para reposição do banco de baterias (a) número de trocas do banco de baterias ao longo da vida útil (b) VPL obtido. Fonte: próprio autor. . . . .	138



Figura 80 – Resultados de análise de sensibilidade em relação ao custo das baterias (a) VPL (b) LCOE. Fonte: próprio autor. . . . .	139
Figura 81 – Resultados de análise de sensibilidade do payback em relação ao custo das baterias. Fonte: próprio autor. . . . .	140



# Lista de tabelas

Tabela 1 – Tecnologias de armazenamento de energia de acordo com o meio utilizado	34
Tabela 2 – Comparativo de tecnologias de baterias eletroquímicas utilizadas em aplicações no SEP. Adaptado de (LINDEN; REDDY, 2011, p. 15.10), (CRESESB-CEPEL, 2014, p. 165).	44
Tabela 3 – Principais características da bateria eletroquímica modelada	70
Tabela 4 – Parâmetros adotados para modelagem do conversor	85
Tabela 5 – Parâmetros calculados para os controladores	87
Tabela 6 – Sistema fotovoltaico utilizado para extração de dados	94
Tabela 7 – Configuração dos bancos de bateria adotados	95
Tabela 8 – Caracterização da curva de carga de cada estudo de caso	100
Tabela 9 – Resumo dos parâmetros adotados na simulação do caso 1 - residencial	102
Tabela 10 – Resumo dos parâmetros adotados na simulação do caso 2 - comercial	102
Tabela 11 – Resumo dos parâmetros adotados na simulação do caso 3 - industrial	102
Tabela 12 – Resumo das estratégias utilizadas para controle da baterias nos estudos de caso	103
Tabela 13 – Tarifas de energia adotadas na área de concessão da Cemig. Fonte: (CEMIG, 2020b)	130
Tabela 14 – Bandeiras tarifárias simuladas	130
Tabela 15 – Tempo de payback dos sistemas simulados	136



# Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
c.c.	Corrente contínua
c.a.	Corrente alternada
DOD	<i>Depth of discharge</i> (profundidade de descarga)
REN	Resolução Normativa
GD	Geração Distribuída
HFP	Horário fora de ponta
HI	Horário intermediário
HP	Horário de ponta
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i> (custo nivelado da energia)
LCOS	<i>Levelized Cost Of Storage</i> (custo nivelado do armazenamento)
PAC	Ponto de acoplamento comum
PR	<i>Performance Ratio</i> (performance global do sistema)
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i> (modulação por largura de pulso)
REN	Resolução Normativa
SEP	Sistema elétrico de potência
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SOC	<i>State of charge</i> (estado de carga de uma bateria)
SPPM	Seguimento do Ponto de Potência Máxima
TIR	Taxa Interna de Retorno;
UC	Unidade Consumidora
UPS	<i>Uninterruptible Power Source</i> (fonte de alimentação ininterrupta)
VPL	Valor Presente Líquido;



# Lista de símbolos

$C_{bat}$	é capacidade da bateria para determinada corrente de descarregamento
$I_c$	é a corrente de carregamento aplicada a uma bateria
$I_d$	é a corrente de descarregamento aplicada a uma bateria
$I_{mp}$	corrente de uma gerador de energia fotovoltaico operando em $P_{mp}$
$I_{sc}$	corrente de curto-circuito de uma gerador de energia fotovoltaico
$P_{BAT}$	potência de saída de uma bateria ou banco de baterias
$P_{GRID}$	potência injetada na rede ou fornecida pela rede
$P_{LOAD}$	potência demandada por uma carga
$P_{mp}$	ponto de máxima potência obtido de uma gerador de energia fotovoltaico
$P_{OUT}$	potência de saída
$P_{FV}$	potência de geração fotovoltaica
$P_{sc}$	potência autoconsumida
$V_{bat}$	é a tensão observada nos polos de uma bateria em V;
$V_{cutoff}$	tensão de corte de uma célula ou bateria eletroquímica
$V_{float}$	tensão necessária para manter a bateria no regime de "flutuação"
$V_{max}$	tensão máxima que a bateria suporta sem danos
$V_{mp}$	tensão de uma gerador de energia fotovoltaico operando em $P_{mp}$
$V_{nom}$	tensão característica de operação da bateria
$V_{oc}$	tensão de circuito aberto de uma gerador de energia fotovoltaico
$Y_f$	produtividade do sistema
$\alpha$	coeficiente de variação da capacidade em função da temperatura de uma bateria eletroquímica
$\varphi$	taxa de autoconsumo





# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>29</b>
<b>1.1</b>	<b>Motivação</b>	<b>29</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b>	<b>31</b>
<b>1.3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>32</b>
<b>1.4</b>	<b>Estrutura da Dissertação</b>	<b>32</b>
<b>2</b>	<b>COMPONENTES DE UM SISTEMA HÍBRIDO BATERIA-FOTOVOLTAICO</b>	<b>33</b>
<b>2.1</b>	<b>Sistemas de armazenamento de energia</b>	<b>33</b>
2.1.1	Armazenamento de energia aplicado no contexto de energias renováveis	35
<b>2.2</b>	<b>Baterias eletroquímicas</b>	<b>35</b>
2.2.1	Propriedades e características de baterias eletroquímicas	37
2.2.1.1	Capacidade	38
2.2.1.2	Perfil de carregamento e descarregamento	39
2.2.1.3	Eficiência	42
2.2.1.4	Degradação e vida útil	42
2.2.1.5	Outras propriedades	43
2.2.2	Comparativo de tecnologias de baterias	43
2.2.3	Modelos de baterias eletroquímicas	44
2.2.3.1	Capacidade	45
2.2.3.2	Representação do perfil de carregamento e descarregamento	46
2.2.3.3	Vida útil	49
<b>2.3</b>	<b>Geração de energia fotovoltaica</b>	<b>50</b>
2.3.1	Componentes de um sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica	53
2.3.2	Modelo para a geração fotovoltaica	53
<b>2.4</b>	<b>Sistemas híbridos de geração de energia</b>	<b>56</b>
2.4.1	Aplicações de sistemas híbridos conectados à rede elétrica	58
2.4.1.1	Alimentação de emergência	58
2.4.1.2	Deslocamento do consumo e arbitragem de energia	58
2.4.1.3	Maximização do autoconsumo / autossuficiência	60
2.4.1.4	Redução da demanda de pico	61
2.4.1.5	Redução de perdas devido a limitação da potência fotovoltaica (" <i>curtailment</i> ")	62
2.4.2	Conversores de potência para sistemas híbridos	63
2.4.2.1	Conversores de potência para baterias eletroquímicas	65
<b>2.5</b>	<b>Considerações</b>	<b>67</b>
<b>3</b>	<b>MODELAGEM DE UM SISTEMA HÍBRIDO</b>	<b>69</b>

<b>3.1</b>	<b>Modelagem de baterias eletroquímicas</b>	<b>69</b>
3.1.1	Perfil de carregamento e descarregamento	70
3.1.1.1	Modelagem de capacidade	70
3.1.1.2	Modelagem do perfil de tensão durante o descarregamento	72
3.1.1.3	Modelagem do perfil de tensão durante o carregamento	74
3.1.1.4	Limitações do modelo	75
3.1.2	Degradação e vida útil de baterias	76
3.1.2.1	Desenvolvimento e aplicação do modelo	76
3.1.2.2	Parametrização da vida útil da bateria	78
<b>3.2</b>	<b>Conversores híbridos</b>	<b>80</b>
3.2.1	Funcionamento do conversor	81
3.2.2	Modelagem do conversor	84
3.2.2.1	Considerações sobre a simulação	88
3.2.3	Resultados para o descarregamento	88
3.2.4	Resultados para o carregamento	90
<b>3.3</b>	<b>Estudos de caso para simulação da operação do sistema</b>	<b>92</b>
3.3.1	Geração fotovoltaica	94
3.3.2	Banco de baterias	95
3.3.3	Conversor de potência	95
3.3.3.1	Controle de carregamento e descarregamento da bateria	97
3.3.3.2	Controle do fator de potência	98
3.3.4	Curvas de carga	99
3.3.5	Modelagem do autoconsumo	101
3.3.6	Resumo dos estudos de caso	102
3.3.7	Resumo das estratégias de controle da bateria	102
<b>3.4</b>	<b>Considerações</b>	<b>103</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS DOS ESTUDOS DE CASO</b>	<b>105</b>
<b>4.1</b>	<b>Fluxos de potência típicos</b>	<b>105</b>
<b>4.2</b>	<b>Comportamento da bateria</b>	<b>110</b>
<b>4.3</b>	<b>Deslocamento do consumo</b>	<b>111</b>
<b>4.4</b>	<b>Autoconsumo</b>	<b>114</b>
<b>4.5</b>	<b>Degradação da bateria</b>	<b>115</b>
<b>4.6</b>	<b>Análise de sensibilidade</b>	<b>116</b>
4.6.1	Análise de sensibilidade em relação ao tamanho do banco de baterias	116
4.6.2	Análise de sensibilidade em relação ao SOC permitido	119
<b>4.7</b>	<b>Considerações</b>	<b>122</b>
<b>5</b>	<b>AValiação econômica</b>	<b>123</b>
<b>5.1</b>	<b>Revisão bibliográfica</b>	<b>123</b>

5.1.1	Métodos de avaliação econômica . . . . .	123
5.1.2	Retorno econômico esperado das aplicações de sistemas de armazenamento . . . . .	125
<b>5.2</b>	<b>Modelagem econômica . . . . .</b>	<b>127</b>
<b>5.3</b>	<b>Resultados da modelagem econômica . . . . .</b>	<b>132</b>
<b>5.4</b>	<b>Análise de sensibilidade . . . . .</b>	<b>137</b>
5.4.1	Análise de sensibilidade em relação ao SOC mínimo admissível . . . . .	137
5.4.2	Análise de sensibilidade em relação ao SOH para reposição da bateria . . . . .	138
5.4.3	Análise de sensibilidade em relação ao custo da bateria . . . . .	139
<b>5.5</b>	<b>Considerações finais . . . . .</b>	<b>140</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE . . . . .</b>	<b>143</b>
<b>6.1</b>	<b>Trabalhos futuros . . . . .</b>	<b>144</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>147</b>



# 1 Introdução

## 1.1 Motivação

A geração distribuída (GD) de energia, que pode ser caracterizada como a produção de energia localizada próximo ao local de consumo, é um tema que passou por grandes avanços na última década, sendo hoje uma realidade em diversos lugares do mundo, inclusive no Brasil. Esta abordagem modifica o paradigma estabelecido no sistema elétrico de potência desde a década de 1940 onde a geração de energia é centralizada em grandes usinas geradoras distantes dos centros de consumo. A geração distribuída dá aos consumidores que a adotam um novo papel no sistema elétrico, de “prosumidores”. Do ponto de vista destes consumidores, eles passam a ter a opção de investirem em um sistema que traz retorno econômico direto na redução dos custos com energia elétrica. Do ponto de vista dos operadores da rede elétrica, a geração distribuída pode trazer vantagens na postergação de investimentos, no aumento da capacidade das linhas de distribuição e a redução de perdas técnicas, complementando a geração centralizada (ZILLES *et al.*, 2012). No entanto, é importante avaliar critérios técnicos, regulatórios e econômicos para que estas vantagens sejam verificadas na prática.

A fim de disciplinar os aspectos técnicos e comerciais da conexão à rede destas pequenas centrais de geração, diversas regulamentações e normas técnicas foram criadas em todo o mundo para permitir que os consumidores pudessem ter esta opção, sem prejudicar a operação do sistema elétrico. No Brasil, o marco regulatório é a publicação da Resolução Normativa nº 482 de 2012, em que foram estabelecidas as condições de acesso a rede de micro e minigeradores com base em fontes renováveis, e foi criado o sistema de compensação de energia. Desde a publicação desta resolução, a GD teve crescimento exponencial no país, destacando-se a fonte de energia fotovoltaica, devido a fatores como sua modularidade, baixo custo relativo de instalação e manutenção e adaptação a diversas edificações. Até o dia 15 de novembro de 2020, a ANEEL registrava 330.650 unidades consumidoras instaladas com geração fotovoltaica e 4,0 GW de potência instalada, correspondendo a 99,9% das unidades consumidoras com algum tipo de geração e 96,9% da potência instalada enquadrada na REN 482 (ANEEL, 2020b).

No entanto, como ocorre em outras partes do mundo, o avanço da geração distribuída gera novos desafios para a operação do sistema elétrico e discussões a respeito do modelo econômico imposto por este novo paradigma. Do lado técnico, impõem-se dificuldades quanto à intermitência das fontes de energia baseadas em recursos renováveis e a imprevisibilidade da carga a ser atendida. Do ponto de vista econômico, discute-se o benefício de fato trazido à rede, o impacto financeiro sobre as empresas distribuidoras

de energia e na tarifação dos demais consumidores, que pode levar a um círculo vicioso conhecido como “espiral da morte”, gerando um grande impacto nos modelos de negócios sobre os quais o sistema elétrico foi construído (STOKES, 2012). Estes aspectos levam a uma discussão do valor justo a ser pago pela geração distribuída, e tem sido bastante comum que vários reguladores passassem a reduzir o valor pago aos geradores conforme seus mercados amadurecessem, reduzindo o incentivo ao consumidor. No Brasil, a ANEEL propôs uma alteração no mecanismo de compensação de energia em 2019 na qual o valor da energia injetada na rede elétrica pelos micro e minigeradores seria reduzido gradualmente em função da potência instalada (ANEEL, 2019). Esta modificação da regulamentação ainda está em discussão.

Frente aos desafios da integração de energia renovável e intermitente e da geração distribuída à rede elétrica, a utilização de baterias eletroquímicas nos sistemas elétricos tem sido aos poucos incentivada e estudada. A utilização de sistemas de armazenamento de energia pode solucionar problemas como estabilização da geração e demanda da rede, modular picos ou horários de demanda de energia da rede, aumentar o autoconsumo da geração própria e prover energia em casos de interrupção do fornecimento de energia (IEC, 2011). Tais aplicações são possibilitadas também pela ampliação da utilização, produção e desenvolvimento que algumas tecnologias de baterias vem tendo nos últimos anos, sendo que algumas das que mais se destacam são as baterias de chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico, íon-lítio, sódio-enxofre e baterias de fluxo (BOICEA, 2014). Os custos vêm caindo de forma rápida, principalmente para as baterias de íons de lítio, que vêm sendo largamente utilizadas em veículos elétricos. Estima-se que os custos caiam cerca de 18% a cada vez que a quantidade total produzida dobra (EPE, 2019). Mesmo que as tecnologias venham se desenvolvendo e os custos caindo, na maior parte do mundo a aplicação de sistemas de armazenamento de energia junto à geração distribuída ainda não é viável sem subsídios. Destacam-se hoje alguns países como a Alemanha, que superou a marca de 100 mil sistemas instalados com armazenamento em julho de 2018 e a Austrália, que teve 33 mil instalações apenas no ano de 2018 (MASSON; KAIZUKA, 2019).

No Brasil a implementação de aplicações de sistemas de armazenamento de energia conectados a rede se encontra ainda incipiente, com poucas instalações em funcionamento. Com o intuito de incentivar o desenvolvimento no setor, em 2016 a ANEEL lançou a Chamada do Projeto de P&D Estratégico nº 21/2016: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, que pode ser considerado um marco para a pesquisa no setor dentro do país. Esta dissertação de mestrado se insere no projeto P&D D722 - "Análise de Arranjo Técnico e Comercial baseado em uma Planta Piloto de Sistema Distribuído de Armazenamento de Energia em Alimentador Crítico da Rede de Distribuição de 13,8 kV. Mesmo com estes incentivos, a efetiva implementação de sistemas do tipo no país ainda se encontra muito baixa e encontra barreiras comerciais e regulatórias.

É importante ressaltar que, embora a aplicação de sistemas de armazenamento conectados a rede seja ainda pouco adotada, o atendimento a comunidades isoladas por meio da fonte solar fotovoltaica e sistemas de baterias independentes é realidade há bastante tempo no país. Pelo menos desde 1994, com o Prodeem (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios), existem programas governamentais incentivando a eletrificação rural e de comunidades isoladas por meio destes sistemas, contando com o apoio também de universidades, centros de pesquisa e concessionárias de energia. Em 2002 a Aneel regulamentou os chamados SIGFIs (Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes) pela Resolução Normativa n° 83/2004 para atendimento a localidades remotas e com difícil acesso à rede de distribuição e transmissão de energia. Posteriormente esta regulamentação foi aprimorada pela Resolução Normativa n° 493/2012, que também incluiu os MIGDIs (Microsistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica) ([CRESESB-CEPEL, 2014](#)).

Cabe salientar que sistemas de geração de energia que utilizam mais de uma fonte de energia para geração e distribuição de energia elétrica de forma otimizada é comumente chamado de sistema híbrido ([BARBOSA, 2006](#)). Por simplificação, neste trabalho o termo "sistema híbrido" será utilizado para se referir aos sistemas compostos por armazenamento de energia e geração distribuída fotovoltaica.

## 1.2 Objetivos

Dado o desenvolvimento técnico e compreensão dos benefícios econômicos para integração de sistemas híbridos conectados à rede elétrica ainda incipiente no Brasil, este trabalho objetiva uma avaliação dos aspectos técnicos e econômicos envolvidos neste tema, do ponto de vista do consumidor que o instala. Entre estes aspectos, e como objetivos específicos desta dissertação, podem ser citados:

- Avaliar aspectos técnicos do funcionamento, aplicação e limitações de baterias eletroquímicas;
- Avaliar o funcionamento de conversores de potência para integração de baterias à rede, e outros aspectos técnicos da integração destes componentes a uma instalação elétrica;
- Realizar a modelagem matemática da operação do sistema tendo em vista a geração, armazenamento e cargas que ele alimenta;
- Entender a operação de um sistema híbrido operando com diferentes estratégias de carregamento e descarregamento das baterias;

- Apresentar um método para calcular o retorno econômico esperado do investimento em sistemas híbridos conectados à rede.

### 1.3 Metodologia

A fim de alcançar os objetivos propostos, este trabalho apresenta em primeiro lugar uma revisão bibliográfica, onde é realizada uma ampla exploração a respeito da literatura sobre o tema e apresentada de forma descritiva o estado da arte destes estudos.

A partir dos estudos apresentados, são realizadas simulações computacionais para compreensão dos aspectos estudados, utilizando o software Matlab R2019b e a ferramenta Simulink que o acompanha. As seguintes simulações foram realizadas:

- Simulação da operação de uma bateria eletroquímica;
- Simulação da topologia de um conversor de potência para conexão de baterias eletroquímicas à rede elétrica;
- Simulação dos fluxos de potência entre a rede e uma Unidade Consumidora (UC) com um sistema híbrido instalado. Estas simulações foram divididas em 3 estudos de caso caracterizados pelo perfil de sua carga: residencial, comercial e industrial;
- Cálculo do retorno econômico dos sistemas híbridos que tiveram sua operação simulada.

Buscou-se utilizar nestas simulações dados técnicos de fabricantes de baterias e dados reais de cargas e geração distribuída fotovoltaica existentes, a fim de aumentar a confiabilidade dos resultados obtidos e das análises e conclusões apresentadas.

### 1.4 Estrutura da Dissertação

O [Capítulo 2](#) apresenta uma revisão bibliográfica sobre o tema, apresentando o estado da arte dos estudos relacionados à composição, implementação e integração dos sistemas híbridos que são foco desta dissertação.

No [Capítulo 3](#) é apresentada a modelagem matemática do sistema híbrido estudado incluindo a modelagem da bateria utilizada e os estudos de caso a serem realizado de onde serão retirados e analisados os resultados analisados no [Capítulo 4](#), que foca nos aspectos técnicos do sistema. No [Capítulo 5](#) são apresentados resultados e análise dos aspectos econômicos, após uma breve revisão da literatura sobre o tema.

Por fim as conclusões dos estudos são apresentadas no [Capítulo 6](#).



## 2 Componentes de um Sistema Híbrido Bateria-Fotovoltaico

### 2.1 Sistemas de armazenamento de energia

A utilização de baterias eletroquímicas para aplicações relacionadas ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) se insere dentro de um contexto mais amplo, do conceito de armazenamento de energia. Existem hoje diversas formas de ser armazenar energia em diferentes meios: químicos, térmicos, mecânicos e elétricos. Diversas tecnologias foram desenvolvidas de forma a atender as exigências de diferentes aplicações, requisitos de performance e capacidade total de armazenamento. A [Figura 1](#) apresenta as principais aplicações e suas características com relação à faixa de capacidade e duração de descarregamento que conseguem atender os sistemas de armazenamento de energia.

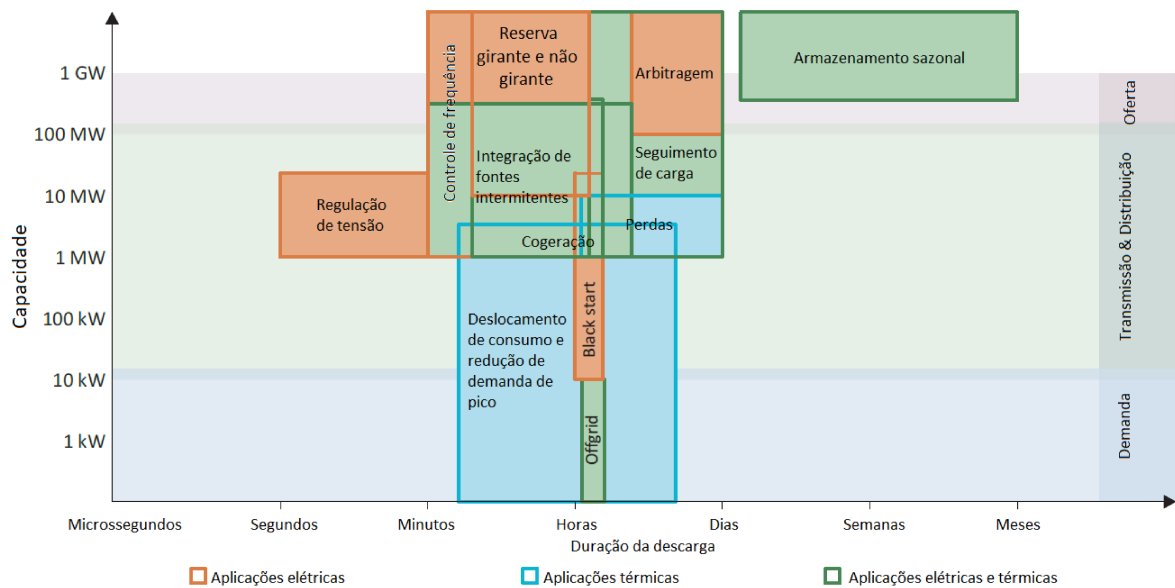


Figura 1 – Capacidade e duração de descarregamento para diferentes aplicações de tecnologias de armazenamento de energia. Adaptado de ([IEA, 2014](#), p.14).

A aplicação de uma determinada tecnologia de armazenamento de energia está diretamente relacionada à demanda e necessidade energética de seu usuário. De acordo com [Molina \(2017\)](#), os seguintes serviços podem ser implementados por tecnologias de armazenamento de energia, separados em 3 diferentes partes envolvidas no contexto do SEP:

- **Operadores de rede:** arbitragem de energia, nivelamento da carga, redução de potência de pico, reserva girante e não girante, auto-restabelecimento do sistema

(“black-start”), regulação de frequência, regulação de tensão, integração de fontes de energia intermitentes e melhora da resiliência da rede;

- **Empresas de transmissão e distribuição:** adequação e controle de fluxos de potência, alívio de congestionamento da rede de transmissão e distribuição;
- **Consumidores:** gerenciamento do consumo da rede, redução de demanda de pico, aumento do consumo de geração própria (autoconsumo), reserva de emergência (conhecida pelo termo em inglês *Uninterruptible Power Source, UPS*) e melhora da qualidade de energia.

Na [subseção 2.4.1](#) são apresentadas as características de aplicações para o consumidor final de energia, foco deste trabalho, que podem ser implementadas com o uso de baterias eletroquímicas.

Frente as diferentes aplicações de sistemas de armazenamento de energia, o porte e características dos possíveis clientes e a disponibilidade de recursos técnicos, diversas tecnologias distintas foram desenvolvidas. A [Tabela 1](#) mostra diversas formas desenvolvidas para armazenamento de energia em diferentes meios.

Tabela 1 – Tecnologias de armazenamento de energia de acordo com o meio utilizado

Meio	Tecnologias
Mecânico	Bombeamento de água (Usinas hidrelétricas reversíveis), ar comprimido, volantes de inércia
Eletroquímico	Baterias eletroquímicas, baterias de metal-ar, baterias de fluxo
Químico	Hidrogênio, gás natural sintético
Elétrico	Supercapacitores, supercondutores para armazenamento de energia magnética
Térmico	Armazenamento de água quente, sal fundido

Cerca de 96% da capacidade de armazenamento de energia existente no mundo hoje se encontra na forma de usinas hidrelétricas com bombeamento ([MOLINA, 2017](#)). Isso se deve ao fato de que esta é uma tecnologia relativamente simples e bem desenvolvida, o que a torna a forma mais simples de armazenar enormes quantidades de energia com menores custos, na forma de grandes volumes de água. Desta forma é possível fazer tanto a modulação da carga diária de um determinado local quanto entre períodos do ano.

Algumas tecnologias encontram usos em meios bem específicos, como o sal fundido que comumente é utilizado para armazenar o calor obtido por meio do sol em usinas heliotérmicas, tornando estas usinas despacháveis, mesmo que o sol, sua fonte de energia primária, seja intrinsecamente intermitente ([IEA, 2014](#)).

### 2.1.1 Armazenamento de energia aplicado no contexto de energias renováveis

O estudo de sistemas de armazenamento de energia tem ganhado maior destaque desde o início deste século por serem um importante componente das redes inteligentes (“*smart grids*”). Neste contexto, tem sido bastante incentivada a utilização de recursos distribuídos baseados em energia renovável, bem como a implementação de microrredes de energia. Estas redes representam um novo conceito em que uma determinada instalação conectada a rede é composta por diversas cargas e unidades de geração controláveis, podendo gerenciar a demanda ou injeção de energia na rede e operar até mesmo de forma ilhada de maneira controlada. Estes conceitos tem sido desenvolvidos de forma a permitir maior integração novas tecnologias, energias renováveis e veículos elétricos e híbridos (MOLINA, 2017).

O uso de sistemas de armazenamento tem potencial para mitigar os efeitos adversos da inserção de fontes intermitentes de energia, tais como flutuações de frequência e tensão, problemas de estabilidade e limitações de carregamento de linhas e transformadores. Por exemplo, Barton e Infield (2004) mostra que o uso de armazenamento de energia com capacidade de absorver 10 minutos de potência de pico típicas de sistemas eólicos aumentam a energia entregue à rede em 10% sem necessidade de reforços ou ampliação da rede. Um armazenamento equivalente a 24h de energia gerada permite entregar até 3 vezes mais energia em uma rede fraca. Yang e Walid (2013) mostra que em uma rede inteligente com recursos intermitentes de geração a probabilidade de interrupções no fornecimento de energia por problemas na regulação de frequência decresce de forma quadrática em relação à capacidade de armazenamento existente.

## 2.2 Baterias eletroquímicas

Baterias eletroquímicas são componentes estudados e conhecidos há bastante tempo. Seu princípio básico de operação foi pesquisado pela primeira vez por Benjamin Franklin em 1748, que descreveu a conexão de diversas garrafas de Leiden para armazenamento de cargas elétricas. A primeira bateria de chumbo-ácido foi inventada em 1859 por Gaston Planté e os primeiros estudos científicos a respeito apareceram em 1873. No começo do século XX importantes aplicações foram desenvolvidas, como para uso em circuitos de telefonia, lanternas e baterias carregadas por geradores a gás (BOICEA, 2014). Uma bateria é composta por células ou vasos eletroquímicos conectados em série e/ou paralelo. A energia é armazenada na forma química e é liberada por meio de um processo de oxidação e redução que ocorre em seus componentes.

As células que compõem as baterias eletroquímicas podem ser divididas em 2 tipos: células primárias e células secundárias. As células do primeiro tipo são células que ao serem descarregadas não é possível reverter o processo e elas devem ser descartadas. Este tipo

de bateria é comum como fonte de energia para aparelhos eletrônicos de baixa potência, como relógios, brinquedos e calculadoras.

As células secundárias são baterias que podem realizar vários ciclos de carregamento (em que se aumenta sua carga elétrica armazenada) e descarregamento (em que se reduz sua carga elétrica armazenada), sendo portanto adequadas ao uso em aplicações no SEP. Em uma célula eletroquímica ao se conectarem os polos de uma célula a uma carga ocorre a transformação da energia química em energia elétrica em c.c., descarregando-a. Em uma célula secundária é possível reverter este processo ao conectar os polos da bateria adequadamente a uma fonte c.c. (CRESESB-CEPEL, 2014).<sup>1</sup>

Uma célula eletroquímica é composta basicamente pelos seguintes elementos:

- **Ânodo:** eletrodo que cede elétrons para a corrente de saída quando ocorre a reação eletroquímica de descarregamento da bateria;
- **Cátodo:** eletrodo que recebe elétrons do ânodo quando ocorre a reação eletroquímica de descarregamento da bateria;
- **Eletrólito:** meio por onde ocorre a transferência de cargas elétricas entre o ânodo e o cátodo por intermédio dos íons. Em geral o eletrólito é um meio aquoso. Em alguns casos pode ser um gel ou um sólido.

Como exemplo de funcionamento de uma célula eletroquímica secundária, a [Figura 2](#) apresenta as reações que ocorrem no interior de uma célula de chumbo-ácido. Em resumo, durante o descarregamento o eletrólito, composto de ácido sulfúrico diluído em água ( $H_2SO_4$ , dissociado em íons  $SO_4^-$  e  $H^+$ ), reage com os eletrodos em uma reação que ambos os eletrodos se igualam como sulfato de chumbo ( $PbSO_4$ ) e o eletrólito é cada vez mais diluído em água. Durante o carregamento, ocorre o processo oposto: os eletrólitos novamente são transformados em seus materiais ativos: chumbo esponjoso (Pb) e dióxido de chumbo ( $PbO_2$ ) (CRESESB-CEPEL, 2014).

Para construção de baterias comerciais, em geral são associadas diversas células eletroquímicas para que resulte nas características de tensão, corrente e capacidade desejadas. São adicionados ainda outros materiais e componentes a fim de dar a resistência mecânica, durabilidade e segurança desejada ao produto. A [Figura 3](#) mostra a construção típica de uma bateria de chumbo-ácido.

<sup>1</sup> A fim de evitar confusão com os diferentes usos das palavras carga e descarga estão sendo usados neste texto os seguintes termos (a) "carga elétrica" para se referir à propriedade física de partículas e materiais medida em Coulombs (b) "carga" para se referir a um elemento que absorve potência no contexto do SEP (c) descarregamento para se referir ao processo em que uma bateria cede cargas elétricas e (d) carregamento para se referir ao processo em que uma bateria absorve cargas elétricas

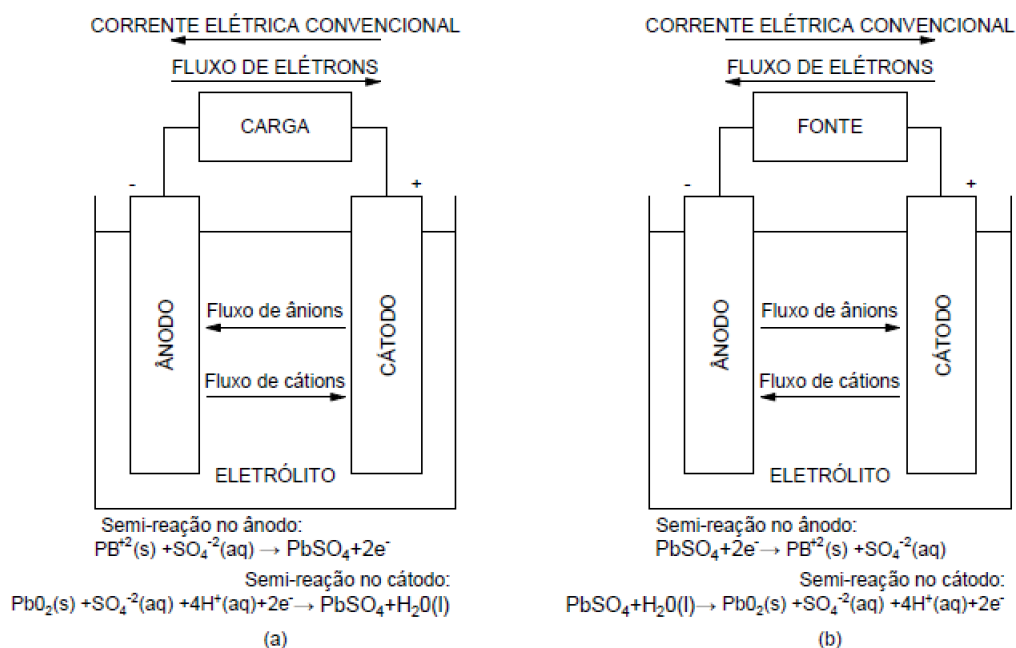


Figura 2 – Reações que ocorrem no interior de uma célula eletroquímica de chumbo-ácido durante o (a)descarregamento e (b)carregamento. Baseado em (LINDEN; REDDY, 2011, p. 1.7-1.8) e (CRESESB-CEPEL, 2014, p.33)

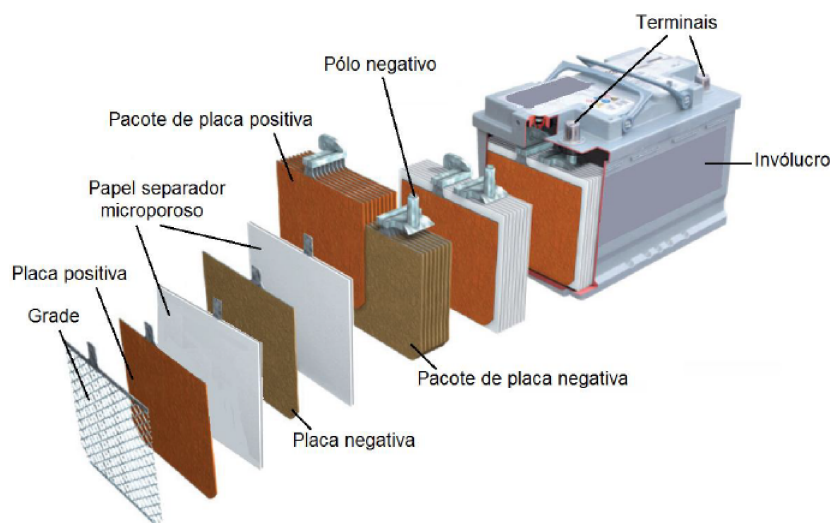


Figura 3 – Vista explodida mostrando os principais componentes e a construção de uma bateria eletroquímica (CRESESB-CEPEL, 2014, p.183).

### 2.2.1 Propriedades e características de baterias eletroquímicas

Existem atualmente diversas tecnologias de baterias eletroquímicas concorrentes construídas de diferentes formas e com elementos químicos variados. Apesar das diferenças, os princípios de funcionamento são semelhantes. Diferenças em suas características e de custos acabam direcionando à aplicação mais adequada para cada tipo de bateria. As próximas seções apresentam as principais propriedades que caracterizam as baterias

eletroquímicas. Na [subseção 2.2.2](#) é apresentado um comparativo de diferentes tecnologias.

### 2.2.1.1 Capacidade

A capacidade de uma bateria é sua principal propriedade, que expressa a quantidade total de carga elétrica envolvida nas reações eletroquímicas, dada normalmente em Ah, mas que também pode ser expressa em Coulombs. A capacidade da bateria está diretamente relacionada à quantidade de material ativo para realização das reações eletroquímicas presente. Existem algumas diferentes definições de capacidade de uma bateria ou conjunto de baterias ([CRESESB-CEPEL, 2014](#)):

- **Capacidade nominal:** valor dado pelo fabricante da quantidade de Ah que podem ser retiradas de uma bateria nova em determinadas condições de corrente, temperatura e tensão de corte;
- **Capacidade instalada:** carga em Ah que pode ser retirada de uma bateria ou banco de baterias novo sob um conjunto específico de condições operacionais determinadas pela sua aplicação e/ou instalação;
- **Capacidade disponível:** carga em Ah que pode ser retirada de uma bateria sob um conjunto de condições operacionais determinadas, incluindo seu uso, sua idade, quantidade de ciclos e estado inicial de carga;
- **Capacidade de energia:** energia em Wh que pode ser retirada de uma bateria nova sob um conjunto de condições operacionais determinadas.

A capacidade disponível que pode ser extraída de uma bateria em uma aplicação prática é afetada por alguns fatores, dos quais os principais que podem ser enumerados são:

- **Efeito da corrente de descarga:** observa-se que quanto maior a corrente de descarga extraída de uma bateria, menor a capacidade total que pode ser extraída. Conhecer a corrente de descarga utilizada é um fator determinante no dimensionamento de bancos de baterias. Isso ocorre pelo aumento de perdas no interior da bateria conforme se utilizam correntes maiores;
- **Efeito da temperatura:** em geral temperaturas elevadas ou muito baixas afetam as reações que ocorrem no interior da bateria, modificando a quantidade de material ativo e aumentando a degradação da bateria;
- **Profundidade de descarga máxima:** algumas baterias, como as de chumbo-ácido, não toleram que toda sua carga seja utilizada, pois isto resultaria em danos graves ou até mesmo irreversíveis a seus componentes internos;

- **Degradação:** conforme a bateria envelhece e é utilizada a tendência é que sua capacidade de armazenar carga seja reduzida. A [subseção 2.2.1.4](#) apresenta maiores detalhes sobre os mecanismos de degradação de uma bateria.

### 2.2.1.2 Perfil de carregamento e descarregamento

Durante o processo de carregamento e descarregamento de uma bateria a tensão observada entre seus polos varia de acordo com a corrente de saída e a carga elétrica armazenada. Ao realizar este processo com uma corrente constante observa-se uma curva característica. Em geral, as células secundárias possuem curvas de tensão bastante semelhantes mas com variações nos potenciais que conseguem atingir, conforme mostrado na [Figura 4](#).

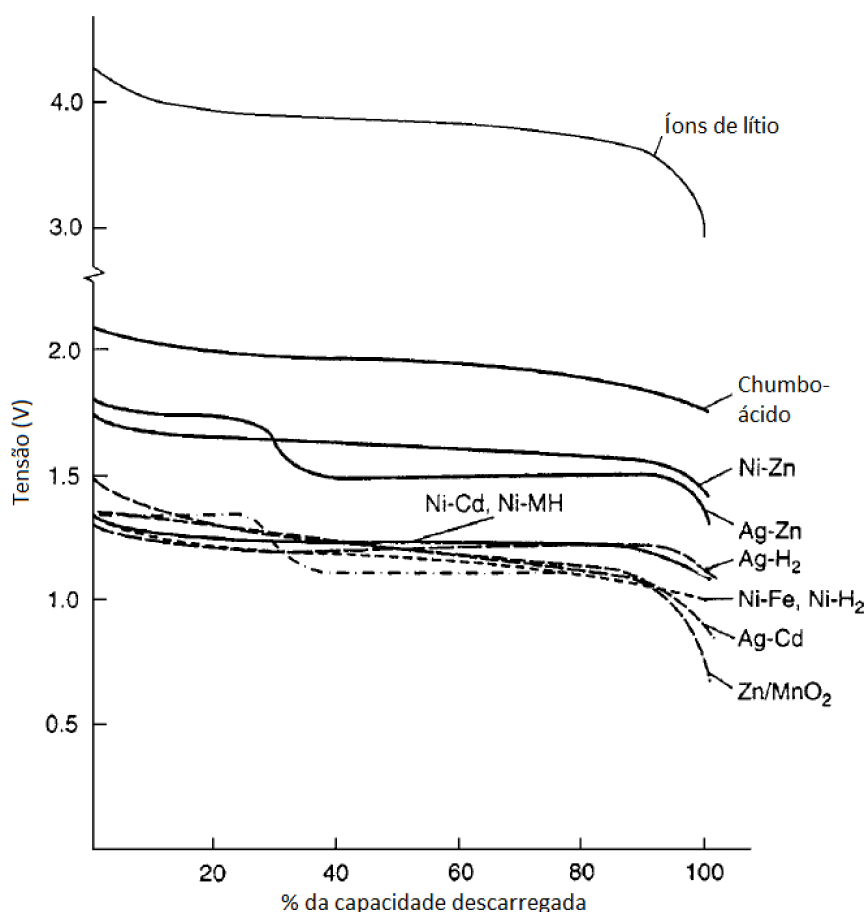


Figura 4 – Comparação de curvas de descarga típicas de diversas células eletroquímicas para uma descarga em 5 horas (C/5). Adaptado de (LINDEN; REDDY, 2011, p.15.13).

Nesta figura os descarregamentos ocorrem em C/5. É bastante comum na literatura referir-se à taxa de descarregamento de baterias neste formato, em que o número indica o total de horas para descarregamento completo da bateria. Um descarregamento em C/5 portanto representa um processo de 5 horas para que a bateria saia de uma bateria



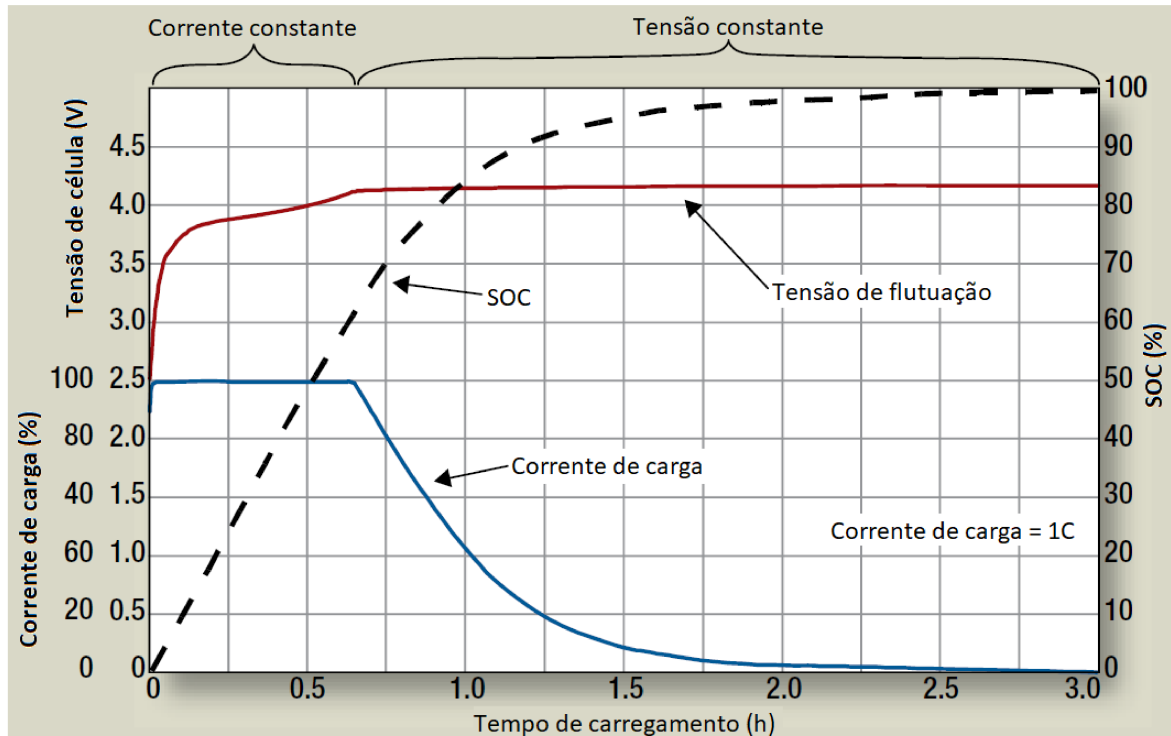


Figura 5 – Valores de tensão e corrente para o carregamento de uma célula de lítio típica. Adaptado de (HOFFART, 2008).

carregada com sua capacidade nominal para completamente descarregada utilizando uma corrente constante para tal.

O processo de recarregamento de uma bateria é mais complexo, existindo diferentes métodos para realizá-lo. O método mais comum é o método CC-CV (corrente constante - tensão constante), em que em um primeiro momento é injetada uma corrente constante em um valor pré-determinado enquanto se observa a elevação de tensão da bateria. Ao atingir determinado limite de tensão, acima do qual a bateria pode ser danificada, a tensão passa a ser limitada pelo conversor de potência e para isso a corrente precisa decrescer com o tempo. Este processo está demonstrado na Figura 5. Curvas de carregamento típicas para diversas células utilizando este método estão na Figura 6.

Existem outros métodos para recarregamento de baterias, tanto alguns mais simples e de mais fácil implementação quanto métodos mais complexos que exigem sistemas de controle mais robustos e monitoramento de outros parâmetros da bateria. De forma mais simplificada, muitos tipos de baterias podem ser carregados em apenas um estágio de corrente constante ou tensão constante. Apesar da mais fácil implementação a utilização de tais métodos pode implicar em um recarregamento incompleto ou riscos de danificar a bateria. De forma antagônica, foram criados métodos mais complexos como o "Pulse-current charging", o SRC ("Sinusoidal Ripple Current") e o método CT-CC (temperatura constante-corrente constante) visando recargas mais rápidas dentro dos limites de segurança da bateria utilizada (PATNAIK; PRANEETH; WILLIAMSON, 2019).



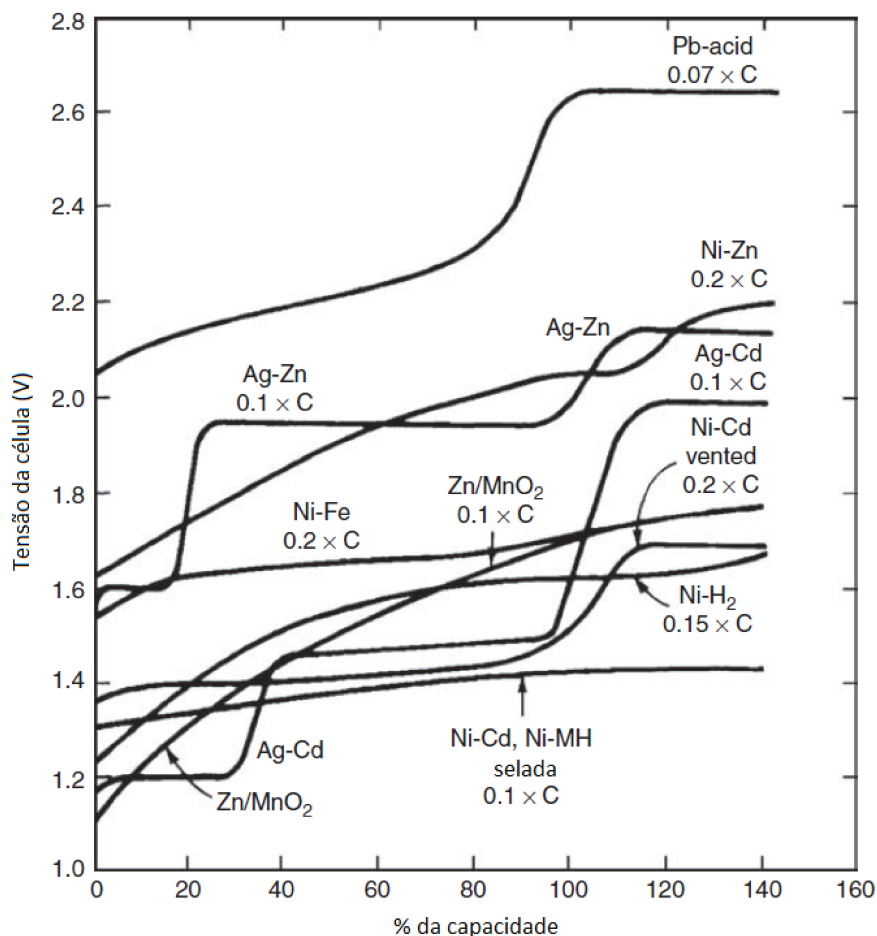


Figura 6 – Comparação de curvas de carregamento típicas de diversas células eletroquímicas. Adaptado de (LINDEN; REDDY, 2011, p.15.17).

Alguns pontos de tensão observados nestas curvas são importantes na caracterização e utilização de baterias (LINDEN; REDDY, 2011):

- **Tensão de corte ( $V_{cutoff}$ ):** nível de tensão no processo de descarregamento de uma bateria que determina o seu fim, limitando e definindo sua capacidade. Continuar o processo de descarregamento além deste ponto pode provocar danos irreversíveis;
- **Tensão máxima ( $V_{max}$ ):** nível de tensão máximo que a bateria suporta sem danos. Forçar a operação da bateria além deste ponto pode provocar danos irreversíveis e problemas de segurança. No método de carregamento CC-CV em geral o final do estágio c.c. é programado para ocorrer quando a bateria atinge um nível de tensão igual ou próximo a  $V_{max}$ ;
- **Tensão de flutuação ( $V_{float}$ ):** nível de tensão necessário para manter a bateria no regime de "flutuação", em que ela é mantida em um processo contínuo e lento de carregamento suficiente para balancear as perdas de cargas elétricas pelo auto-descarregamento;

- **Tensão nominal ( $V_{nom}$ ):** tensão característica de operação da bateria.

### 2.2.1.3 Eficiência

A eficiência de uma bateria mede a relação entre a saída útil e a entrada. O cálculo de eficiência em termos de energia pode ser ainda desmembrado em outros 2 conceitos (CRESESB-CEPEL, 2014):

- **Eficiência coulômbica ou de Ampère-hora (Ah):** relação entre a quantidade de carga retirada de uma bateria ou célula e a quantidade necessária para retornar ao estágio inicial. Tal valor é obtido pela integral da corrente ao longo do tempo. Em uma bateria de chumbo-ácido este valor está por volta de 95%, mas depende ainda da corrente utilizada. Em geral, quanto maior a corrente menor é a eficiência da bateria devido ao aumento de reações químicas secundárias ocorrendo no seu interior;
- **Eficiência voltaica:** relação entre a tensão média para descarregamento e carregamento de uma bateria ou célula. Como pode ser observado na Figura 4 e na Figura 6, a tensão observada no processo de carregamento é mais elevada. Isso se deve a efeitos de polarização nos eletrodos e a variação de tensão devido à resistência elétrica dos componentes da célula. Portanto, a corrente de descarga também afeta os valores de tensão e conseqüentemente de eficiência. Em uma bateria de chumbo-ácido esta eficiência está por volta de 90,5%;
- **Eficiência global ou de watt-hora (Wh):** valor de eficiência energética da bateria, obtido pela multiplicação dos 2 itens anteriores. Em uma bateria de chumbo-ácido este valor está por volta de 80%.

### 2.2.1.4 Degradação e vida útil

A vida útil de uma bateria está relacionada a diversos mecanismos que podem degradar o componente em função de seu uso e envelhecimento. O principal efeito observado quando a bateria se degrada é a redução permanente de sua capacidade de armazenar cargas elétricas. É convencional que o fim de sua vida útil ocorre quando ela atinge 80% de sua capacidade nominal, mesmo que a bateria possa ainda entregar potência depois deste ponto.

Para cada tipo de bateria podem existir mecanismos diferentes de degradação. Em uma bateria de chumbo-ácido, por exemplo, alguns dos principais mecanismos que levam a sua degradação são (CRESESB-CEPEL, 2014):

- **Sulfatação:** formação de cristais de sulfato de chumbo ( $PbSO_4$ ) sobre as placas das células. Este processo é acelerado se a bateria permanece muito tempo descarregada;

- **Hidratação:** dissolução do hidróxido de chumbo na água quando ocorrem descargas profundas e portanto existe baixíssima concentração de hidróxido de chumbo ( $H_2SO_4$ ) resultante;
- **Sedimentação:** desprendimento de material ativo das placas e deposição no fundo do vaso que contém o eletrólito, que ocorre durante seu uso;
- **Gaseificação:** formação de hidrogênio ( $H_2$ ) e oxigênio ( $O_2$ ) quando a bateria é carregada em uma tensão muito elevada. Nesta situação parte da energia absorvida é gasta na eletrólise da água presente no eletrólito. Este processo leva portanto à perda do eletrólito e aumento da resistência interna da bateria;
- Corrosão das placas e sulfatação acelerada em temperaturas elevadas;

A fim de maximizar a vida útil de uma bateria, cada tecnologia exige cuidados específicos em sua aplicação. Por exemplo, para prolongamento da vida útil de baterias de íons de lítio alguns cuidados essenciais são o uso de ciclos de descarga parciais ou profundos, evitar o carregamento até 100% de sua capacidade, limitação da temperatura de operação e evitar altas correntes de carga e descarga (HOFFART, 2008).

#### 2.2.1.5 Outras propriedades

A seguir são listadas algumas propriedades que ajudam a caracterizar diferentes baterias eletroquímicas:

- **Densidade energética:** capacidade de energia normalizada pelo seu volume (Wh/L) ou peso (Wh/kg), o que pode ser crítico em algumas situações, como na aplicação em veículos elétricos;
- **Taxa de autodescarga:** representa o descarregamento natural de uma bateria ou célula eletroquímica por um processo químico espontâneo. Esta taxa é normalmente apresentada como um percentual de perdas de carga por mês. Esta propriedade pode ser crítica em algumas aplicações como UPS e sistemas de emergência, que podem ficar meses sem realizar ciclos de carregamento e descarregamento. Exemplificando, baterias de chumbo-ácido podem perder de 5 a 30% de sua carga por mês enquanto baterias de Ni-Cd de 3 a 6%;

#### 2.2.2 Comparativo de tecnologias de baterias

A [Tabela 2](#) apresenta as principais tecnologias comerciais existentes hoje para aplicações no SEP (BOICEA, 2014), e suas principais características.

Tabela 2 – Comparativo de tecnologias de baterias eletroquímicas utilizadas em aplicações no SEP. Adaptado de (LINDEN; REDDY, 2011, p. 15.10), (CRESESB-CEPEL, 2014, p. 165).

Tipo de bateria	Chumbo ácido	Íons de lítio	Níquel-cádmio (NiCd)	Níquel-hidreto metálico (NiMH)
Eletrólito	$H_2SO_4$	Polímeros orgânicos	KOH	KOH
Densidade de energia em Wh/kg em Wh/L	20 a 40 50 a 120	90 a 150 230 a 330	30 a 50 100 a 150	40 a 90 150 a 320
Temperatura de operação em °C	-10 a 40	0 a 40	-20 a 50	0 a 45
Eficiência em %	80 a 90	90 a 95	60 a 70	80 a 90
Vida útil em anos em ciclos	3 a 20 250 a 500	- 500 a 1000	3 a 25 300 a 700	2 a 5 300 a 600

Dentre as tecnologias disponíveis hoje, as duas que tem mais chamado atenção para aplicações no SEP são as de chumbo-ácido e íons de lítio. A tecnologia de baterias de chumbo-ácido apesar de ter baixa densidade de energia tem sido adotada em várias aplicações devido a seu baixo custo e alta maturidade tecnológica (BOICEA, 2014). Mesmo que seja uma tecnologia bastante antiga ela continua sendo desenvolvida de forma incremental aumentando sua vida útil, facilitando sua operação, reduzindo mais o custo e melhorando sua performance (MCKEON; FURUKAWA; FENSTERMACHER, 2014).

As baterias de íons de lítio vem chamando bastante atenção de muitos centros de pesquisa e da indústria. Isso se deve ao fato de sua utilização cada vez mais intensiva em aparelhos eletrônicos e veículos elétricos, onde suas alta densidade energética torna sua aplicação favorável. A expansão nestes setores deve resultar em uma redução expressiva de seus custos e também favorecer aplicações estacionárias com a utilização de componentes reciclados utilizados anteriormente em veículos elétricos (EPE, 2019).

### 2.2.3 Modelos de baterias eletroquímicas

Conforme observado nas seções anteriores, as células eletroquímicas secundárias possuem ao mesmo tempo semelhanças que as permitem serem agrupadas e estudadas por meio de propriedades comuns, mas cada uma tem sua própria construção, dinâmica e reações características de funcionamento. Desta forma, diferentes modelos para representação destes comportamentos foram propostos, com seus prós e contras e aplicações a qual

servem. Podem ser listados 4 abordagens distintas para modelagem das características de baterias (NARAYAN et al., 2018):

- **Modelos eletroquímicos:** modelos que buscam representar de forma completa as reações e interações químicas que ocorrem no interior de uma célula. Em geral são mais precisos e complexos, necessitando de detalhamento da construção da célula para representação mais fidedigna do que ocorre em seu interior e os resultados observados;
- **Circuitos elétricos:** modelos que buscam representar o comportamento de uma bateria por meio da associação de diferentes componentes utilizados em circuitos elétricos tais como fontes de tensão, capacitores e resistores. Estes modelos tem como objetivo facilitar a integração destes modelos a simulações de outros circuitos e sistemas elétricos;
- **Modelos matemáticos:** modelos em que são utilizadas relações analíticas entre as grandezas envolvidas;
- **Modelos baseados em redes neurais:** modelagens que conseguem estabelecer relações entre as entradas e saídas pelo processamento de uma enorme quantidade de dados utilizando técnicas de aprendizado de máquina.

As próximas seções apresentam algumas modelagens para as diferentes características de uma bateria e um breve comparativo de diferentes abordagens possíveis.

### 2.2.3.1 Capacidade

Como mostrado na seção [subseção 2.2.1.1](#), existem diferentes fatores que alteram a carga elétrica que pode ser extraída de uma bateria. O principal destes fatores é sua própria corrente de descarga. Peukert publicou em 1897 um artigo em que, após uma série de experimentos com correntes de descarga constantes em baterias ele pode mostrar que o tempo de descarga de uma bateria e sua corrente de descarga podem ser relacionados de uma maneira simples, mostrada na [Equação 2.1](#) (DOERFFEL; SHARKH, 2006).

$$I_d^{pc} t = k \quad (2.1)$$

Onde  $I_d$  é a corrente de descarga,  $pc$  é a chamada constante de Peukert e  $k$  é outro valor constante. No caso de  $pc=1$ , a capacidade extraída de uma bateria não varia conforme a corrente extraída. Para baterias de chumbo-ácido o valor de  $pc$  está por volta de 1,3-1,4 (MEDORA; KUSKO, 2005). A relação de Peukert apesar de bastante simples tem sido usada em uma grande variedade de cenários pela indústria (LINDEN; REDDY, 2011).

Frequentemente esta relação é apresentada em função de parâmetros de capacidade e corrente conhecidos (DOERFFEL; SHARKH, 2006). Tratando estes valores como constantes e assumindo que  $C_{bat} = tI_d$ , chega-se à Equação 2.2 para parametrização de uma bateria.

$$C_{bat} = \frac{k}{I_d^{(pc-1)}} \quad (2.2)$$

Onde:

- $C_{bat}$  é capacidade da bateria para determinada corrente de descarga em Ah;
- $I_d$  é a corrente de descarga da bateria em A;
- $k$  e  $pc$  são constantes determinadas a partir dos dados.

A Figura 7 mostra um exemplo de curva de capacidade e corrente obtida para uma bateria de chumbo-ácido comercial a partir de dados experimentais.

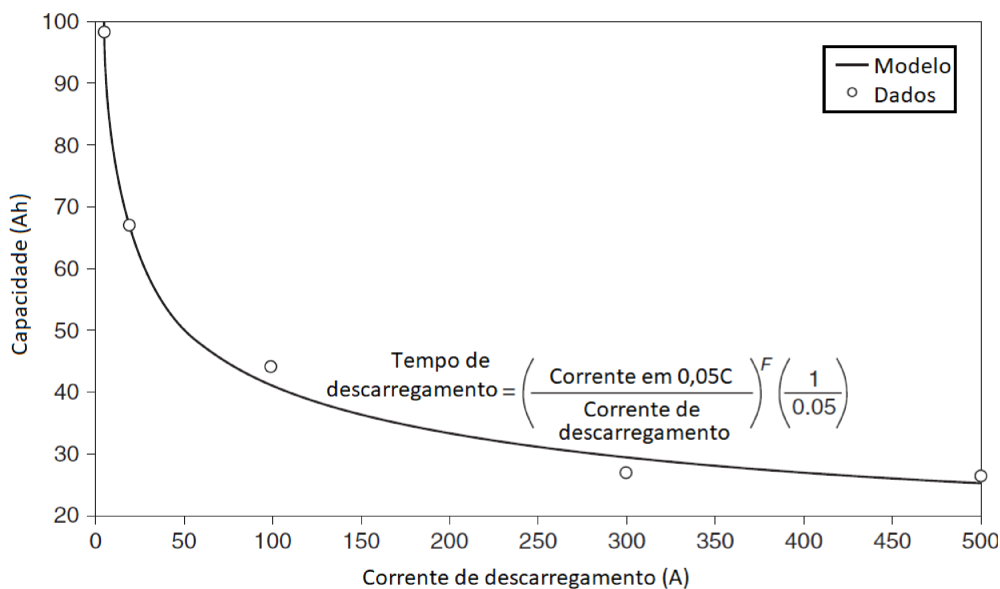


Figura 7 – Curva prevista de capacidade em função da corrente para uma bateria de chumbo-ácido de 100 Ah de capacidade nominal e pontos obtidos empiricamente. Adaptado de (LINDEN; REDDY, 2011, p.6.2)

### 2.2.3.2 Representação do perfil de carregamento e descarregamento

Existem diversas formas de se representar o comportamento observado da tensão de saída de uma bateria em função de seu uso. Diversas variáveis estão envolvidas neste processo, como a corrente de descarga, capacidade, estado de carga e a temperatura. O estado de carga, conhecido também pela sigla SOC ("*state of charge*" em inglês) é a capacidade disponível na bateria em relação à sua capacidade nominal.

A fim de facilitar a integração de modelos de baterias a circuitos e sistemas elétricos, foram criados alguns modelos baseados em componentes de circuitos elétricos, exemplificados na [Figura 8](#). O modelo mais simples é aquele em que a bateria é representada simplesmente como uma fonte de tensão com um resistor. A tensão observada na saída portanto decresce linearmente conforme se aumenta a corrente de descarga devido à queda de tensão no resistor. Este modelo se aplica a situações bem simples, já que não captura várias dinâmicas do funcionamento de uma bateria.

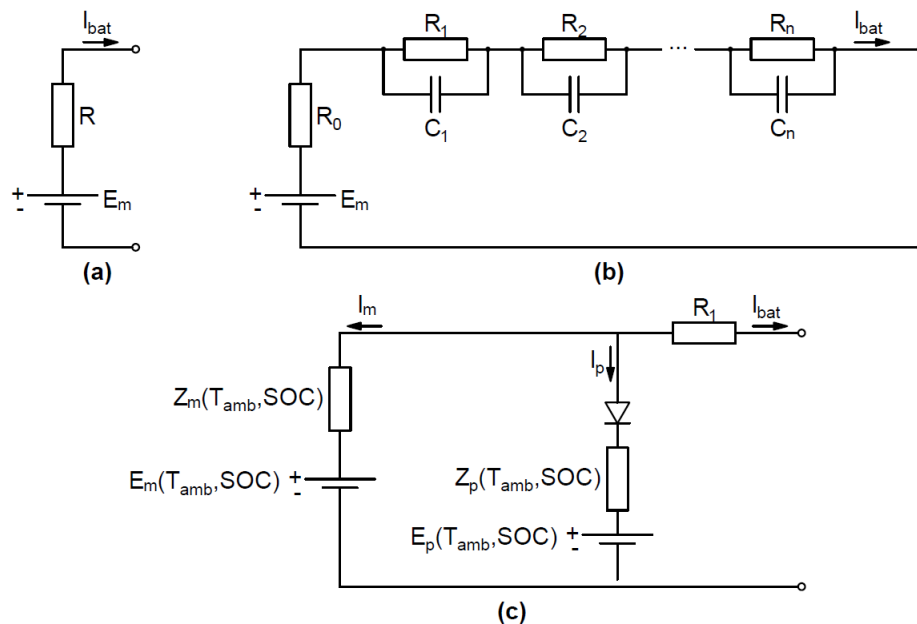


Figura 8 – Modelos de bateria baseados em circuitos elétricos. (a) Modelo baseado em um circuito resistivo simples. (b) Modelo baseado em uma associação de resistores e capacitores (c) Modelo proposto por [Ceraolo \(2000\)](#) com a inclusão da corrente parasita ( $I_p$ ) e no qual os parâmetros do circuito são função do SOC e temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ). Fonte: adaptado de [Ceraolo \(2000\)](#).

A fim de representar melhor a dinâmica de tensão foram desenvolvidos modelos acrescentando elementos como capacitores e outros resistores. De forma ainda mais completa, pode ser incluído um ramo em paralelo à fonte de tensão para representação de perdas e reações secundárias que ocorrem no interior das células eletroquímicas, como no modelo proposto por [Ceraolo \(2000\)](#).

Em geral para estes modelos o processo de ajuste de parâmetros é complexo e existem limitações quanto à variação de temperatura e SOC ([LI; KE, 2011](#)). Quanto melhor se quer representar a curva de tensão observada da bateria, mais elementos de circuito devem ser colocados, tornando o modelo cada vez mais complexo. Como exemplo, ao tentar capturar várias nuances deste processo, o modelo de [Ceraolo \(2000\)](#) se torna complexo, exigindo a identificação de dezenas de parâmetros e testes em laboratório para uma representação adequada do componente estudado ([BARSALI; CERAOLO, 2002](#)).

Modelos matemáticos buscam representar o comportamento observado da tensão de uma bateria de forma analítica, relacionando as entradas e alguns parâmetros ao valor obtido entre os polos do componente. O modelo mais utilizado para tal é o modelo de Shepherd, publicado em 1965 e validado para diversos tipos diferentes de células secundárias (SHEPHERD, 1965), mostrada na Equação 2.3.

$$V_{bat} = E_s - K\left(\frac{Q}{Q - it}\right)i - Ni + Ae^{\left(\frac{-Bit}{Q}\right)} \quad (2.3)$$

Onde:

- $V_{bat}$  é a tensão observada nos polos da bateria em V;
- $E_s$  é um valor de tensão constante em V;
- $K$  é o coeficiente de polarização em  $\Omega.cm^2$ ;
- $Q$  é a quantidade de material ativo em C;
- $i$  é a densidade de corrente em  $\frac{A}{cm^2}$ ;
- $t$  é o tempo passado desde o começo de um descarregamento em s;
- $N$  é a resistência interna em  $\Omega.cm^2$ ;
- $A$  e  $B$  são constantes empíricas adimensionais;

O coeficiente  $K$  também pode ser dado em  $\Omega$ ,  $Q$  em Ah,  $i$  em A e  $N$  em  $\Omega$  de forma a simplificá-la para unidades mais facilmente mensuráveis e disponíveis. Na Equação 2.3 o termo exponencial modela uma variação exponencial que ocorre no começo da curva de descarregamento observada. O termo de polarização, que contém o coeficiente  $K$ , representa

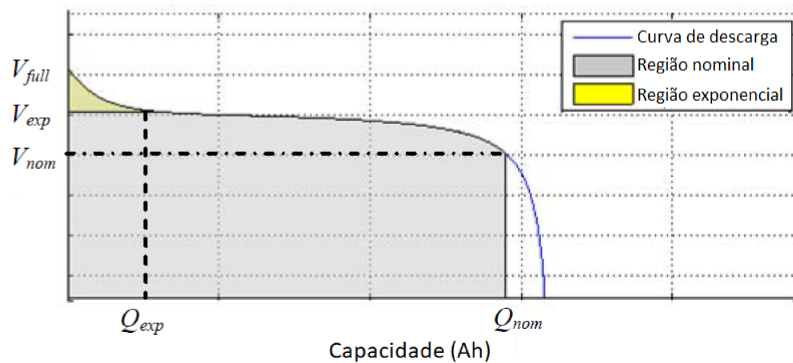


Figura 9 – Curva de descarga típica delimitando a zona exponencial, onde a variação do termo exponencial é mais relevante, a zona nominal e o final do processo de descarregamento onde a variação do termo de tensão de polarização passa a crescer de forma abrupta. Adaptado de (LI; KE, 2011)



a maior parte da variação de tensão, principalmente devido ao crescimento exponencial observado no final de uma curva de carregamento ou descarregamento. A [Figura 9](#) mostra uma curva de descarregamento típica, delimitando alguns pontos relevantes para sua parametrização.

Para modelagem da curva durante o carregamento é possível utilizar a mesma equação, modificando apenas o sinal de todos os termos, exceto a tensão constante, resultando na [Equação 2.4](#) ([SHEPHERD, 1965](#)). Alguns modelos assumem que os parâmetros para o carregamento e o descarregamento são os mesmos, o que embora possa ser válido em alguns casos, é uma simplificação que resulta em ajustes piores das curvas e maiores erros.

$$V_{bat} = E_s + K\left(\frac{Q}{Q-it}\right)i + Ni - Ae^{\left(\frac{-BIat}{Q}\right)} \quad (2.4)$$

Em geral os modelos matemáticos se baseiam inicialmente na relação de Shepherd e modificam ou adicionam termos com o intuito de melhorar o ajuste da curva a dados medidos ou relaxar algumas das premissas do modelo. Em geral estes modelos possuem precisão variando em torno de 5 a 20% ([LI; KE, 2011](#)).

Um dos ajustes mais comuns ao modelo é a adição de um termo de tensão de polarização, dado por  $K\frac{Q}{Q-it}it$  a fim de melhor representar a variação de tensão ao longo do tempo ou para evitar problemas de implementação numérica ([TREMBLAY; DESSAINT; DEKKICHE, 2009](#)).

### 2.2.3.3 Vida útil

A modelagem da vida útil de uma bateria eletroquímica é complexa devido à variedade de efeitos distintos que a afetam. Cada processo de degradação possui suas próprias características e variáveis associadas, e uma modelagem detalhada de todos estes aspectos pode se tornar bastante complexa e pouco eficaz para simulação.

Esta modelagem pode ser realizada de 3 formas distintas ([SAUER; WENZL, 2008](#)):

- **Modelos físico-químicos:** modelos detalhados em que as condições como estado de carga, potencial, temperatura, corrente, concentração de eletrólito e outros aspectos são representados e associados aos mecanismos de degradação da bateria estudada. A construção de modelos deste tipo exige um conhecimento aprofundado da construção e das reações que ocorrem no interior do componente;
- **Modelos de capacidade ponderada:** modelos construídos sob a premissa de que sob determinadas condições a capacidade em Ah e a vida útil de uma bateria é conhecida e previsível. Desvios em relação a estas condições conhecidas causam uma variação na vida útil e capacidade observada;

- **Modelo orientado a eventos:** nesta modelagem uma perda incremental no componente é obtida a partir de determinados eventos bem identificados, como processos de carregamento ou descarregamentos parciais ou completos. Cada evento gera então uma degradação na bateria de maneira iterativa. Essa abordagem é bastante conhecida e usada na engenharia mecânica, por meio da chamada curva de Wöhler ou curva S-N, para representação da fadiga mecânica de um material.

Os modelos eletroquímicos exigem que para cada composição química e forma de construção da bateria seja feito um modelo distinto para representação adequada dos fatores, como o proposto por [Schiffer et al. \(2007\)](#) para baterias de chumbo-ácido. As outras abordagens são simplificadas e como se baseiam em dados empíricos e relações mais gerais permitem que sejam transpostas para outras tecnologias e construções, modificando apenas os parâmetros, como as modelagens propostas por [Narayan et al. \(2018\)](#) e [Marano et al. \(2009\)](#).

## 2.3 Geração de energia fotovoltaica

A geração de energia fotovoltaica é a conversão da radiação luminosa proveniente do sol em energia elétrica por meio de um fenômeno físico conhecido como *efeito fotovoltaico*, observado pela primeira vez por Edmond Becquerel em 1839 mas que pode ser completamente descrito somente após o desenvolvimento da mecânica quântica. O efeito consiste na absorção da energia contida nos fótons da radiação luminosa por materiais semicondutores

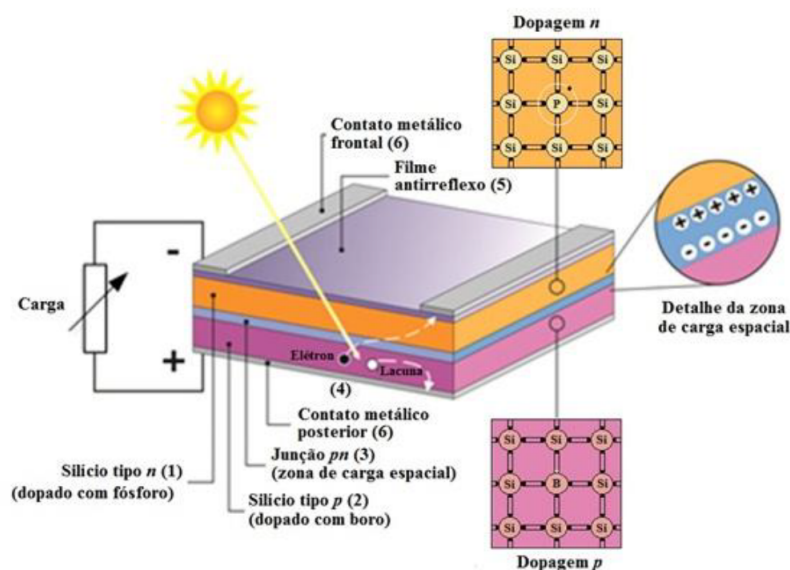


Figura 10 – Construção de uma célula fotovoltaica de silício típica (1) região do tipo n (2) região do tipo p (3) zona da junção  $p-n$  e formação do campo elétrico (4) geração do par elétron-lacuna (5) filme antirreflexo (6) contatos metálicos. Retirado de ([CRESESB-CEPEL, 2014, p.112](#)).

de forma a quebrar ligações químicas nestes materiais liberando cargas elétricas. Em materiais sem nenhum tipo de tratamento, estas cargas elétricas desaparecem rapidamente devido a recombinações em seu interior. Para que elas sejam eficientemente aproveitadas para geração de eletricidade é necessário fazer uma série de tratamentos físico-químicos no material e uma construção especial. Nos dispositivos de silício existentes hoje é criada uma junção *pn* de forma a criar um campo elétrico interno que separa as cargas elétricas, gerando uma diferença de potencial. Este dispositivo por sua vez é conectado a um circuito elétrico externo (ZILLES et al., 2012). A Figura 10 mostra uma construção típica de uma célula fotovoltaica de silício.

Observa-se em uma célula fotovoltaica submetida a uma determinada radiação luminosa características típicas de tensão e corrente elétrica. Esta curva típica está mostrada na Figura 11.

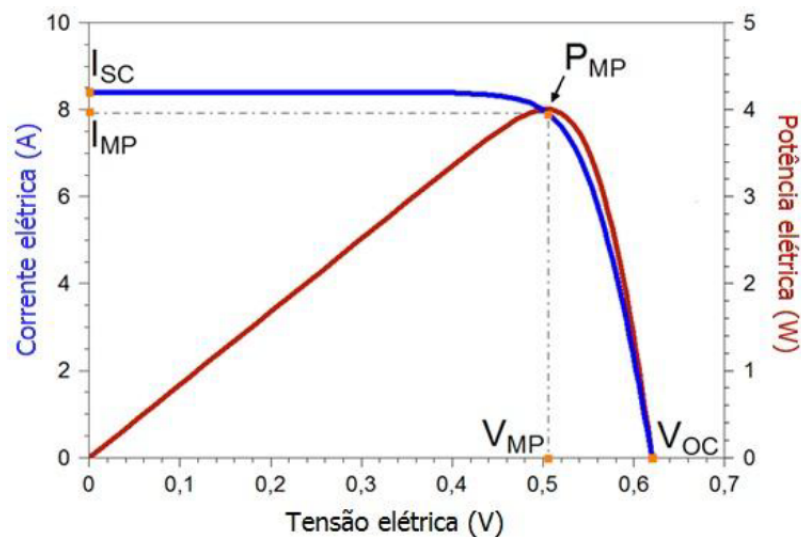


Figura 11 – Curva característica (I-V) de uma célula fotovoltaica. Retirado de (CRESESB-CEPEL, 2014, p.120).

Cabe salientar nesta curva alguns pontos que caracterizam o dispositivo:

- $I_{sc}$ : corrente obtida de uma célula quando há incidência de luz e seus terminais estão diretamente ligados;
- $V_{oc}$ : tensão obtida de uma célula quando há incidência de luz e ela se encontra sem cargas ligadas;
- $P_{mp}$ : ponto de máxima potência obtido a partir da curva característica da célula;
- $I_{mp}$ : corrente obtida de uma célula quando ela se encontra operando em  $P_{mp}$ ;
- $V_{mp}$ : tensão obtida de uma célula quando ela se encontra operando em  $P_{mp}$ ;

Em uma célula fotovoltaica o aumento da irradiância (potência da radiação luminosa recebida) causa aumento na corrente obtida, sendo este o principal fator de variabilidade na potência obtida na saída do componente. O aumento na temperatura da célula causa um leve aumento na corrente mas um efeito muito maior na redução da tensão, reduzindo a potência obtida. Desta forma, em uma célula exposta ao tempo a curva típica observada na [Figura 11](#) varia conforme as condições ambientais. Para se obter a máxima potência, é imprescindível a utilização de um conversor de potência com algoritmo de Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM, também conhecido pela sigla MPPT em inglês) capaz de variar a tensão de entrada do módulo a fim de extrair o máximo de energia dadas as condições de operação.

Os chamados módulos fotovoltaicos são construídos pela interligação elétrica de células semelhantes que são encapsuladas para garantir sua proteção, com o objetivo de gerar energia elétrica ([CRESESB-CEPEL, 2014](#)). A associação de diversos módulos em série ou paralelo por sua vez compõem um arranjo fotovoltaico. Esta modularidade e flexibilidade na construção de arranjos é uma das características que tornam a energia fotovoltaica adequada à geração distribuída.

Quando células ou módulos fotovoltaicos de características elétricas semelhantes são associados em série a tensão do dispositivo resultante é igual a soma da tensão dos dispositivos que o compõem. A associação em paralelo leva à soma de suas correntes. Ao final o dispositivo resultante possui uma curva de características semelhantes às da [Figura 11](#).

O principal fator para dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado a rede é a irradiação solar, já que sua potência de saída é diretamente proporcional à

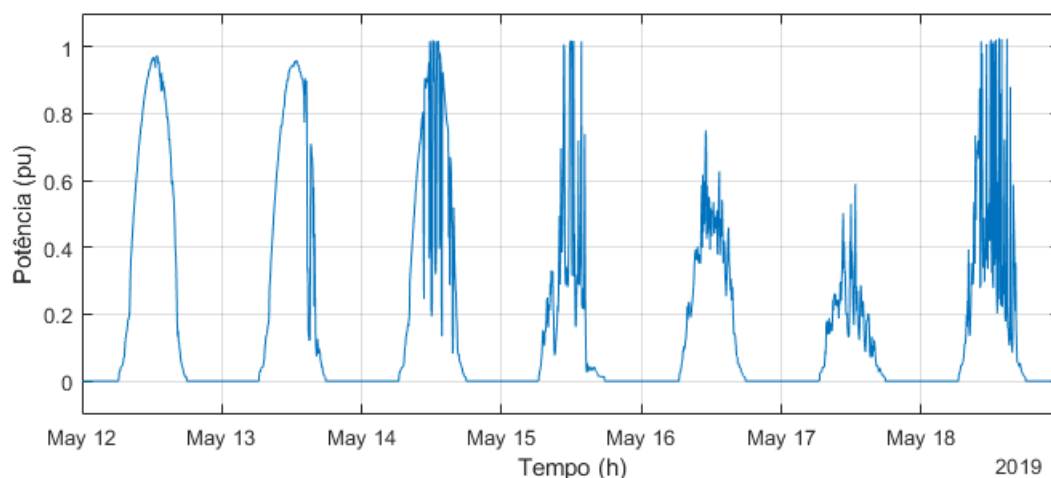


Figura 12 – Exemplo de curva de geração fotovoltaica ao longo de alguns dias, utilizando os dados usados na modelagem do trabalho, a ser apresentada na [subseção 3.3.1](#). Fonte: próprio autor.

irradiância recebida. Isto pode levar a variações bruscas de potência, por exemplo, com a passagem de nuvens, resultando na intermitência intrínseca deste tipo de geração. A [Figura 12](#) mostra um exemplo de geração ao longo do período de alguns dias, onde é possível perceber a intermitência da potência gerada por um sistema fotovoltaico.

### 2.3.1 Componentes de um sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica

Um sistema fotovoltaico é um sistema de conversão de radiação solar em energia elétrica, composto por um bloco gerador formado por 1 ou mais arranjos fotovoltaicos, um inversor de potência e opcionalmente cargas e um sistema de armazenamento ([CRESESB-CEPEL, 2014](#)). Os primeiros sistemas fotovoltaicos eram destinados a sistemas isolados para abastecimento de cargas distantes da rede elétrica convencional. A partir do final da década de 90 as aplicações de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede elétrica (SFCR) passaram a ocupar lugar cada vez mais expressivo ([ZILLES et al., 2012](#)), dando origem a aplicações como aquelas exploradas neste trabalho. A [Figura 13](#) mostra os principais componentes de um SFCR.

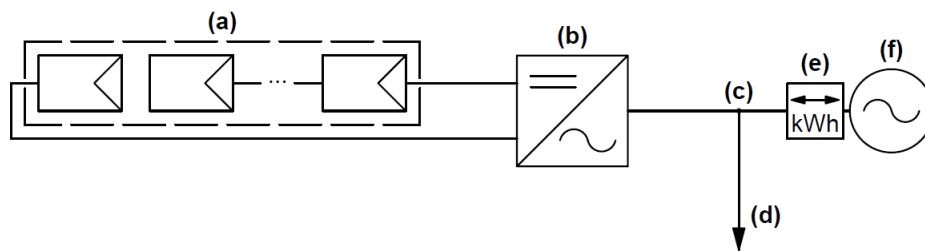


Figura 13 – Figura representativa dos principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (a) arranjo fotovoltaico (b) inversor fotovoltaico (c) ponto de acoplamento comum à rede (d) cargas (e) medição bidirecional de energia (f) rede elétrica. Fonte: próprio autor.

Além da configuração de um SFCR conforme mostrado na [Figura 13](#), existem também aplicações de sistemas fotovoltaicos como sistemas isolados, que podem ter sistemas de armazenamento de energia para que seja possível o acionamento das cargas de forma independente da geração, e grandes usinas centralizadas. Este trabalho irá focar nos SFCR combinados com um sistema de armazenamento de energia em baterias, que está ligado ao conceito de geração distribuída.

### 2.3.2 Modelo para a geração fotovoltaica

A modelagem de um sistema fotovoltaico para previsão de sua geração também pode ser realizada de diferentes formas. A [Equação 2.5](#) mostra a equação típica de funcionamento de uma célula ideal, retirada da teoria de semicondutores ([VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009](#)).

$$I = I_{pv,cell} - I_d = I_{pv,cell} - I_{0,cell} \left[ e^{\left(\frac{qV}{akT}\right)} - 1 \right] \quad (2.5)$$

Onde:

- $I$  é a corrente retirada de uma célula fotovoltaica em A;
- $I_{pv,cell}$  é a corrente gerada pela irradiância recebida em A;
- $I_d$  é a equação de diodo Shockley em A;
- $I_{0,cell}$  é a corrente de saturação reversa em A;
- $q$  é a carga de um elétron ( $1,60217646 \times 10^{-19}$  C);
- $k$  é a constante de Boltzmann ( $1,3806503 \times 10^{-23}$  J/K);
- $T$  é a temperatura da junção  $pn$  em K;
- $a$  é o fator de idealidade do diodo.

A [Equação 2.5](#) representa uma célula ideal. Para aproximar este modelo de um arranjo de células ou módulos fotovoltaicos é necessário acrescentar alguns parâmetros que incluam os efeitos das conexões existentes, como mostrado na [Equação 2.6](#).

$$I = I_{pv} - I_0 \left[ e^{\left(\frac{V + R_s I}{V_t a}\right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2.6)$$

Onde:

- $I$  é a corrente obtida do arranjo em A;
- $I_{pv}$  é a corrente fotovoltaica calculada na [Equação 2.5](#) em A;
- $I_0$  é a corrente de saturação do arranjo;
- $V$  é a tensão do arranjo em V;
- $R_s$  é a resistência série resultante do arranjo, em  $\Omega$ ;
- $R_p$  é a resistência paralelo resultante do arranjo, em  $\Omega$ .

Utilizando a [Equação 2.5](#) é possível representar uma célula ou arranjo pelo circuito equivalente mostrado na [Figura 14](#). Com o correto ajuste dos parâmetros como proposto por [Villalva, Gazoli e Filho \(2009\)](#) os resultados de corrente e tensão obtidos geram a mesma curva mostrada na [Figura 11](#).

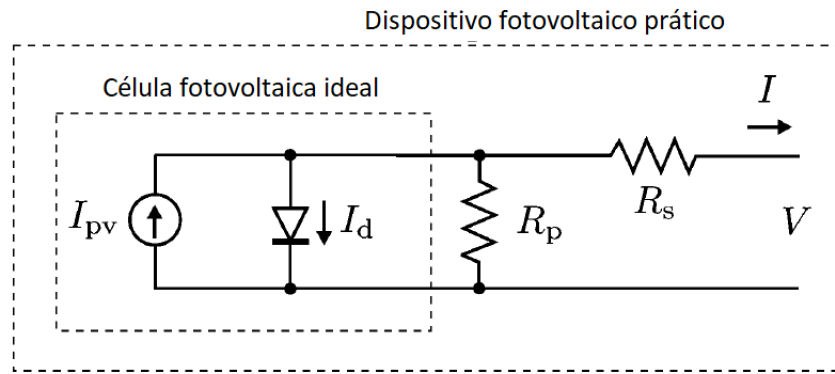


Figura 14 – Circuito equivalente para modelagem de uma célula fotovoltaica. Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

Para representação da geração obtida por um SFCR, é preciso modelar ainda os demais componentes que compõem o sistema como aqueles mostrados na Figura 13. Em um SFCR real existem ainda diversas perdas para aproveitamento da geração fotovoltaica, como na conversão de energia no inversor, cabeamento, descasamento de módulos, temperatura, redução na irradiância recebida devido a sujeira, indisponibilidade de rede e falhas de componentes. Estes aspectos podem ser representados pelo PR (*Performance Ratio* ou performance global do sistema) e  $Y_f$  (*produtividade do sistema* - relação entre o valor médio da energia entregue à carga e a potência nominal do gerador), mostrados na Equação 2.7 e Equação 2.8 (MARION et al., 2005).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2.7)$$

$$Y_f = \frac{E}{P_0} [kWh/kWp] \quad (2.8)$$

Onde:

- $Y_r$  é a irradiância total no plano do módulo fotovoltaico dividido por uma irradiância de referência, dada em horas;
- $E$  é a energia total obtida pelo sistema fotovoltaico;
- $P_0$  é a potência nominal em corrente contínua do sistema fotovoltaico.

Devido principalmente às perdas por temperatura nas células, o PR de um sistema varia ao longo do ano, mas em geral fica entre 0,6 e 0,8 (MARION et al., 2005). Conhecendo a irradiância  $Y_r$  em um determinado período de tempo, é possível estimar a produção de energia aplicando um determinado valor de PR à Equação 2.7 e de potência do sistema fotovoltaico à Equação 2.8.



O valor de irradiação em determinado local pode ser obtido por meio de dados históricos, como aqueles que podem ser visualizados no Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017), a principal referência destes dados no Brasil. Em geral os dados disponíveis são de irradiação no global no plano horizontal (GHI), irradiação normal direta (DNI) e irradiação horizontal difusa (DHI). A fim de obter a irradiação que chega ao plano exato em que está instalado o arranjo, é necessário utilizar modelos de transposição destes dados para as condições desejadas (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

## 2.4 Sistemas híbridos de geração de energia

Por sistemas híbridos de geração de energia se entende um sistema que utiliza mais de uma fonte de energia para geração de energia elétrica de forma otimizada e com custos mínimos (BARBOSA, 2006). Um sistema de armazenamento de energia também é visto como uma fonte de energia, já que sua utilização complementa as demais fontes e pode até mesmo suprir completamente o sistema na falta das demais. Por simplificação o termo sistema híbrido será utilizado nesta dissertação para se referir aos sistemas compostos por um gerador distribuído fotovoltaico e um banco de baterias conectados à rede elétrica em uma UC, que é o foco deste trabalho.

Desde a década de 70 vários países começaram a diversificar sua matriz energética investindo, entre outras tecnologias, em recursos renováveis e na geração distribuída. Esse desenvolvimento se deu em resposta às crises do petróleo, crescentes preocupações ambientais, necessidade de aumento da confiabilidade e qualidade dos sistemas de potência, abertura do setor elétrico e aumento das restrições à expansão dos sistemas de transmissão e distribuição (FADIGAS, 2017). A evolução da geração distribuída fotovoltaica, que tornou diversos consumidores conectados ao SEP também produtores de energia, abriu também espaço para a aplicação do armazenamento de energia em pequenas unidades consumidoras. Assim como os sistemas fotovoltaicos, a utilização de baterias eletroquímicas tem boa flexibilidade operativa e locacional. A associação com a geração própria permite o acréscimo de serviços ao consumidor tais como back-up, arbitragem e compensação das variabilidades da geração intermitente (EPE, 2019). Para um consumidor que já possua geração própria, é possível acrescentar o armazenamento com a substituição dos conversores de potência existentes ou o acréscimo de outros conversores, conforme será mostrado na [subseção 2.4.2](#).

No Brasil, existem algumas situações que podem tornar interessante a aplicação de baterias em unidades consumidoras, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia: possibilitar o aumento do autoconsumo na micro e minigeração distribuída, a mudança de pequenas UCs (Unidades Consumidoras) para a tarifa branca e a substituição da geração de diesel no horário de ponta (HP). Estima-se que para o caso de baterias



de íons de lítio, levando em conta os altos custos, aspectos regulatórios, tributários e de mercado, projeta-se que a viabilidade econômica deve ocorrer somente por volta de 2026 (MME, 2020).

A Figura 15 mostra os principais componentes de um sistema híbrido conectado à rede. A medição bidirecional pode existir ou não, dependendo da aplicação permitir injeção de potência na rede de distribuição ou não. Podem também existir cargas ligadas ou não ao conversor.

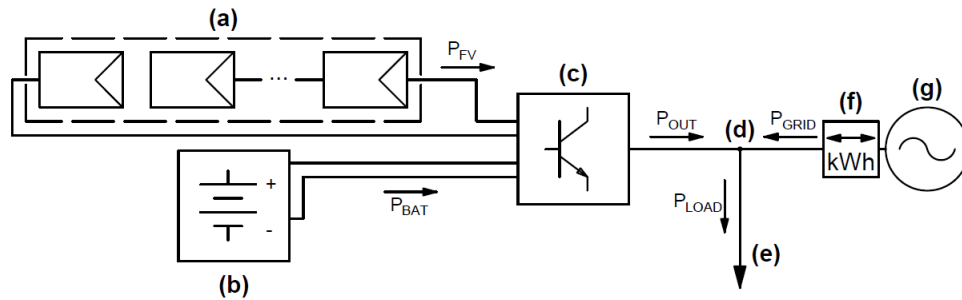


Figura 15 – Figura representativa dos principais componentes de um sistema híbrido conectado à rede elétrica (a) arranjo fotovoltaico (b) sistema de armazenamento de energia (c) conversor(es) de potência (d) ponto de acoplamento comum à rede (e) cargas (f) medição bidirecional de energia (g) rede elétrica. Fonte: próprio autor.

O fluxo de potência de um sistema híbrido está representada na Equação 2.9, com as respectivas convenções para sentido dos fluxos adotadas neste trabalho.

$$P_{OUT} + P_{GRID} = P_{BAT} + P_{FV} + P_{GRID} = P_{LOAD} \quad (2.9)$$

Onde:

- $P_{OUT}$  é a potência de saída do conversor híbrido, sendo positiva quando é injetada energia na carga e/ou na rede e negativa durante o carregamento da bateria;
- $P_{GRID}$  é a potência da rede, sendo positiva quando ela alimenta a carga e/ou o sistema de baterias e negativa quando há injeção de energia na rede;
- $P_{BAT}$  é a potência da bateria, sendo positiva para descarregamento e negativa durante seu carregamento;
- $P_{FV}$  é a potência de geração fotovoltaica, sempre positiva ou igual a zero;
- $P_{LOAD}$  é a potência demandada pela carga, sempre positiva ou igual a zero.

## 2.4.1 Aplicações de sistemas híbridos conectados à rede elétrica

Nesta seção são apresentadas algumas das aplicações de sistemas compostos por geração fotovoltaica e baterias eletroquímicas para o consumidor final, também chamadas de aplicações atrás do medidor ("*behind the meter*"). Na [subseção 2.4.2](#) são mostradas as topologias de conversores que permitem estas aplicações assim como os algoritmos para realizá-las.

### 2.4.1.1 Alimentação de emergência

Fontes de alimentação ininterrupta, bastante conhecidas como *no-breaks* ou pela sigla em inglês UPS, são alimentadores capazes de suprir energia elétrica para determinadas cargas na ausência da rede elétrica de distribuição ligada à instalação. Tais sistemas já são bastante comuns em diversas aplicações com o uso de geradores a diesel ou baterias em determinadas situações.

Devido à presença do componente armazenamento de energia em sistemas híbridos, é possível conectar cargas ao conversor de potência e operá-las quando falta a rede de energia elétrica da concessionária. Em geral são escolhidos algumas cargas críticas para esta alimentação, já que geralmente a alimentação direta de todas as cargas de uma instalação demandaria um banco de baterias muito grande e dispendioso. Cabe ressaltar que nem todos os conversores podem ser utilizados para esta aplicação, já que é necessário que o inversor possua a capacidade de funcionar sem a presença da rede elétrica ([FIGUEREDO; BET, 2016](#)).

As normas técnicas aplicada aos inversores fotovoltaicos comercializados hoje no Brasil, as NBRs 16149:2013 e 16150:2013 e a IEC 62116:2012, não permitem a operação ilhada do conversor, devendo se desligar completamente da rede elétrica e de quaisquer cargas na ausência de rede elétrica, a chamada proteção de anti-ilhamento. Neste sentido estão sendo desenvolvidas normas técnicas nacionais aplicáveis a inversores híbridos e alguns modelos estão sendo disponibilizados comercialmente, antevendo a demanda. Cabe salientar que o Prodist, que regulamenta o setor de distribuição de energia no Brasil, permite a operação ilhada de sistemas de geração, desde que desconectados fisicamente da rede de distribuição ([ANEEL, 2017](#)).

### 2.4.1.2 Deslocamento do consumo e arbitragem de energia

Em UCs com sistemas híbridos a energia produzida pelo sistema fotovoltaico pode ser armazenada para utilização em um momento mais conveniente do ponto de vista econômico ([FIGUEREDO; BET, 2016](#)) utilizando a estratégia conhecida pelo termo *time-shifting*. Dentro da estrutura tarifária de distribuição de energia no Brasil, isto significa o armazenamento da energia produzida ao longo do dia para injeção no horário de ponta (HP) para consumidores do grupo A (atendidos em média ou alta tensão), ou injeção

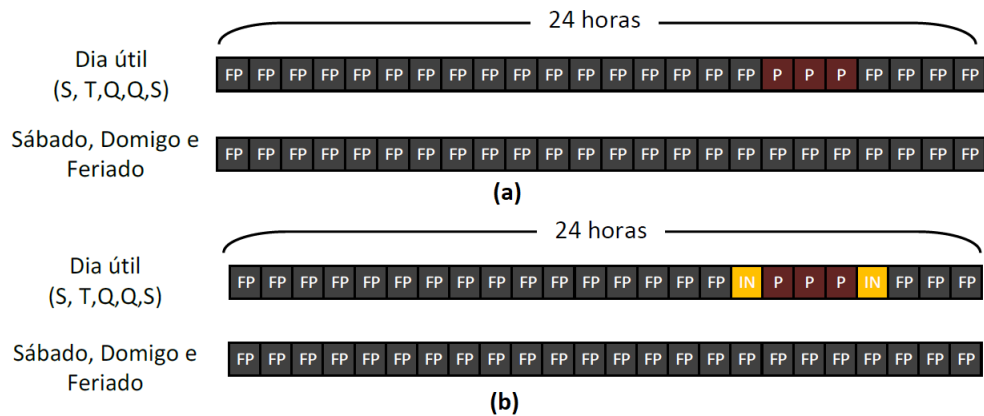


Figura 16 – Estrutura de horários tarifários para (a) consumidores do grupo A (b) consumidores do grupo B aderentes à tarifa branca. Na figura FP corresponde ao horário fora de ponta, IN ao horário intermediário e P ao horário de ponta. Retirado de ANEEL (2010).

no horário intermediário (HI) ou de ponta para os consumidores do grupo B (atendidos em baixa tensão) aderentes à tarifa branca. O horário de ponta é definido para cada distribuidora conforme os horários de maior demanda em seu sistema e é um período de 3 horas consecutivas. O horário intermediário corresponde à hora imediatamente antes e depois do horário de ponta e possui um preço de energia menor do que no horário de ponta e maior do que no horário fora de ponta (HFP). A Figura 16 mostra esta estrutura tarifária.

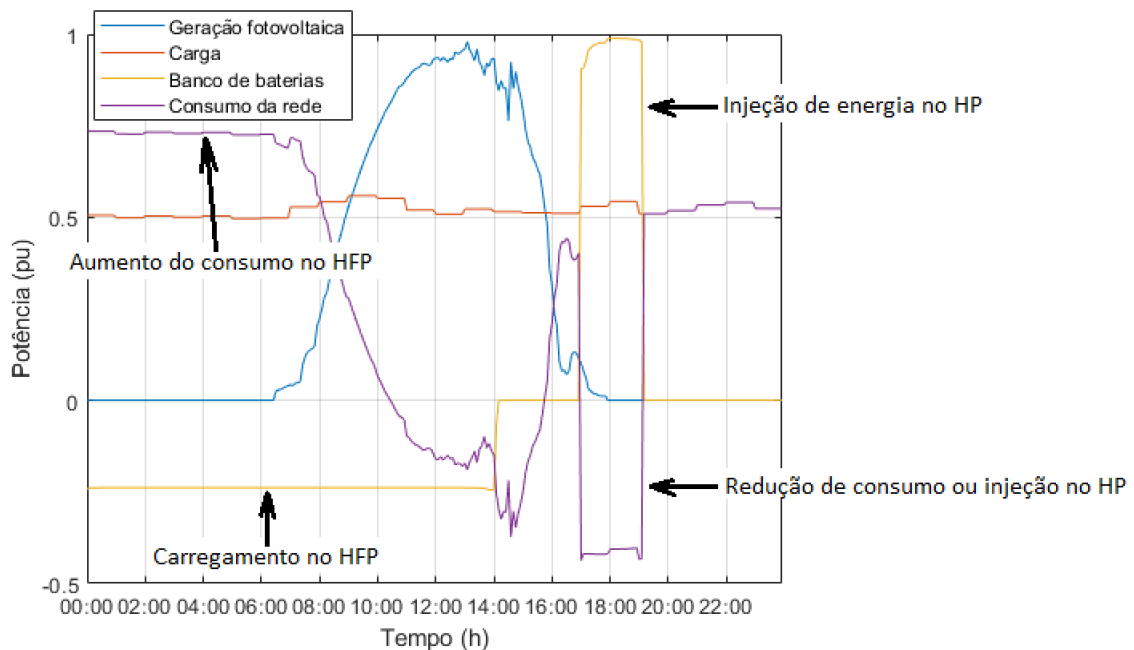


Figura 17 – Fluxo de potência observado em um sistema híbrido com função de deslocamento do consumo. Fonte: próprio autor.

Na Figura 17 é mostrado um exemplo de fluxo de potência de um sistema híbrido

com função de deslocamento do consumo instalado na área de atuação da Cemig, onde o horário de ponta ocorre entre as 17h e as 20h (CEMIG, 2020a).

De forma similar, sistemas híbridos podem realizar a arbitragem de energia, em que o consumidor utiliza o sistema de armazenamento para controlar os momentos em que ele compra e vende energia da rede, controlando o consumo e injeção na rede, observando os preços praticados. A possibilidade de realização de arbitragem depende da granularidade temporal de preço e seu comportamento. No Brasil a adoção em janeiro de 2021 de PLD horário, em que o Preço de Liquidação das Diferenças para os clientes do mercado livre será computado a cada hora, refletindo as condições de operação do SEP, esta aplicação pode se tornar mais uma fonte de receita ou redução de custos de autoprodutores (EPE, 2019).

#### 2.4.1.3 Maximização do autoconsumo / autossuficiência

Além do deslocamento programado do consumo, um sistema híbrido pode ser programado para redução do fluxo de energia entre a unidade consumidora e a rede elétrica. Esse processo é vantajoso em um sistema de tarifas *feed-in* em que o valor pago pela energia importada da rede é maior do que o valor recebido pela energia injetada (FIGUEREDO; BET, 2016). A regulamentação da GD no Brasil hoje reduz a atratividade desta opção, já que a energia injetada na rede tem o mesmo valor da energia consumida, com pequenas diferenças entre estes dois valores em alguns estados devido à tributação. A revisão desta regulamentação que propõe diferenças na valoração da energia injetada e consumida pode tornar interessante esta aplicação (EPE, 2019). Outra situação em que esta estratégia pode ser interessante é a dos consumidores que não podem ou pretendem injetar energia na rede por limitações da rede ou instalação elétrica.

O autoconsumo pode ser definido como a parcela de geração própria consumida dentro da UC na qual está instalado, sem passar pela interface com a rede de distribuição. Ela pode ser calculada utilizando a definição de potência de autoconsumo, mostrada na Equação 2.10, e a taxa de autoconsumo, mostrada na Equação 2.11 (LUTHANDER et al., 2016).

$$P_{sc} = \min[P_{LOAD}, P_{FV}(t) + P_{BAT}(t)] \quad (2.10)$$

$$\varphi_{sc} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{sc}(t) dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV}(t) dt} \quad (2.11)$$

Onde:

- $P_{sc}$  é a potência de autoconsumo em W;

- $P_{LOAD}$  é a potência demandada pela carga em W;
- $P_{FV}$  é a potência de geração fotovoltaica em W;
- $P_{BAT}$  é a potência do sistema de armazenamento em W;
- $\varphi$  é a taxa de autoconsumo;
- $t_1$  e  $t_2$  delimitam o espaço de tempo considerado em s.

A potência autoconsumida  $P_{sc}$  é o menor valor entre a energia de carga e energia proveniente do sistema híbrido, que contém os componentes fotovoltaico ( $P_{FV}$ ) e de armazenamento ( $P_{BAT}$ ). Quando ocorre um descarregamento da bateria  $P_{BAT} > 0$  e durante o carregamento  $P_{BAT} < 0$ .

De acordo com [Luthander et al. \(2016\)](#) UCs com sistemas fotovoltaicos próprios apresentam uma taxa de autoconsumo em geral entre 15% e 56%. Este valor depende bastante da simultaneidade entre geração e consumo. A partir da informação de demanda da carga e geração de energia ou do fluxo de potência no PAC o sistema de armazenamento pode realizar a gestão da energia estocada de forma a reduzir o fluxo entre a rede e a unidade consumidora, como mostrado na [Figura 18](#).

#### 2.4.1.4 Redução da demanda de pico

A estratégia de redução de demanda de pico consiste na utilização do sistema de armazenamento de energia para suprimento de energia quando a demanda de potência

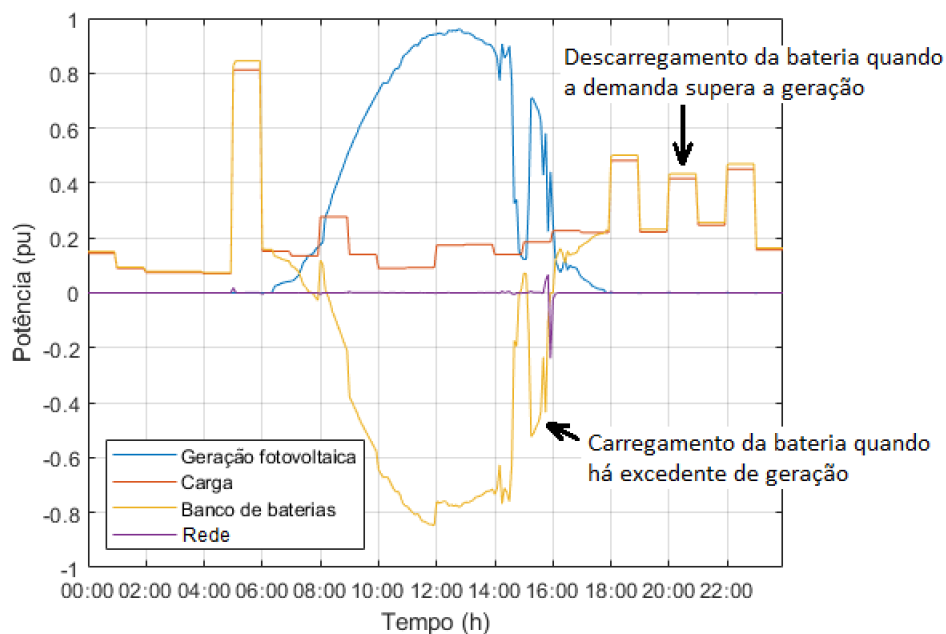


Figura 18 – Fluxo de potência observado em um sistema híbrido com função de maximização do autoconsumo. Fonte: próprio autor.

da rede de distribuição ultrapassa determinado valor. Desta forma, reduz-se a demanda máxima deste consumidor. Esta estratégia pode ser utilizada para redução do valor de demanda contratada junto à distribuidora (para consumidores do grupo A que pagam uma parcela relativa à demanda) ou como uma forma de suprir a potência necessária para alimentação das cargas quando existem outras restrições, como a potência nominal dos transformadores instalados e necessidade de adequação de proteções.

Na [Figura 19](#) é mostrado um exemplo de fluxo de potência de um sistema híbrido com função de redução de demanda de pico.

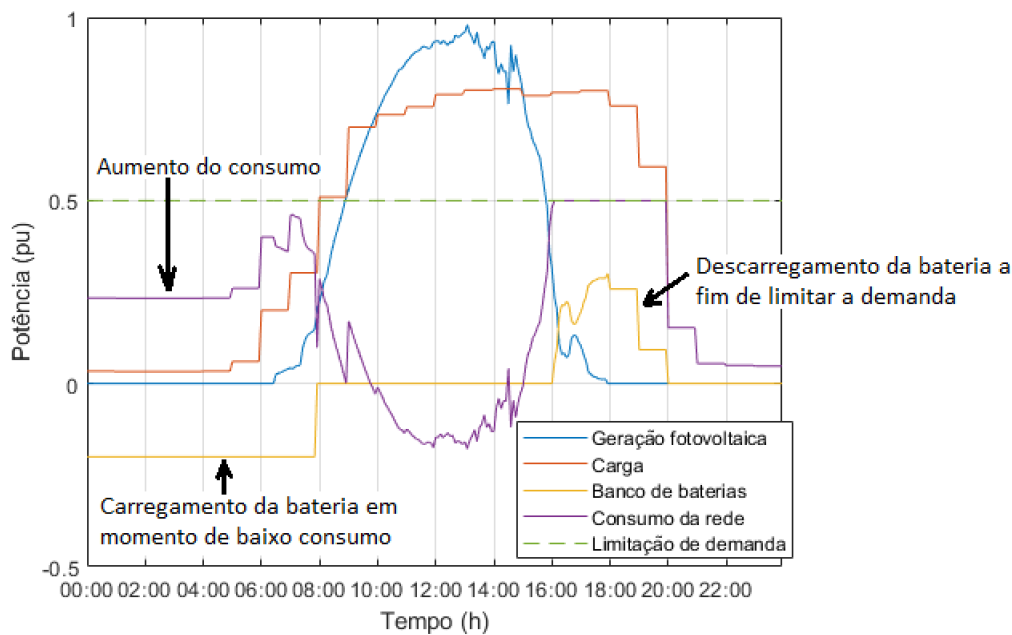


Figura 19 – Fluxo de potência observado em um sistema híbrido com função de redução da demanda de pico. Fonte: próprio autor.

#### 2.4.1.5 Redução de perdas devido a limitação da potência fotovoltaica ("*curtailment*")

Em algumas instalações de GD fotovoltaica a rede elétrica de distribuição pode não estar preparada para receber um fluxo de potência reverso igual à potência fotovoltaica que se deseja instalar, impondo ao gerador limitações quanto a potência máxima injetada. Em um sistema sem armazenamento isto causa perdas já que ele não poderá injetar potência acima de determinado valor mesmo que seus arranjos o possam fazer. Um sistema de armazenamento pode ser programado para armazenar este excedente e injetá-lo no momento mais apropriado.

O funcionamento desta estratégia de gerenciamento da bateria é semelhante à da redução da demanda de pico, mostrada na [subseção 2.4.1.4](#). Esta aplicação pode ser interessante caso o benefício ao operador da rede de uma potência injetada reduzida seja

maior que a compensação paga ao produtor ou se a instalação de um sistema de potência superior à disponibilidade da rede é viável (LUTHANDER et al., 2016).

### 2.4.2 Conversores de potência para sistemas híbridos

O desenvolvimento da eletrônica de potência é uma das principais propulsoras de uma série de desenvolvimentos que estão ocorrendo tais como: a geração distribuída, fontes renováveis e intermitentes de energia, veículos elétricos, micro-redes, armazenamento de energia, formando o conceito de "smart grid". Para o sucesso de tais aplicações a evolução de dispositivos semicondutores, topologias de conversores, máquinas e acionamentos elétricos, técnicas de controle, desenho e simulação auxiliados por computadores e a microeletrônica tem um papel fundamental no enfrentamento dos desafios do setor de energia e ambientais da atualidade (MOLINA, 2017).

Para a integração de um sistema de armazenamento de energia e geração fotovoltaica os conversores podem ser classificados de duas formas, de acordo com a ligação do sistema de baterias ao sistema: acoplamento em c.c. ou c.a. Em um sistema com acoplamento c.c. a bateria é conectada a um conversor cuja saída está ligada ao estágio intermediário do inversor fotovoltaico, o link c.c. No acoplamento c.a. as baterias são desacopladas do sistema de geração fotovoltaica por um conversor independente para o armazenamento. Um sistema com acoplamento em c.a torna mais fácil e menos custosa a atualização de um sistema fotovoltaico existente (LI; DANZER, 2014). No entanto, pode ser mais difícil a integração entre os 2 sistemas para interação entre os componentes e implementação de algumas aplicações. O acoplamento da bateria ao sistema pode acontecer ainda via um conversor multiportas compartilhado com a geração fotovoltaica ou pela inserção do banco de baterias no estágio intermediário (link c.c.) de um conversor fotovoltaico (BHATTACHARJEE; KUTKUT; BATARSEH, 2019). A Figura 20 mostra as duas formas de conexão e os estágios intermediários de conversão típicos.

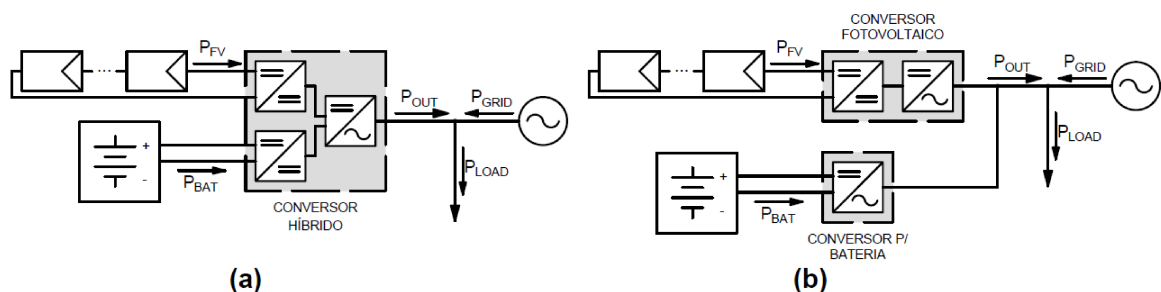


Figura 20 – Arquiteturas de conversores para sistemas híbridos (a) Acoplamento c.c. (b) Acoplamento c.a. (BHATTACHARJEE; KUTKUT; BATARSEH, 2019).

Os estágios identificados na Figura 20 podem ser implementados por diferentes topologias tais como conversores buck-boost para os estágios c.c.-c.c. e inversores monofá-

sicos ou trifásicos em ponte para a conversão c.c.-c.a.. O conversor dedicado à bateria no caso do acoplamento c.a. pode ainda ter mais de um estágio para a implementação de um estágio c.c.-c.c. responsável pelo controle de carregamento e descarregamento da bateria de forma otimizada (FAKHAM; LU; FRANCOIS, 2011).

A fim de gerir os diferentes fluxos de potência e atender as referências de tensão, corrente e potência, é necessário um sistema de controle dividido em diferentes níveis hierárquicos. A Figura 21 mostra um exemplo dos diferentes níveis de controle que devem ser implementados em um conversor. Podem ser identificados ao menos 3 níveis de controle, listados abaixo com suas respectivas funções (FAKHAM; LU; FRANCOIS, 2011):

- **Unidade de controle de potência:** cálculo das referências de potência para cada um dos componentes do sistema;
- **Unidade de controle automático:** aplicação de algoritmos e sinais para satisfazer as referências de corrente e tensão;
- **Unidade de controle de chaveamento:** aplicação dos sinais aos semicondutores para controle da abertura e fechamento das chaves eletrônicas;

Cabe salientar que em um sistema com acoplamento c.a., um sistema de comunicação entre os conversores e a capacidade de um deles de implementar os níveis mais altos de controle permite que sejam possíveis as mesmas aplicações de um sistema com acoplamento c.c..



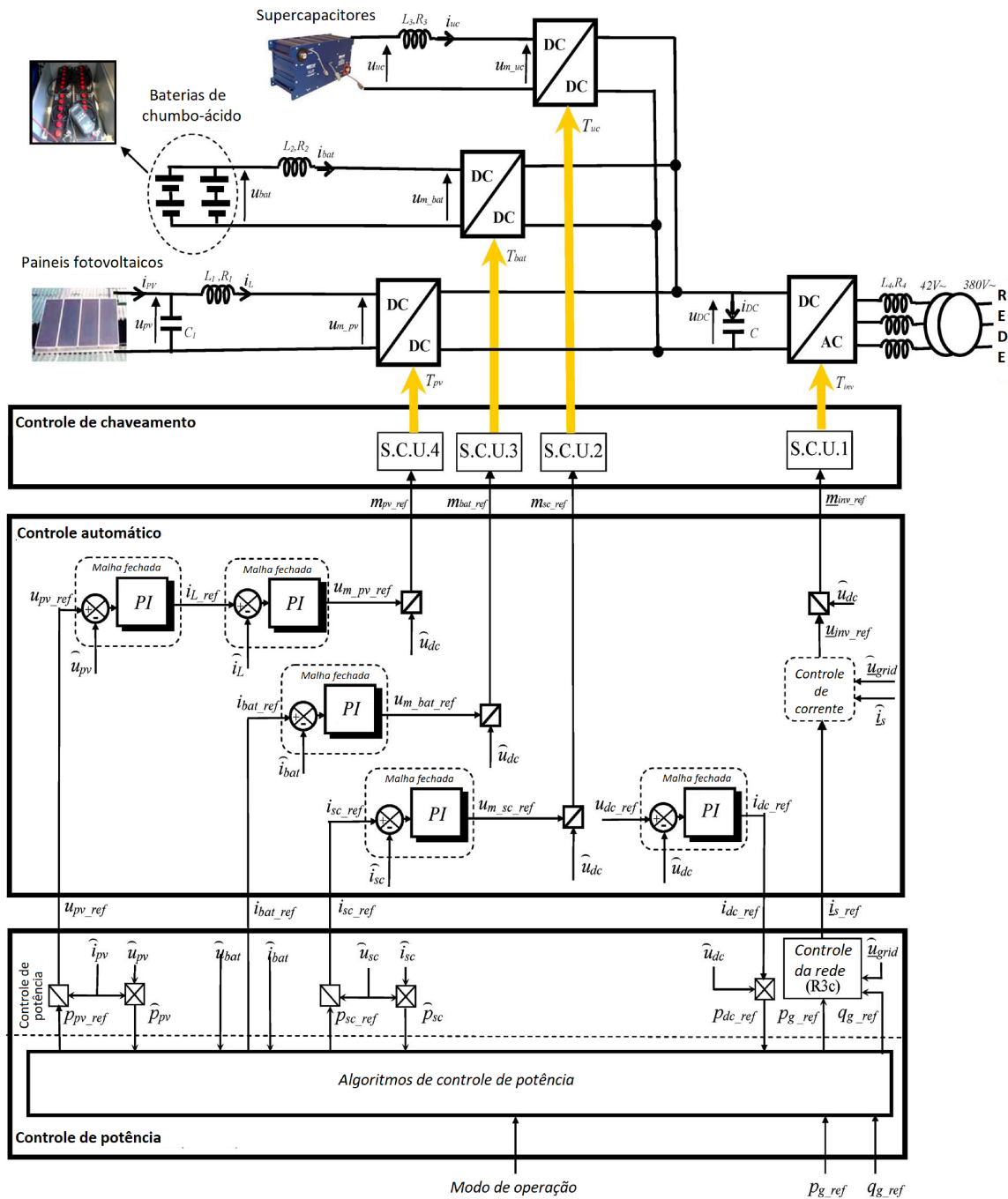


Figura 21 – Esquema de controle para integração de um sistema híbrido composto por armazenamento de energia em baterias eletroquímicas e supercapacitores e geração fotovoltaica. Adaptado de (FAKHAM; LU; FRANCOIS, 2011).

2.4.2.1 Conversores de potência para baterias eletroquímicas

A aplicação de conversores de potência a baterias possibilita a integração destes componentes a sistemas elétricos que trabalhem em corrente alternada e/ou com diferentes valores de tensão. A tensão de um banco de baterias é determinada pelas propriedades químicas da célula e das conexões série-paralelo realizadas. A Figura 22 mostra um circuito típico de um conversor buck-boost bidirecional que pode ser usado para controle de

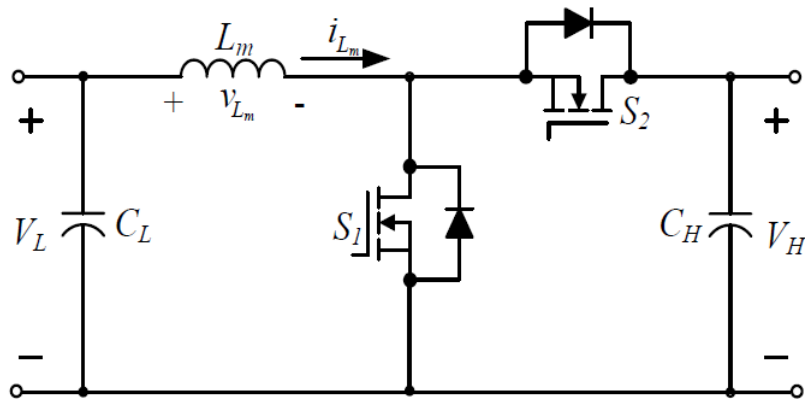


Figura 22 – Circuito típico de um conversor buck-boost. Retirado de (CHAO et al., 2013).

carregamento e descarregamento de uma bateria eletroquímica acoplada a um link c.c.-c.c. A bateria eletroquímica é conectada ao lado esquerdo do conversor de potência mostrado na Figura 22, operando como um conversor boost no descarregamento da bateria, em que o fluxo de potência segue o sentido mostrado para  $i_{L_m}$ , e operando como um conversor buck no sentido contrário.

O conversor de potência conectado a bateria é conhecido como controlador de carga e em geral são integrados a um BMS (*Battery Management System*), que é responsável não só pelo controle da potência de carregamento e descarregamento do componente mas também outras funções, tais como (LAWDER et al., 2014):

- Minimização de gradientes de temperatura no interior do componente;
- Proteger as células de degradação;
- Otimização do carregamento da bateria
- Balanceamento da carga entre as células ou baterias;

Para implementação destas funções o BMS pode ser dividido ainda em diversos blocos individuais contendo cada um diferentes sensores e componentes, possibilitando otimização do carregamento e descarregamento de forma mais localizada e o balanceamento de carga entre as células. Em especial, baterias de lítio precisam necessariamente de estarem conectadas a um controlador mais complexo com um sensor de temperatura a fim de evitar explosões ou incêndios em casos de estresses elevados no componente (CRESESB-CEPEL, 2014).

O conversor híbrido de energia pode ainda ser construído para conexão às cargas, adicionando mais uma porta e aumentando a complexidade do controle. Nestes casos, o conversor pode funcionar como uma UPS. Da mesma forma, diferentes topologias podem ser implementadas em um conversor híbrido para possibilitar a conexão às cargas.

## 2.5 Considerações

Neste capítulo foi apresentado o embasamento teórico para a construção dos modelos que visam a simulação de um sistema híbrido e de seus principais componentes. No [Capítulo 3](#) são apresentadas as modelagens de baterias eletroquímicas e conversor de potência e os respectivos resultados destas modelagens.



## 3 Modelagem de um Sistema Híbrido

A fim de avaliar diferentes aspectos técnicos envolvidos na instalação de sistemas híbridos de geração de energia, neste capítulo serão realizadas diferentes modelagens de seus componentes:

- **Baterias eletroquímicas:** aplicação de modelos matemáticos ao funcionamento e vida útil de uma bateria comercial de chumbo-ácido, na [seção 3.1](#);
- **Conversores híbridos:** simulação de um conversor c.c.-c.c. capaz de carregar e descarregar uma bateria eletroquímica, na [seção 3.2](#);
- **Operação do sistema:** implementação de diferentes algoritmos de controle para o carregamento e descarregamento de uma bateria eletroquímica com diferentes perfis de carga acoplados, com o objetivo de mostrar os fluxos de potência resultantes. A modelagem é mostrada na [seção 3.3](#) e os resultados serão mostrados no [Capítulo 4](#). Serão estudadas aplicações envolvendo o deslocamento de consumo e maximização do autoconsumo.

### 3.1 Modelagem de baterias eletroquímicas

Conforme mostrado na [subseção 2.2.3](#) existem diversos métodos para realizar a caracterização de baterias eletroquímicas. O método mais apropriado para apresentação neste trabalho foi escolhido considerando os seguintes critérios:

- **Parametrização realizada por meio de dados fornecidos pelo fabricante:** considerando as dificuldades envolvendo a realização de testes em laboratório para extração de dados de seu comportamento, o método aqui desenvolvido se baseia em dados disponibilizados pelo fabricante;
- **Aplicável a diferentes construções de baterias:** dadas as similaridades mostradas no funcionamento de diversas baterias distintas, é possível desenvolver uma modelagem de baterias adequada a diversas tecnologias diferentes;
- **Considerando sua aplicação:** dado que este trabalho visa estudar aplicações de bateria para deslocamento de consumo, algumas premissas foram assumidas, como uma operação em ciclos regulares com profundidades de descarga controladas. Desta forma, algumas simplificações podem ser realizadas como negligenciar a taxa de autodescarga da bateria e possíveis danos devido a ciclos de carregamento ou descarregamento mais profundos.

A modelagem de uma bateria eletroquímica foi separada em duas partes: em primeiro lugar foram modelados a capacidade e os perfis de tensão durante carregamento e descarregamento da bateria e posteriormente foi modelada a sua vida útil. Os 2 modelos podem ser utilizados de maneira independente, mas também podem ser associados de forma a simular o comportamento de uma bateria eletroquímica ao longo de vários ciclos. Para isso, a profundidade de descarga dos ciclos simulados são utilizados para o cálculo da degradação da bateria, como mostrado mais a frente na [subseção 3.1.1](#).

A validação da modelagem foi realizada utilizando como modelo uma bateria estacionária MouraClean 12MF220 ([MOURA, 2001](#)) ([MOURA, 2020](#)), cujas principais características estão mostradas na [Tabela 3](#). Ao longo das próximas subseções serão apresentadas algumas curvas características desta bateria utilizadas para modelá-la.

Tabela 3 – Principais características da bateria eletroquímica modelada

Tipo de bateria	Bateria de chumbo-ácido selada
Quantidade de células	6
Capacidade nominal em 20 horas	220 Ah para $V_{cutoff} = 10,5V$
Tensão nominal	12 V
Tensão máxima	14,4 V

### 3.1.1 Perfil de carregamento e descarregamento

#### 3.1.1.1 Modelagem de capacidade

Os perfis de tensão durante o descarregamento e carregamento foram modelados utilizando a equação de Shepherd, mostrada na [Equação 2.3](#) e na [Equação 2.4](#). Este modelo assume uma capacidade de bateria fixa, mas conforme já mostrado na [subseção 2.2.3.1](#) a capacidade de uma bateria pode ser afetada por diferentes fatores. Nesta modelagem foram implementados os 2 principais fatores que levam à alteração da capacidade, que são a corrente de descarga ( $C(I_d)$ ) e temperatura de operação da bateria ( $C(T)$ ). Estes dois fatores são multiplicados, conforme mostrado na [Equação 3.1](#).

$$C(T, I_d) = C(I_d) \times C(T) \quad (3.1)$$

Sendo o termo dependente da corrente de descarga a Equação de Peukert, mostrada na [Equação 2.2](#). A dependência da capacidade com a temperatura é representada por um coeficiente  $\alpha$  que representa a variação da capacidade em função da temperatura. Utilizando estas modelagens a [Equação 3.1](#) pode ser escrita como mostrado na [Equação 3.2](#).

$$C(T, I_d) = \frac{k}{I_d^{(pc-1)}} \times [1 + \alpha(T - 25)] \quad (3.2)$$

Em que:

- $k$  é a constante da equação de Peukert;
- $pc$  é o coeficiente de Peukert;
- $\alpha$  é o coeficiente de temperatura da bateria em Ah/°C.
- $T$  é a temperatura de operação da bateria em °C.

O fabricante fornece um  $\alpha$  de 0,006 Ah/°C. Portanto, quanto maior a temperatura da bateria maior a capacidade obtida, dentro da faixa de operação da bateria. Cabe salientar que esta característica é, em uma primeira análise, contraintuitiva. No entanto, quanto maior a temperatura de operação, maior a degradação da bateria.

Para parametrização de  $k$  e  $pc$  foi utilizada a *Curve Fitting Toolbox* disponível no MATLAB R2019b, que permite realizar análise de regressão em equações de diferentes formatos a fim de encontrar o melhor ajuste de parâmetros para as curvas. Alimentando esta ferramenta com os dados de capacidade em função da corrente apresentados pelo fabricante obtém-se a equação para caracterização da capacidade da bateria mostrada em [Equação 3.3](#).

$$C(T, I_d) = \frac{358}{I_d^{0,197}} \times (1 + 0,006(T - 25)) \quad (3.3)$$

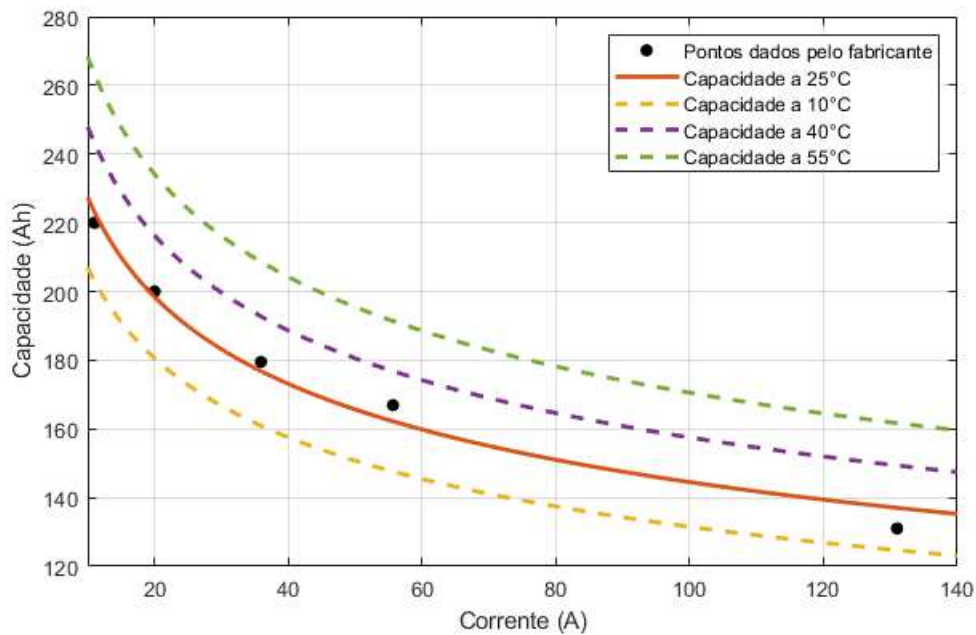


Figura 23 – Curva de capacidade em função da corrente para a bateria MouraClean 12MF220, retirada de [Moura \(2001\)](#) aplicando a [Equação 3.2](#).

A [Figura 23](#) mostra a curva característica de capacidade em função da corrente para a bateria estudada e os parâmetros obtidos para esta curva para modelá-la conforme

a equação de Peukert. A linha na cor vermelha representa a curva a 25 °C que é a temperatura nominal de operação da bateria e as linhas pontilhadas mostram a curva para temperaturas diferentes da temperatura nominal.

### 3.1.1.2 Modelagem do perfil de tensão durante o descarregamento

Para modelagem do perfil de tensão observado de uma bateria ao longo de seu descarregamento foram utilizadas as curvas típicas de tensão fornecidas pelo fabricante, parametrizando-a conforme a [Equação 2.3](#). Para obtenção dos parâmetros desta equação foram realizados os passos descritos a seguir, conforme descrito em [Nolasco e Mendes \(2019\)](#), baseado no trabalho original de [Shepherd \(1965\)](#) e [Tremblay, Dessaint e Dekkiche \(2009\)](#).

Foi escolhida uma curva de descarga para parametrização. No caso foi utilizada a curva em C/3 disponibilizada pelo fabricante. Esta foi escolhida pois a aplicação a ser simulada posteriormente corresponde à de deslocamento do consumo em que devem ser aplicadas descargas com durações por volta de 3 horas. Nesta curva foram escolhidos 3 pontos  $P_0$ ,  $P_1$  e  $P_2$ , mostrados na [Figura 24](#) correspondentes ao início da curva, ao fim da parte exponencial inicial e a um ponto próximo ao fim da descarga, quando SOC está por volta de 80%. Os valores de tensão obtidos nestes pontos são identificados como  $E_0$  a  $E_2$  e os de corrente como  $I_0$  a  $I_2$ . Adicionalmente é escolhido um ponto de tensão ( $E_3$ ) em uma curva característica utilizando outra corrente ( $I_{d3}$ ) onde a partir das diferenças de

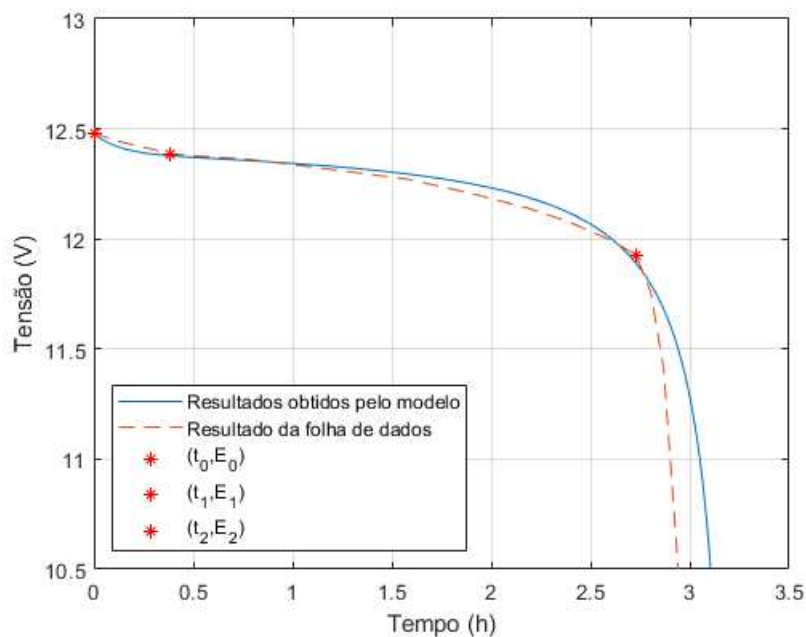


Figura 24 – Comparação entre a curva fornecida pelo fabricante [Moura \(2020\)](#) utilizada para parametrização, simulação com mesma corrente de descarregamento e os pontos utilizados para parametrização. Fonte: próprio autor.



corrente e tensão observadas em relação à curva inicial obtém-se o valor da resistência, conforme mostrado na [Equação 3.4](#).

$$N_d = \frac{E_3 - E_0}{I_{d3} - I_{d0}} \quad (3.4)$$

Foi adotado o subscripto  $d$  nos coeficientes para deixar evidente que os parâmetros correspondem ao processo de descarregamento. Foram utilizados os valores de corrente e tensão extraídos dos pontos  $P_0$  e  $P_3$ .

A partir dos valores de tempo ( $t_0$ ,  $t_1$  e  $t_2$ ) e de tensão ( $V_0$ ,  $V_1$  e  $V_2$ ) chegam-se aos valores dos coeficientes por meio das manipulações algébricas mostradas na [Equação 3.5](#).

$$\begin{aligned} A_d &= E_0 - E_1 \\ B_d &= C(T, I_d) \frac{3}{I_d t_1} \\ K_d &= (E_0 - E_2 - A_d) \frac{C(T, I_d) - I_d t_2}{I_d^2 t_2} \\ E_s &= E_0 + K_d I_d + N I_d - A_d \end{aligned} \quad (3.5)$$

A equação para  $K_d$  é obtida a partir da subtração  $E_0 - E_2$  sabendo que o termo exponencial é igual a  $A_d$  em  $t_0$  e muito próximo de zero em  $t_2$ . O termo  $C(T, I_d)$  é a [Equação 3.2](#) aplicada à corrente de descarregamento utilizada.

Realizando a parametrização da curva de descarregamento com os pontos mostrados na [Figura 24](#) obtém-se a equação mostrada na [Equação 3.6](#) para caracterização da curva de descarregamento da bateria. Na [Figura 24](#) é possível ver a sobreposição da curva simulada com aquela obtida no datasheet.

$$E = 12,5346 - 0,00193 \left( \frac{C(T, I_d)}{C(T, I_d) - I_d t} \right) i - 0,001 I_d + 0,0924 e^{\left( \frac{-25,6424 I_d t}{C(T, I_d)} \right)} \quad (3.6)$$

A fim de avaliar a adequação desta curva às curvas de tensão de fato obtidas, foram feitas comparações entre curvas simuladas e outras curvas fornecidas pelo fabricante, conforme mostrado na [Figura 25](#).

Nota-se em geral que quanto maior a diferença das correntes e durações simuladas em relação àquela em que o sistema foi parametrizado maior são os erros observados entre a curva fornecida e a curva simulada. No entanto, os resultados são satisfatórios para a aplicação em questão já que os erros observados entre as curvas simuladas e as curvas retiradas do datasheet são pequenos.

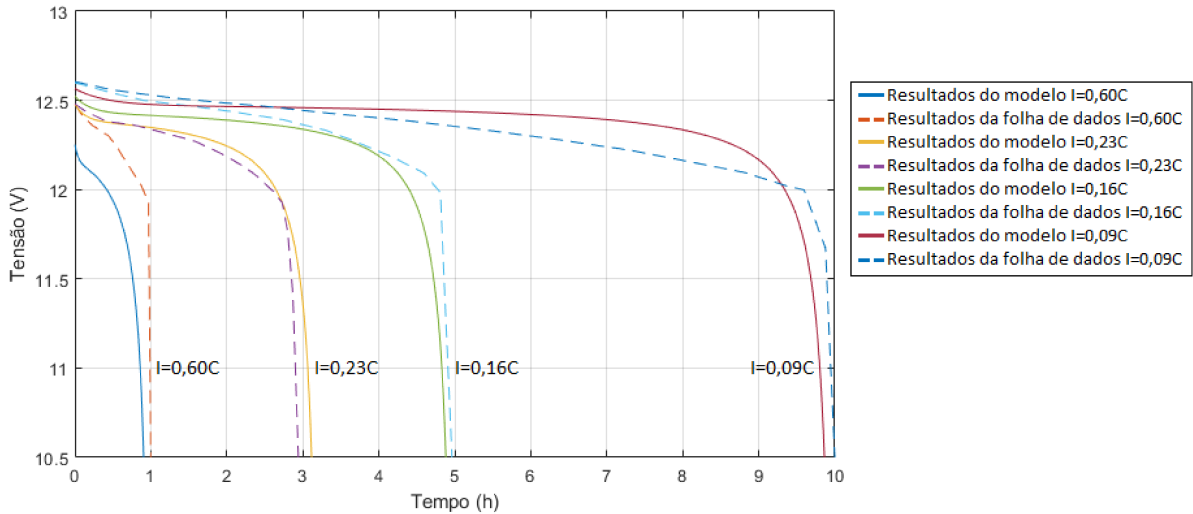


Figura 25 – Comparação entre diferentes curvas de descarregamento fornecidas pelo fabricante (MOURA, 2020) e as simulações utilizando a mesma corrente. Fonte: próprio autor.

### 3.1.1.3 Modelagem do perfil de tensão durante o carregamento

Para modelagem do perfil de tensão observado de uma bateria ao longo de seu carregamento foi utilizado o mesmo método aplicado ao descarregamento, parametrizando os termos da equação de Shepherd para o carregamento (Equação 2.4) utilizando as curvas apropriadas. A curva e os pontos utilizados para parametrização e a sobreposição com

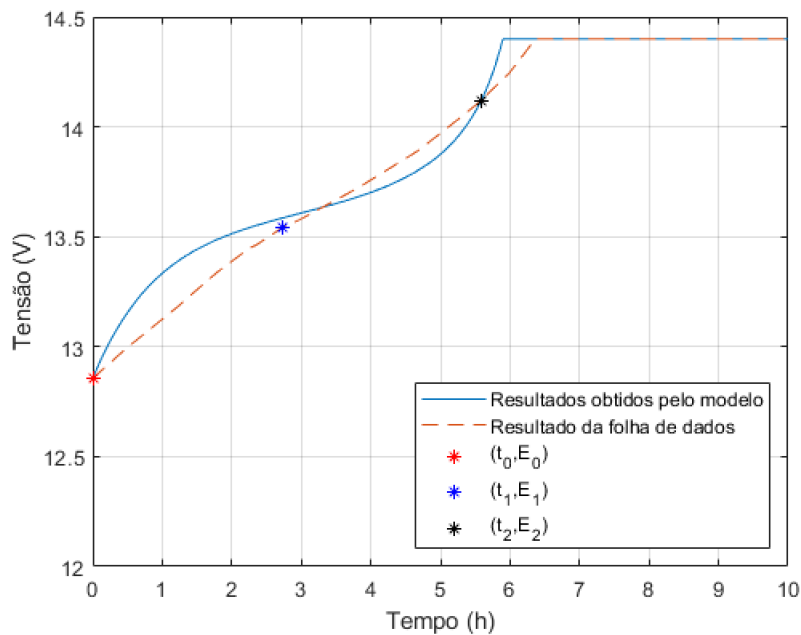


Figura 26 – Comparação entre a curva fornecida pelo fabricante (MOURA, 2020) utilizada para parametrização, a simulação com mesma corrente de carregamento e os pontos utilizados para parametrização. Fonte: próprio autor.

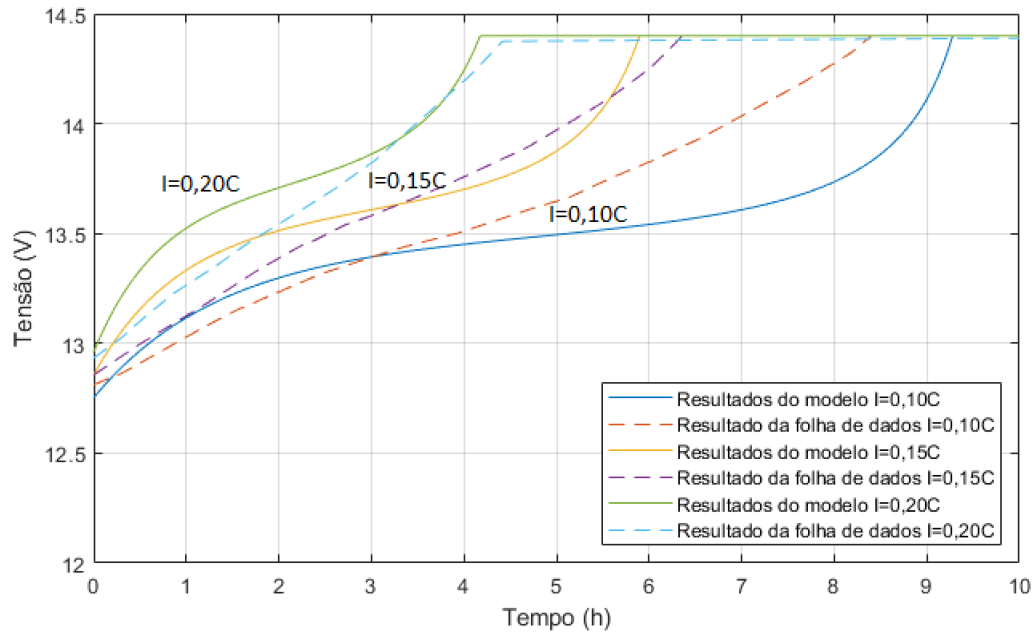


Figura 27 – Comparação entre diferentes curvas de carregamento fornecidas pelo fabricante (MOURA, 2020) e as simulações utilizando a mesma corrente. Fonte: próprio autor.

a curva simulada estão mostradas na Figura 26. Assim como realizado anteriormente foram feitas comparações entre curvas simuladas e outras curvas fornecidas pelo fabricante, mostrado na Figura 27.

Para a elaboração destas curvas assume-se que o valor de tensão máximo é limitado pelo conversor ao qual a bateria se conecta utilizando um método de carregamento CC-CV, já que acima deste valor as reações paralelas que ocorrem no interior da bateria não estão representadas no modelo. Este método foi demonstrado na subseção 2.2.1.2.

O modelo para perfil de carregamento obtido está mostrado na Equação 3.7. Cabe ressaltar que para a modelagem do carregamento a capacidade considerada é sempre a capacidade nominal da bateria, a fim de não limitar a carga elétrica recebida pela bateria a valores inferiores.

$$E = 13,2294 + 0,0034\left(\frac{C_{nom}}{C_{nom} - I_d t}\right)i - 0,0060I_d + 0,6846e^{\left(\frac{-7,34I_d t}{C_{nom}}\right)} \quad (3.7)$$

#### 3.1.1.4 Limitações do modelo

Cabe salientar algumas restrições e limitações importantes para o modelo desenvolvido para simulação dos ciclos de uma bateria:

- O modelo desenvolvido por Shepherd foi criado a partir da observação de diferentes

curvas de descarregamento com correntes constantes. Nas próximas seções este modelo será utilizado em aplicações com correntes que podem variar com o tempo. Como os aspectos dinâmicos da bateria não estão modelados, sua resposta real pode ter variações distintas daquelas previstas pelo modelo. [Doerffel e Sharkh \(2006\)](#) mostra que em geral subestima-se a carga elétrica obtida de uma bateria operando em ciclos de corrente ou temperatura variáveis quando aplicada a Equação de Peukert utilizando os valores médios para a estimativa da capacidade;

- Conforme observado na [Figura 25](#) e na [Figura 27](#) quanto mais diferentes as correntes aplicadas em relação àquela utilizada para parametrização esperam-se erros maiores na representação do perfil de tensão;
- O modelo assume que a temperatura de operação da bateria seja constante. No entanto durante sua operação existe a liberação de calor e trocas com o ambiente, o que pode modificar sua temperatura e conseqüentemente a capacidade e outras variáveis. Em alguns modelos como o proposto por [Ceraolo \(2000\)](#) o componente é modelado termicamente por meio de uma resistência e capacitância térmica e a dissipação de calor é dada pelas perdas ôhmicas das resistências modeladas. Esta parametrização depende de ensaios que podem ser complexos já que em geral é uma informação não disponibilizada pelo fabricante;
- A taxa de autodescarga não é modelada, já que espera-se que a bateria funcione constantemente na aplicação a ser estudada. O autodescarregamento da bateria portanto, que ocorre naturalmente quando sua corrente é zero.

### 3.1.2 Degradação e vida útil de baterias

Para representação da degradação e vida útil das baterias foi desenvolvido um modelo baseado em eventos tendo como referência o trabalho de [Narayan et al. \(2018\)](#). Este modelo será aplicado a simulações em que seja necessária a simulação de muitos ciclos, já que a capacidade é reduzida a medida que a bateria se degrada mais. Na próxima subseção o modelo e como ele é aplicado é explicado e na subseção seguinte a parametrização da bateria é realizada.

Cabe salientar que o envelhecimento natural da bateria, aquele que ocorre independentemente da aplicação de ciclos de carregamento e descarregamento, não é modelado, o que também reduziria a capacidade da bateria.

#### 3.1.2.1 Desenvolvimento e aplicação do modelo

No modelo aqui desenvolvido, cada passagem pelo zero da corrente observada da bateria é identificado como um ciclo de carregamento ou descarregamento da bateria, como mostrado na [Figura 28](#). Após cada ciclo  $i$  é realizado o cálculo de profundidade

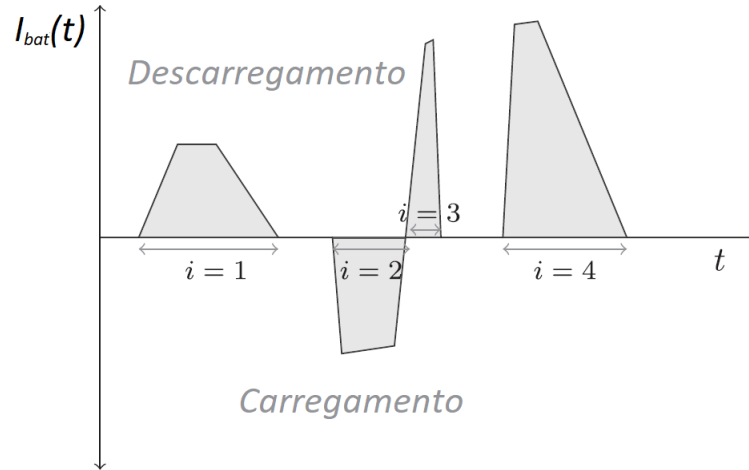


Figura 28 – Imagem ilustrativa dos diferentes ciclos de carregamento e descarregamento identificados conforme a abordagem de passagem pelo zero. Adaptado de Narayan et al. (2018).

de descarga (conhecido pela sigla DOD, "depth of discharge" em inglês), que indica o quanto da capacidade da bateria foi retirada naquele ciclo, podendo tanto ser dado pela quantidade de carga elétrica quanto em termos percentuais. Esta relação é dada pela Equação 3.8.

$$DOD_i(\%) = \frac{SOC_{t0} - SOC_{t1}}{C_{nom}} \times 100 = \left( \frac{Q_0}{C_{nom}} - \frac{Q_1}{C(T, \bar{I}_d)} \right) \times 100 \quad (3.8)$$

Em que:

- $SOC_{t0}$  é o estado de carga no começo do ciclo;
- $SOC_{t1}$  é o estado de carga ao final do ciclo;
- $Q_0$  é a carga elétrica presente na bateria no início do ciclo;
- $Q_1$  é a carga elétrica presente na bateria ao final do ciclo;
- $C_{nom}$  é a capacidade nominal da bateria;
- $C(T, \bar{I}_d)$  é a capacidade da bateria conforme Equação 3.2;
- $\bar{I}_d$  é a corrente média durante o ciclo.

Cabe ressaltar que o cálculo de SOC e conseqüentemente de DOD depende sempre da capacidade de bateria considerada. Foi utilizada a Equação 3.2 para modelagem da capacidade durante o descarregamento, utilizando a corrente média durante o ciclo. Durante o carregamento foi considerado que a capacidade da bateria simulada é sempre igual à capacidade nominal.

A partir da profundidade de descarga calculada para o ciclo é obtido o dano que este ciclo causou à bateria conforme a [Equação 3.9](#).

$$D_i = \frac{1}{2N(DOD, T)} \quad (3.9)$$

Onde  $D_i$  é o dano causado à bateria no ciclo  $i$  e  $N(DOD_i, T)$  é o número de ciclos que a bateria pode realizar em função de  $DOD_i$  e da temperatura de operação da bateria, que é característico de cada componente. Este cálculo é melhor detalhado na [subseção 3.1.2.2](#).

O dano causado em um ciclo  $D_i$  é somado ao dano dos ciclos anteriores a fim de calcular o dano total e o estado de saúde (conhecido pela sigla SOH, "state of health", em inglês) da bateria após aquele ciclo, conforme mostrado na [Equação 3.10](#).

$$SOH_i = 1 - 0,2D = 1 - 0,2 \sum_{i=1}^{i-1} D_i \quad (3.10)$$

O fator 0,2 mostra que ao atingir  $D=1$  a bateria encerra sua vida útil, que significa que pode se extrair 80% de sua capacidade inicial conforme convencionado. A equação de SOH é aplicada no início de cada ciclo à capacidade calculada da bateria, acrescentando um termo à [Equação 3.2](#) para obtenção da capacidade da bateria, conforme mostrado na [Equação 3.11](#).

$$C_i(T, I_d, SOH) = \frac{k}{I_d^{(pc-1)}} (1 + \alpha(T - 25)) SOH_i \quad (3.11)$$

### 3.1.2.2 Parametrização da vida útil da bateria

Para modelagem da vida útil da bateria estudada, duas curvas disponibilizadas pelo fabricante foram parametrizadas: uma delas em que a vida útil em número de ciclos é dada em função da profundidade de descarga e outra em que é feita uma correção na vida útil esperada em função da temperatura. [NARAYAN et al.](#) propõe que estas curvas sejam modeladas como um polinômio de 4º grau. No entanto, notou-se que uma curva no formato da soma de 2 exponenciais tinha um melhor ajuste às curvas fornecidas. As equações utilizadas são mostradas na [Equação 3.12](#).

$$\begin{aligned} N(DOD, T) &= N(DOD) \times \frac{N(T)}{N(T_{nom})} \\ N(DOD) &= p_{d1} DOD^{d2} + p_{d3} DOD^{d4} \\ N(T) &= p_{t4} T^4 + p_{t3} T^3 + p_{t2} T^2 + p_{t1} T^1 + p_{t0} \end{aligned} \quad (3.12)$$

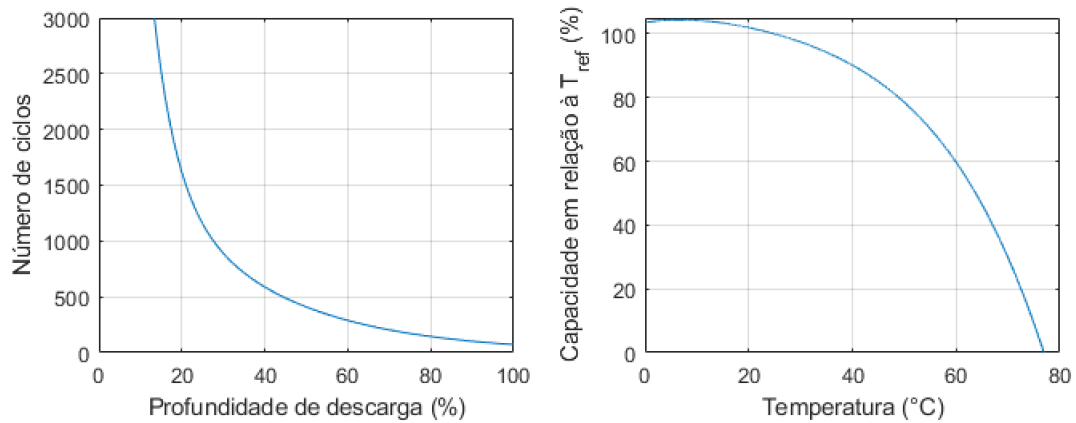


Figura 29 – Relações da vida útil com a temperatura e profundidade de descarga para a vida útil da bateria estudada modeladas a partir folha de dados do fabricante (MOURA, 2020). Fonte: próprio autor.

Onde  $N$  é a quantidade de ciclos esperados e  $T_{nom}$  é a temperatura nominal da bateria, que neste caso é igual a 25 °C. Os valores de DOD são dados em porcentagem. Todos os demais termos são coeficientes obtidos para o ajuste da curva resultante.

Utilizando os dados fornecidos pelo fabricante obtém-se as equações mostradas em Equação 3.13. Estas relações estão mostradas na Figura 29.

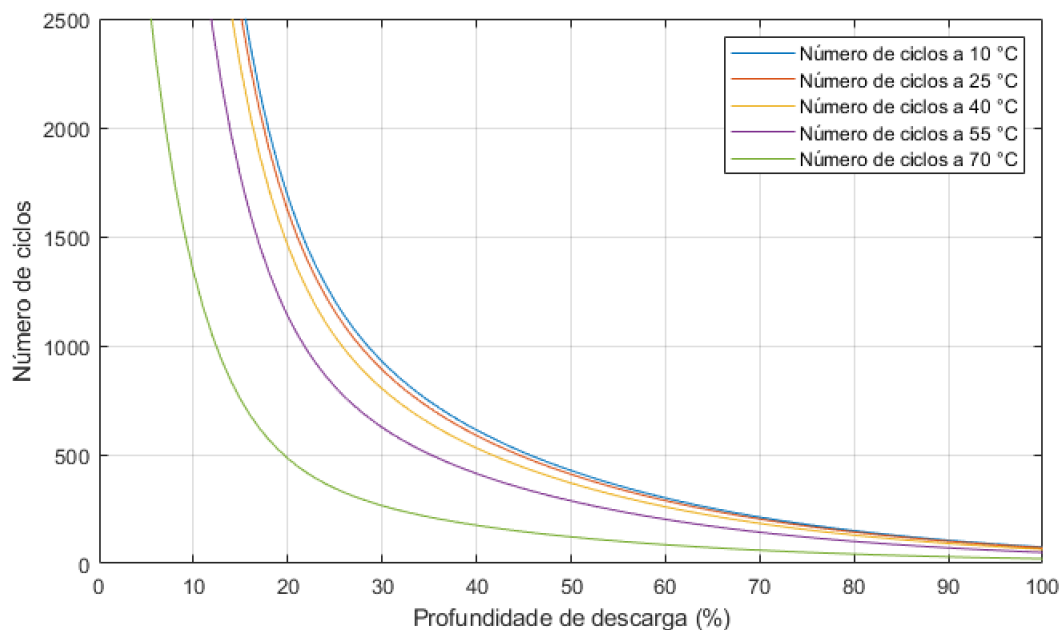


Figura 30 – Combinação das relações da vida útil com a temperatura e profundidade de descarga para a vida útil da bateria estudada aplicando a Equação 3.13. Fonte: próprio autor.

$$N(DOD) = 15510^{-0,1812DOD} + 2294^{-0,0347DOD} \quad (3.13)$$

$$N(T) = -9,64x10^{-6}T^4 + 1,27x10^{-3}T^3 - 7,93x10^{-2}T^2 + 2,14T + 80,26$$

Combinando as duas relações apresentadas e aplicando a [Equação 3.12](#) obtém-se as curvas de vida útil em função da temperatura e DOD apresentadas na [Figura 30](#).

A partir das relações encontradas aplica-se o método mostrado na [subseção 3.1.2.1](#) a fim de alterar a cada ciclo o SOH e conseqüentemente a capacidade total da bateria. Na [Figura 31](#) é apresentada a evolução do SOH de uma bateria sujeita a ciclos de carregamento e descarregamento regulares. Nota-se que quanto maior a corrente mais se acelera a degradação da bateria pois se obtém DOD maiores. Como mostrado na [Figura 29](#) a relação entre o DOD e a vida útil esperada não é linear. Nota-se também que, a medida que se avançam os ciclos ocorre uma pequena aceleração na degradação, já que ao se aplicar o mesmo ciclo a baterias com capacidades cada vez menores obtém-se profundidades de descarga maiores e, portanto, degradações maiores.

## 3.2 Conversores híbridos

A construção de um conversor de potência capaz de acoplar uma bateria a um sistema de geração híbrido deve envolver a construção de um estágio capaz de controlar a

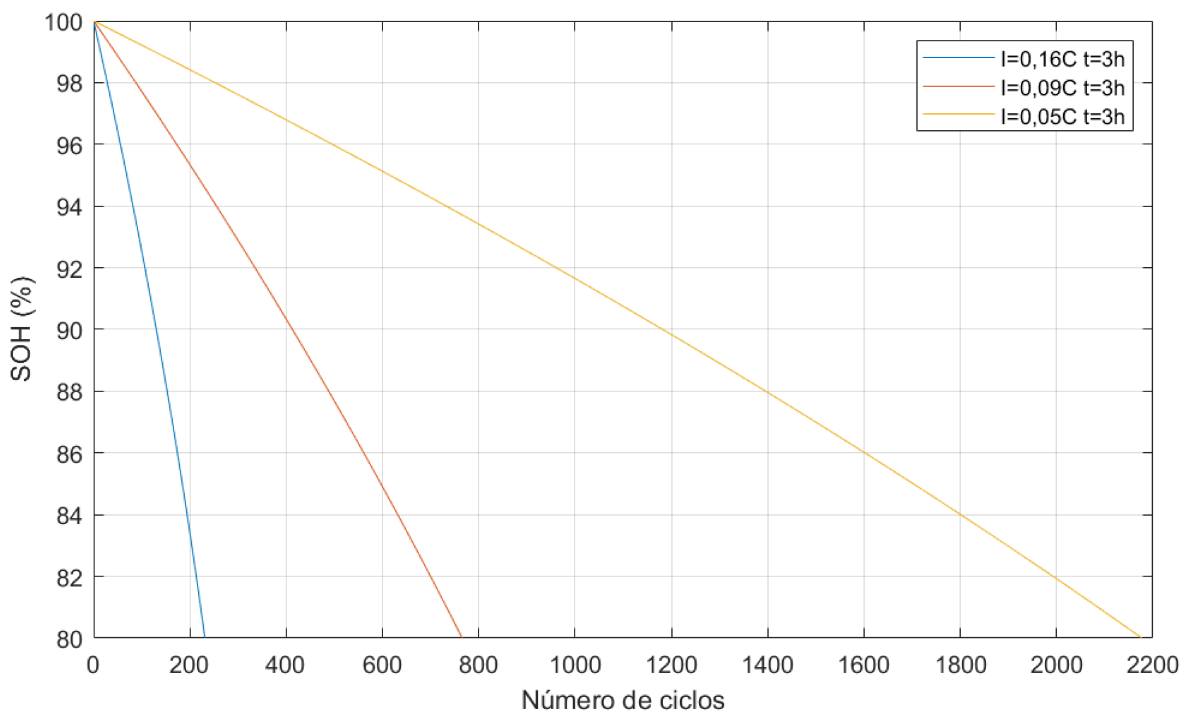


Figura 31 – Simulação do SOH ao longo de vários ciclos para uma bateria submetida a ciclos regulares a 25°C. Fonte: próprio autor.



corrente e limitar a tensão do banco de baterias. Como mostrado na [subseção 2.4.2](#), em geral é construído um estágio c.c.-c.c. em que na entrada é realizado o acoplamento do banco de baterias e a saída é conectada ao barramento c.c. interno do conversor. Nesta seção será apresentada a modelagem de um conversor representativo deste estágio de conversão.

Para maiores detalhes quanto ao estágio de conexão do sistema fotovoltaico e do inversor para acoplamento à rede existem diversos trabalhos como o de [Fuente et al. \(2013\)](#), [Fakham, Lu e Francois \(2011\)](#) e [Romero-Cadaval et al. \(2015\)](#).

### 3.2.1 Funcionamento do conversor

Um conversor híbrido para gerenciamento de uma bateria deve ser necessariamente um conversor bidirecional, a fim de permitir corrente no sentido de carregamento e descarregamento da bateria. Para acoplamento desta entrada a um barramento c.c. a topologia mais simples é a de um buck-boost bidirecional como mostrado na [Figura 32](#). O conversor modelado nesta seção e representado nesta figura foi baseado no trabalho de [Chao et al. \(2013\)](#).

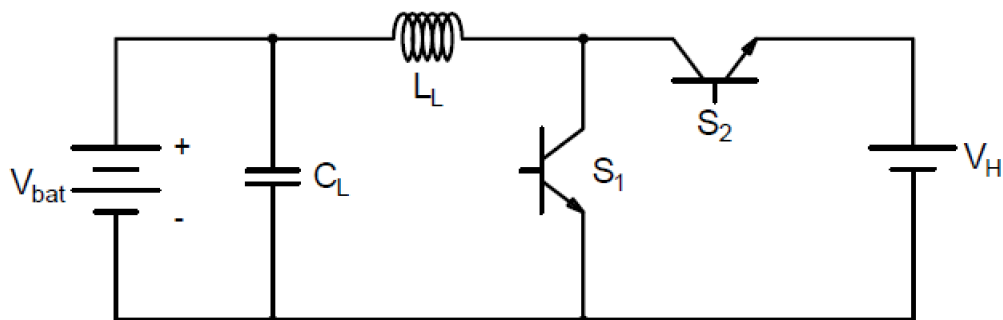


Figura 32 – Conversor c.c.-c.c. simulado. Fonte: próprio autor.

Na simulação do descarregamento o conversor funciona no modo boost, elevando a tensão de saída da bateria ao nível do barramento c.c. Para isto, as chaves  $S_1$  e  $S_2$  alternam seu estado conforme a frequência de chaveamento do conversor e seu índice de modulação. Sempre que uma chave está aberta a outra deve estar fechada. A [Figura 33](#) mostra a operação durante o descarregamento da bateria e a [Figura 34](#) mostra a operação durante o carregamento.

Assumindo que o barramento c.c. possui um nível de tensão estável garantido pelo controle do conversor, e sabendo que a tensão da bateria varia durante o seu uso, o ciclo de trabalho  $D$  varia conforme a relação mostrada em [Equação 3.14](#). Para o controle das chaves e geração deste ciclo de trabalho é utilizado um sinal gerado por Modulação por Largura de Pulso (conhecido pela sigla em inglês PWM, de *Pulse Width Modulation*).

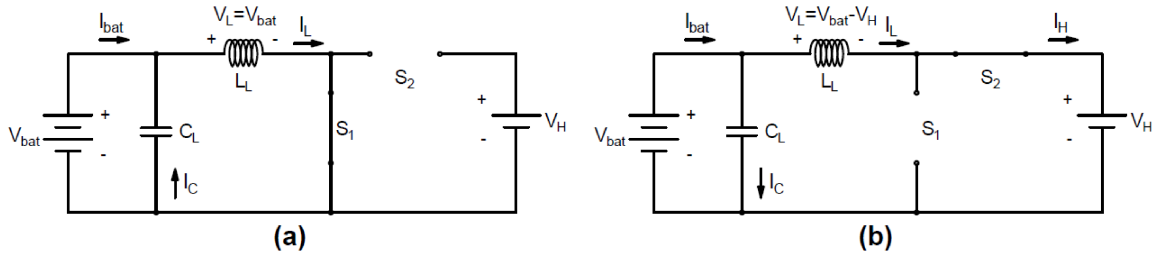


Figura 33 – Correntes e tensões durante a operação do conversor no modo boost para descarregamento da bateria (a) Chave  $S_1$  fechada e  $S_2$  aberta (b) Chave  $S_1$  aberta e  $S_2$  fechada. Fonte: próprio autor.

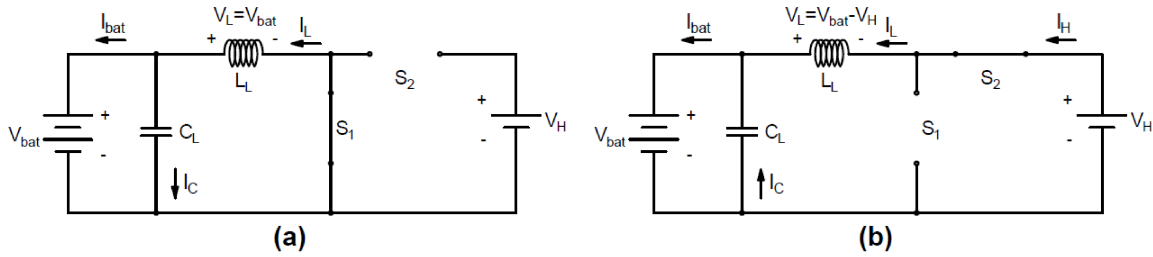


Figura 34 – Correntes e tensões durante a operação do conversor no modo boost para carregamento da bateria (a) Chave  $S_1$  fechada e  $S_2$  aberta (b) Chave  $S_1$  aberta e  $S_2$  fechada. Fonte: próprio autor.

$$D = \frac{V_H - V_{bat}}{V_H} \quad (3.14)$$

Para o cálculo dos componentes passivos do conversor (o indutor  $L_L$  e o capacitor  $C_L$ ) foram utilizadas as relações mostradas em [Equação 3.15](#) e [Equação 3.16](#) (MEYNARD, 2015).

$$L_L = \frac{V_H}{4 \Delta I I_{Lmax} f_s} \quad (3.15)$$

$$C_L = \frac{I_{Lmax} \Delta I}{V_{Lmax} \Delta V 8 f_s} \quad (3.16)$$

Em que:

- $L_L$  é o indutor no lado de baixa tensão do conversor;
- $C_L$  é o capacitor no lado de baixa tensão do conversor;
- $V_H$  é a tensão fixa do lado de alta tensão;
- $f_s$  é a frequência de chaveamento do conversor;
- $\Delta I$  é o ripple máximo de corrente no lado de baixa tensão projetado;

- $\Delta V$  é o ripple máximo de tensão no lado de baixa tensão projetado;
- $I_{Lmax}$  é a corrente instantânea máxima que irá passar pelo indutor;
- $V_{Lmax}$  é a tensão instantânea máxima no indutor.

Para funcionamento adequado do conversor ele deve ter um controle capaz de implementar as seguintes funções:

- Durante o descarregamento da bateria e o carregamento no modo CC, o controle deve ser capaz de fazer a saída do banco de baterias seguir uma referência de potência ou corrente determinada;
- Durante o carregamento da bateria quando sua tensão atinge a tensão máxima suportável da bateria, o controle deve ser capaz de controlar a corrente da bateria de forma que a tensão de saída da bateria não ultrapasse a tensão máxima permitida, que corresponde à operação no modo CV;
- Implementação de um PWM que gere os sinais correspondetes às chaves  $S_1$  e  $S_2$ .

Para controle do componente, portanto, é necessário modelar uma função de transferência para dois modos de operação distintos: o modo CC, onde se controla a corrente de saída do banco de baterias, e o modo CV, onde se controla a tensão da bateria. A [Figura 35](#) apresenta o diagrama de blocos do sistema incluindo o controlador de corrente em malha fechada.

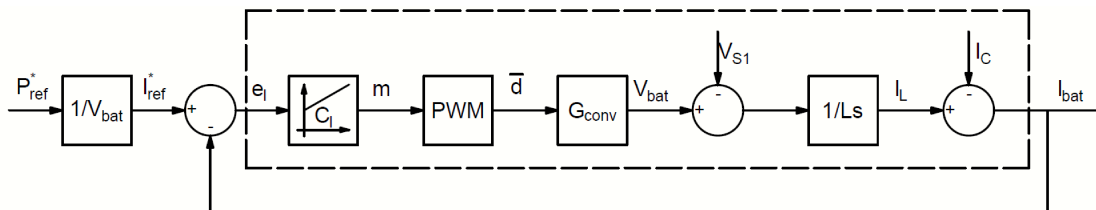


Figura 35 – Diagrama de blocos de controle do conversor no modo CC. Fonte: próprio autor.

Na [Figura 35](#) os blocos representados são:

- $C_I(s)$ : controlador de corrente;
- $PWM(s)$ : função de transferência entre o ciclo de trabalho e o sinal modulante;
- $G_{conv}(s)$ : função de transferência entre a tensão de saída e o ciclo de trabalho, representando os elementos do conversor de potência;
- $\frac{1}{sL_L}$ : relação entre a corrente de saída e tensão, dada pelo indutor do próprio conversor;

- $V_{S1}$ : tensão sobre a chave S1.

A referência a ser informada para que o sistema realize o controle será uma referência de potência, já que o conversor híbrido será controlado para alimentar uma certa demanda. Para obter a referência de corrente usada pelo controlador a referência de potência é dividida pela tensão de saída da bateria .

Para o controle no modo CV, projeta-se um controlador de tensão posicionando a malha de controle de corrente internamente. Neste caso, como o controle é implementado para proteção da bateria, exclui-se a qualquer referência de potência ou corrente externa, substituindo-a pela referência de tensão igual à tensão máxima permitida. Calculando a malha de controle de tensão para que sua frequência de corte esteja pelo menos uma década abaixo da frequência de corte da malha de corrente, pode-se assumir que a função de transferência da malha de corrente é unitária, devido à maior velocidade de resposta. Esta malha de controle está representada na [Figura 36](#).

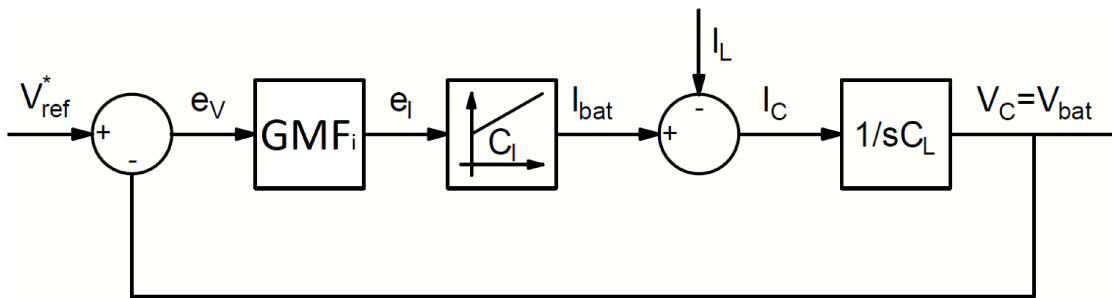


Figura 36 – Diagrama de blocos de controle do conversor no modo CV. Fonte: próprio autor.

Na [Figura 36](#) os blocos representados são:

- $C_V(s)$ : controlador de tensão;
- $GMF_i(s)$ : função de transferência do controlador de corrente em malha fechada;
- $\frac{1}{sC_L}$ : relação entre a tensão de saída e a corrente, dada pelo capacitor do próprio conversor.

### 3.2.2 Modelagem do conversor

O conversor foi simulado utilizando o software Simulink presente no Matlab R2019b, integrando um bloco representando a bateria, programado para implementar o modelo já apresentado a um bloco representativo do conversor modelado conforme mostrado na [Figura 32](#) e a um bloco de controle. O circuito do conversor implementado está mostrado na [Figura 37](#) e os blocos do modelo desenvolvido estão na [Figura 38](#).

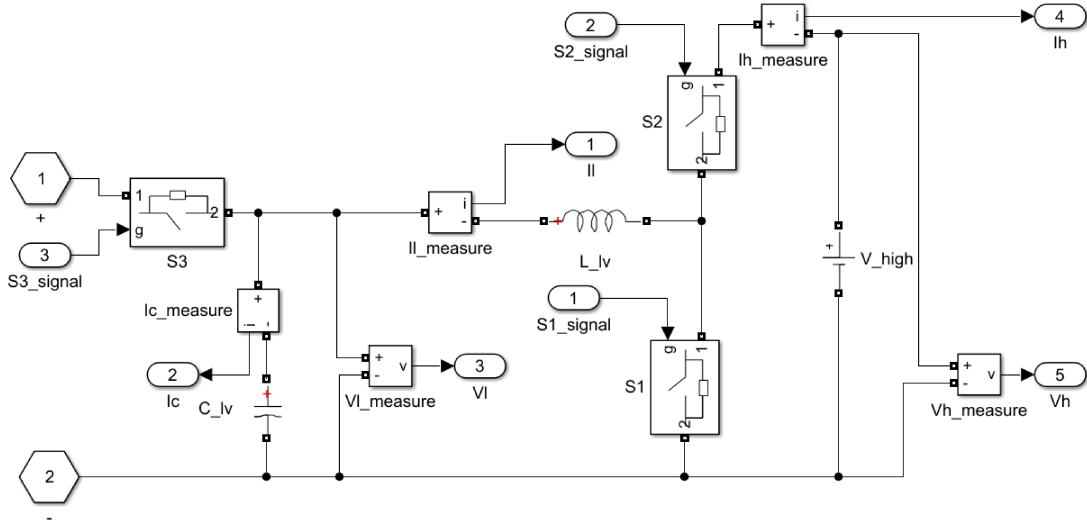


Figura 37 – Circuito do conversor implementado no Simulink. Fonte: próprio autor.

Para o cálculo dos componentes e do controle foram adotadas as premissas mostradas na Tabela 4. Foi considerado que este conversor poderá suportar um banco de baterias de 6 baterias em série. A tensão máxima que pode ser obtida do banco de baterias portanto é de 86,4 V, igual a 6 vezes a tensão máxima suportada pela bateria (14,4 V). Utilizou-se portanto uma tensão ligeiramente superior para o lado de alta, de 90 V. Considerou-se que a potência máxima do conversor é de 3 kW, e portanto a corrente está limitada em 34,7 A.

Tabela 4 – Parâmetros adotados para modelagem do conversor

Tensão no barramento c.c.	60 V
Potência máxima do conversor	3 kW
Corrente máxima do banco de baterias	34,7 A
Frequência de chaveamento	20 kHz
Ripple máximo de corrente	1,0%
Ripple máximo de tensão	0,5%

Utilizando as relações mostradas na Equação 3.15 e na Equação 3.16 obtém-se o valor de 81,8  $\mu H$  para o indutor e de 191  $\mu F$  para o capacitor.

O PWM foi modelado como um ganho unitário, já que a frequência de chaveamento é bem maior que a ação de controle.

Para modelagem do conversor, por simplicidade foi utilizada a função de transferência do ciclo de trabalho da chave  $S_2$  ( $\bar{D}$ ), que pode ser obtida como mostrado na Equação 3.17, a partir da Equação 3.14.

$$\bar{D} = 1 - D = 1 - \frac{V_H - V_{bat}}{V_H} = \frac{V_{bat}}{V_H} \quad (3.17)$$

$$G_{conv}(s) = \frac{V_{bat}}{\bar{D}} = V_H$$

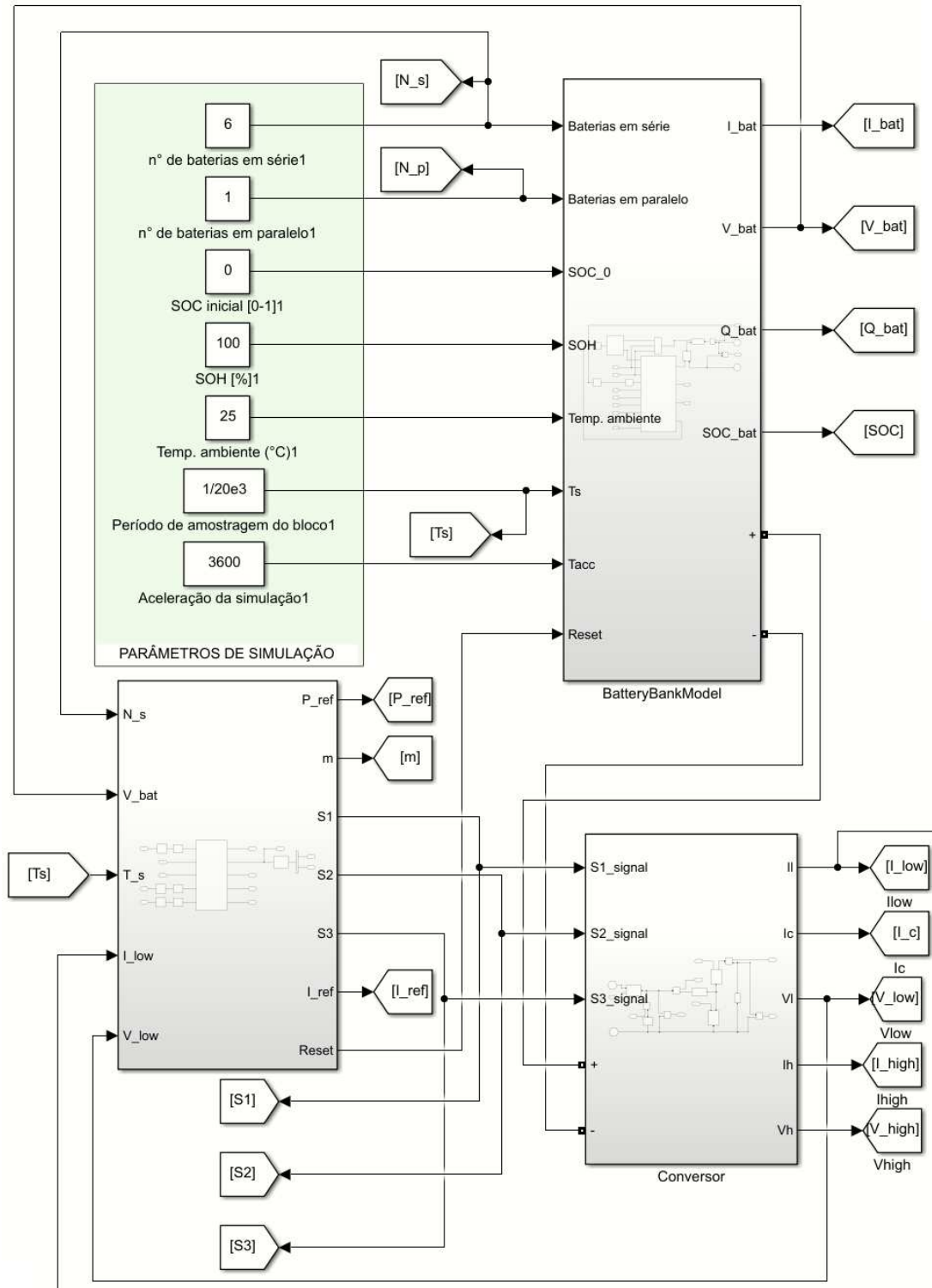


Figura 38 – Blocos para implementação do conversor em Simulink. Fonte: próprio autor.

Os controladores foram modelados como compensadores por atraso de fase, cuja forma geral está mostrada na [Equação 3.18](#). O cálculo dos parâmetros  $K_c$ ,  $\beta$  e  $T$  foi baseado na resposta em frequência conforme mostrado em [Ogata \(2010, p.460-468\)](#).

Tabela 5 – Parâmetros calculados para os controladores

	Controlador de corrente ( $C_I(s)$ )	Controlador de tensão ( $C_V(s)$ )
$K_c$	$2,239 \times 10^{-3}$	$7,693 \times 10^{-2}$
$\beta$	100	100
T	$7,958 \times 10^{-5}$	$7,693 \times 10^{-4}$

$$C(s) = K_c \beta \frac{Ts + 1}{\beta Ts + 1} \quad (\beta > 1) \quad (3.18)$$

Para cálculo de ambos os controladores,  $\beta$  foi ajustado em 100 e as margens de fase ajustadas em  $45^\circ$ . Foi adotada uma frequência de corte para o controlador de corrente uma década abaixo da frequência de chaveamento e para o controlador de tensão duas décadas abaixo, ficando respectivamente em 2 kHz e 200 Hz.

A Tabela 5 mostra os parâmetros calculados para os controladores. Na Figura 39 são apresentadas os diagramas de Bode destas funções.

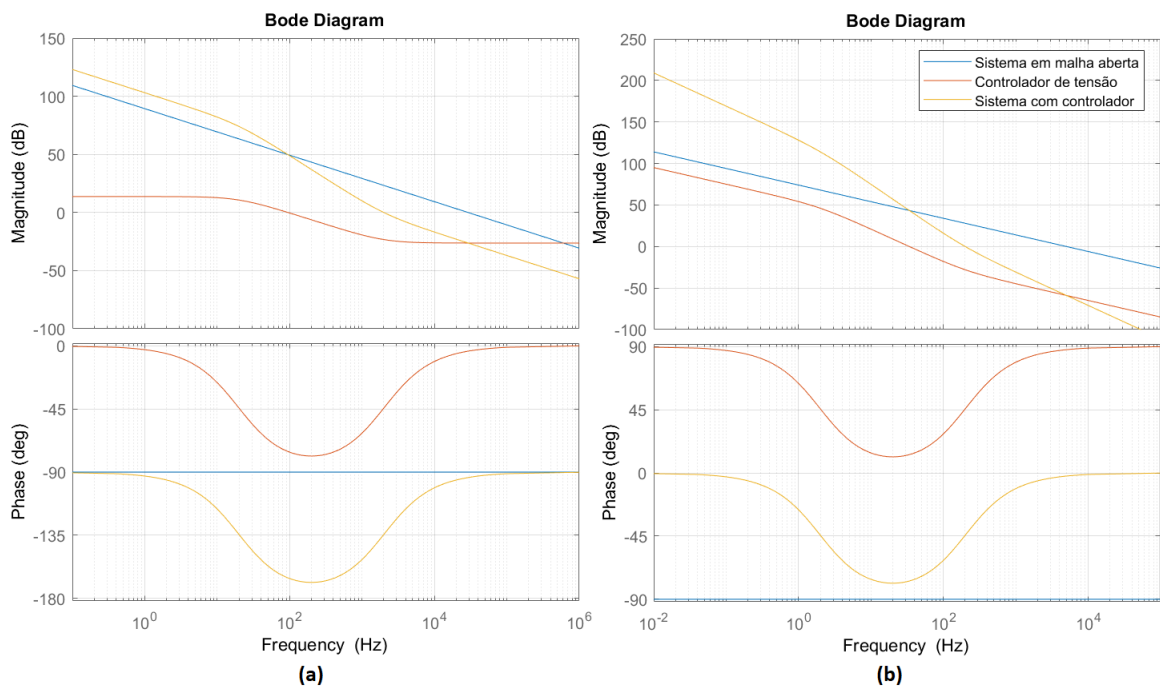


Figura 39 – Diagramas de Bode das funções de transferência do controlador do conversor buck-boost (a) Controlador de corrente (b) Controlador de tensão. Fonte: próprio autor.

Para implementação dos controladores na simulação foi necessário discretizar suas funções de transferência. Para tal foi utilizado o método de Tustin de transformada bilinear.

### 3.2.2.1 Considerações sobre a simulação

Cabe salientar que para simulação completa de um ciclo de descarregamento e carregamento da bateria é necessário fazer uma simulação que represente um período de horas. Devido às limitações de memória e processamento do computador utilizado para a simulação ela foi acelerada, fazendo com que um segundo de simulação representasse uma hora, multiplicando o valor de carga elétrica armazenada ou retirada da bateria por 3600 a cada iteração. Todos os demais parâmetros foram mantidos constantes.

Desta forma a variação da tensão de polarização e tensão exponencial da Equação de Shepherd, que são dependentes do tempo e da corrente também são acelerados. No entanto, ao se observar as correntes e tensões resultantes em uma janela de tempo da ordem de grandeza do período de chaveamento são muito próximas daquela que seria simulada sem este recurso de aceleração.

Desta forma foi possível que a simulação pudesse ser realizada em tempo hábil e analisada, permitindo tirar conclusões satisfatórias para os intuítos deste trabalho.

### 3.2.3 Resultados para o descarregamento

A [Figura 40](#) mostra o funcionamento do conversor simulando o descarregamento completo de uma bateria em um período de aproximadamente 5 horas, começando quando  $t=1h$ .

Percebe-se que o controle desempenha sua função de fazer o sistema seguir a referência de potência desejada. A referência de corrente calculada para atender à potência demandada também é seguida satisfatoriamente. Nota-se que devido à redução de tensão ao longo do processo a corrente tende a aumentar para manter o nível de potência desejado.

Ao atingir o nível de tensão mínimo permitido, dado pela tensão de corte de 10,5 V por bateria, a referência é zerada a fim de evitar o descarregamento mais profundo da bateria mesmo que ainda tenha alguma carga disponível. Neste ponto a referência de potência deixa de ser seguida.

A [Figura 41](#) mostra a variação do índice de modulação ao longo do ciclo. Percebe-se como este índice varia em função do nível de tensão da bateria. O índice se mantém sempre próximo de zero devido ao fato do nível de tensão da bateria estar próximo do nível de tensão do lado de alta do conversor. A medida que a tensão reduz o índice tende a aumentar.



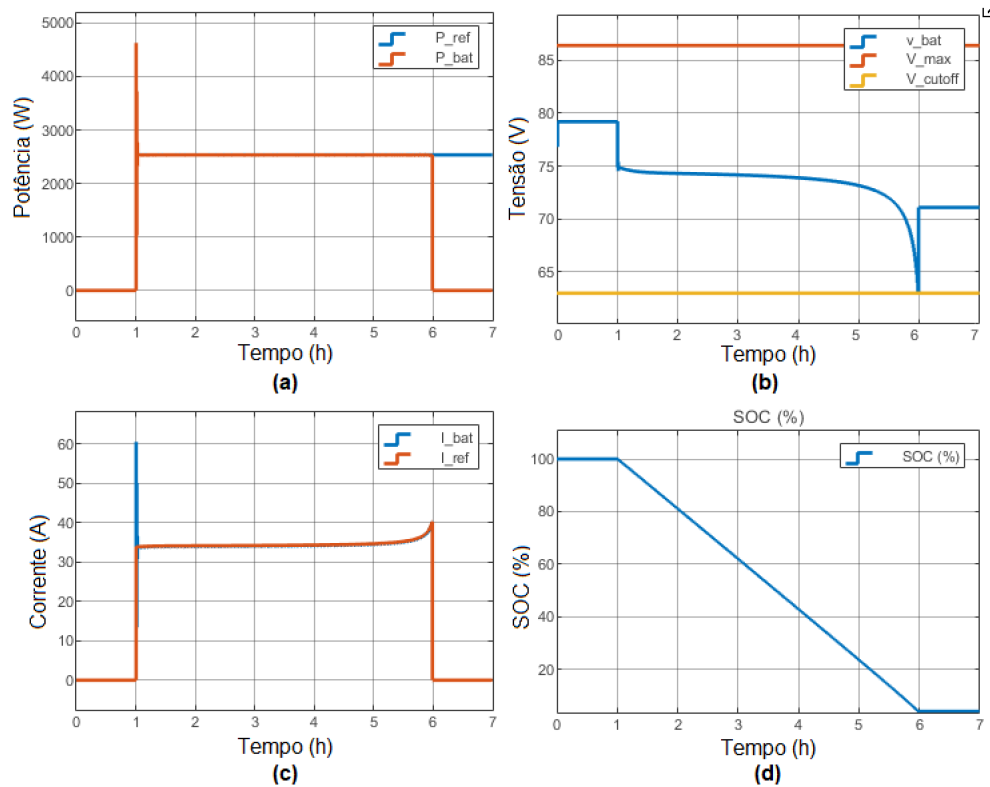


Figura 40 – Resultados obtidos na simulação do funcionamento do conversor de (a) potência, (b) tensão, (c) corrente e (d) SOC, para um descarregamento total em aproximadamente 5 horas. Fonte: próprio autor.

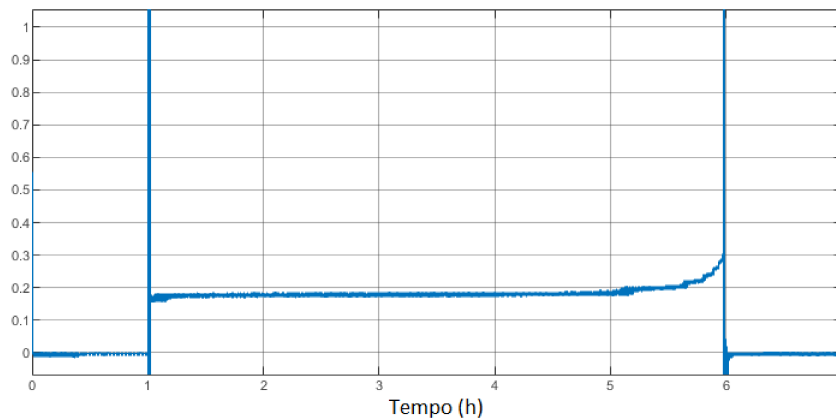


Figura 41 – Variação do índice modulante obtido na simulação do funcionamento do conversor durante o descarregamento. Fonte: próprio autor.

Para comparação com outra curva de descarregamento, a [Figura 42](#) mostra os mesmos resultados para um descarregamento programado para acontecer em um período de 10 horas.

No descarregamento realizado em um período de 5 horas a corrente média do banco de baterias foi de 34,6 A, ou 0,157 C, e o período total de carregamento foi de 4,98 h. Tem-se portanto que a o banco forneceu um total de 1033 Ah, ou 172 Ah por bateria.

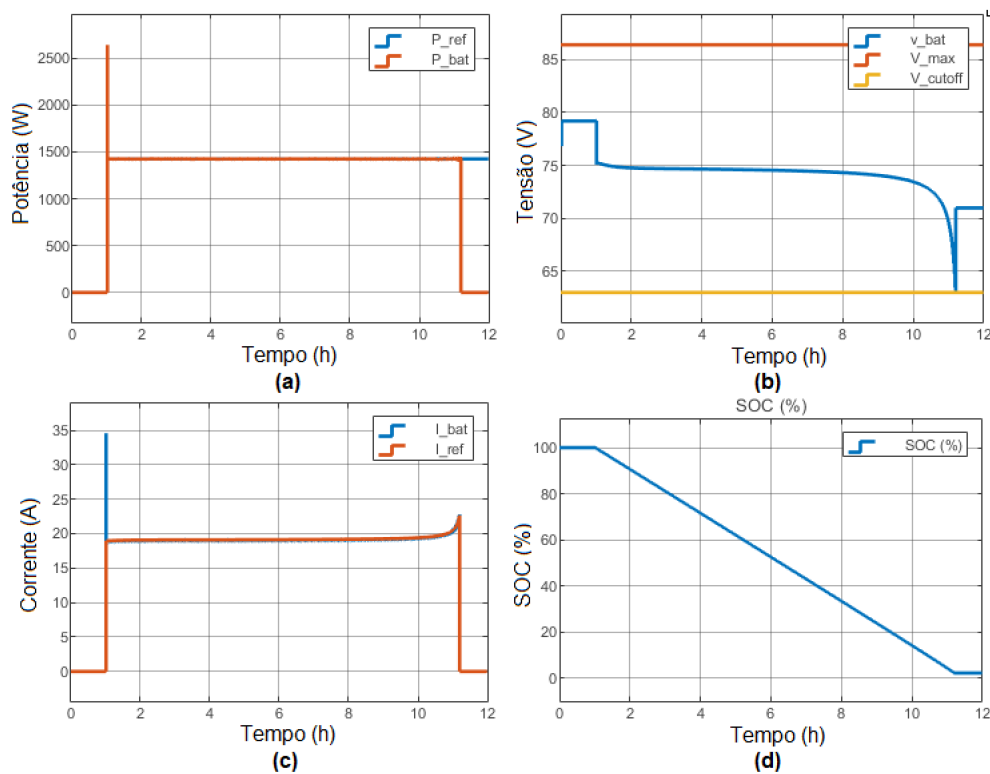


Figura 42 – Resultados obtidos na simulação do funcionamento do conversor de (a) potência, (b) tensão, (c) corrente e (d) SOC, para um descarregamento total em aproximadamente 10 horas. Fonte: próprio autor.

Já no descarregamento em 10 h a corrente média foi de 19,2 A ou 0,087 C durante um período de 10,19 h. Cada bateria forneceu cerca de 195 Ah de carga, totalizando 1174 Ah fornecidos pelo banco.

Percebe-se que um descarregamento mais lento provê uma carga maior na saída da bateria, o que é previsto na modelagem da capacidade como função da corrente durante o descarregamento. Os valores de carga obtida ficaram bem próximos daquele indicado para o fabricante em descarregamentos com 0,16 C e 0,09 C, que são 172 Ah e 195 Ah respectivamente.

### 3.2.4 Resultados para o carregamento

A [Figura 43](#) mostra o funcionamento do conversor simulando o carregamento completo de uma bateria utilizando a potência total do conversor para isso (3 kW), começando quando  $t=1h$ .

No resultado mostrado na [Figura 43](#) percebem-se os principais comportamentos esperados durante o carregamento da bateria. A tensão vai se elevando a medida que a carga na bateria aumenta e enquanto o controle está no modo CC o sistema segue a referência de potência definida. A corrente reduz lentamente neste processo, para compensar a elevação

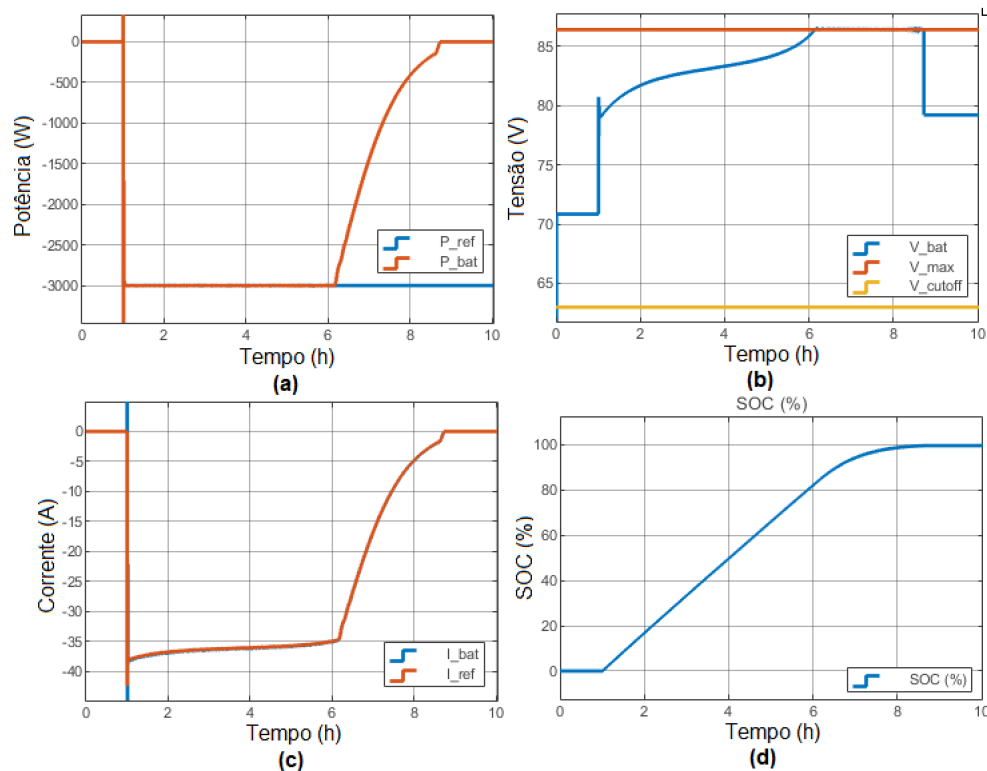


Figura 43 – Resultados obtidos na simulação do funcionamento do conversor de (a) potência, (b) tensão, (c) corrente e (d) SOC, para um carregamento com uma referência de potência de 3 kW. Fonte: próprio autor.

de tensão no banco de baterias e para manter a referência de potência desejada.

Quando a bateria atinge a máxima tensão permitida, o controle muda para o modo CV e a bateria passa a ter sua tensão controlada. Neste momento a referência de potência desejada não é mais seguida e a corrente passa a decrescer exponencialmente a fim de manter a tensão no banco de baterias. O carregamento passa a ser mais lento e é finalizado em um ponto em que a corrente é muito baixa e o carregamento é encerrado.

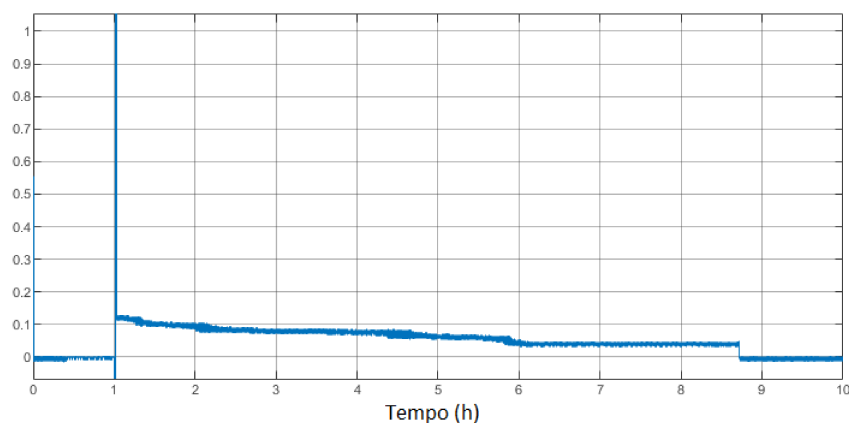


Figura 44 – Variação do índice modulante obtido na simulação do funcionamento do conversor durante o carregamento. Fonte: próprio autor.

Na Figura 44 é mostrada a evolução do índice de modulação ao longo deste processo. Nota-se que tanto no modo CC o índice de modulação decresce a medida que a tensão do banco de baterias sobe enquanto no modo CV o índice de modulação se mantém praticamente constante, já que a tensão não se altera.

Para comparação, foi realizada uma simulação do carregamento utilizando como referência metade da potência do conversor (1,5 kW), cujos resultados estão mostrados na Figura 45. Nesta situação nota-se que a tensão eleva-se mais lentamente e o estágio CV é atingido em um momento posterior.

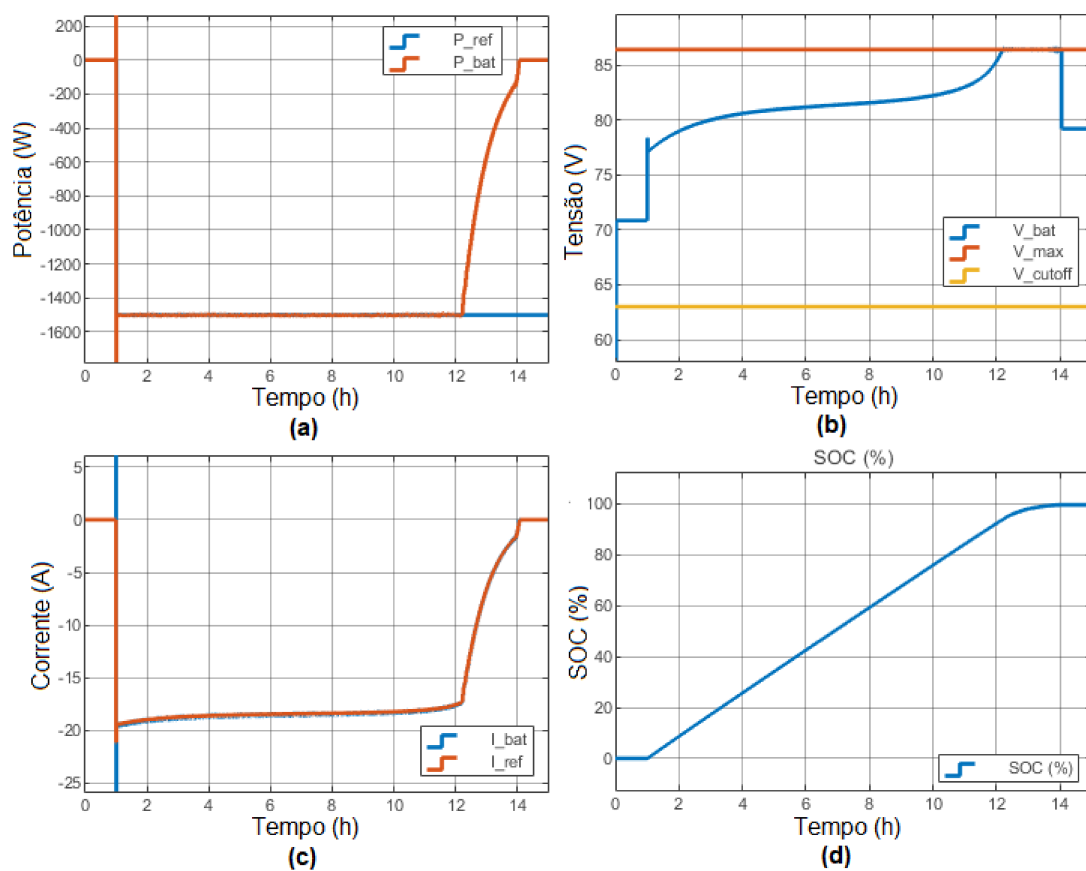


Figura 45 – Resultados obtidos na simulação do funcionamento do conversor de (a) potência, (b) tensão, (c) corrente e (d) SOC, para um carregamento com uma referência de potência de 1,5 kW. Fonte: próprio autor.

### 3.3 Estudos de caso para simulação da operação do sistema

A fim de avaliar o funcionamento do sistema híbrido, a interação entre seus componentes e a rede, foram realizadas simulações dos fluxos de potência entre as partes que compõem o sistema. Estas simulações foram divididas em diferentes estudos de caso, identificados pela característica de sua carga onde foram aplicadas diferentes estratégias

de controle do banco de baterias adotado. Os estudos de caso e suas respectivas cargas são os seguintes:

- **Estudo de caso 1:** carga residencial típica;
- **Estudo de caso 2:** carga comercial típica;
- **Estudo de caso 3:** carga industrial típica;

A cada carga foi associado um sistema de geração fotovoltaica e um banco de baterias com um dimensionamento diferente. O sistema completo simulado é composto pelos blocos mostrados na [Figura 46](#) e listados a seguir:

- **Sistema fotovoltaico:** sistema de geração de energia fotovoltaica, descrito na [subseção 3.3.1](#);
- **Banco de baterias:** banco de baterias eletroquímicas, descrito na [subseção 3.3.2](#);
- **Conversor de potência:** conversor de potência do sistema, cuja modelagem e descrição dos controles implementados está na [subseção 3.3.3](#);
- **Carga:** carga a ser alimentada pelo sistema híbrido e pela rede de energia, descrita na [subseção 3.3.4](#);
- **Rede de energia:** representa a rede de distribuição de energia a qual a carga e o sistema híbrido estão conectados. A rede nesta simulação foi modelada como uma rede ideal que fornece potência ativa e reativa quando demandado para complementação da carga ou pelo banco de baterias, e absorve os excedentes injetados pelo conversor, sem perdas;

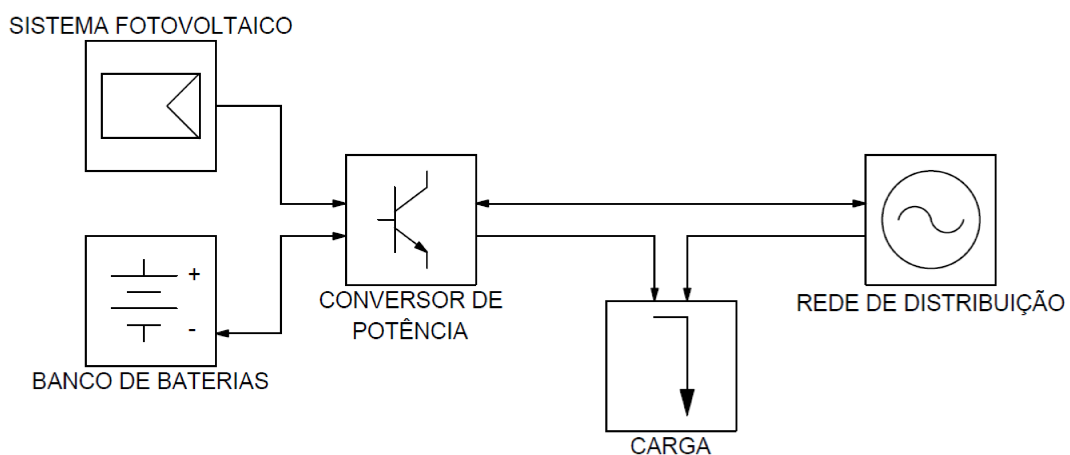


Figura 46 – Blocos para simulação da operação do sistema. Fonte: próprio autor.

Nas seções referenciadas são apresentados detalhes da modelagem e parametrização do componente em cada caso. Da combinação destas diferentes condições são extraídos os resultados apresentados e analisados no [Capítulo 4](#).

### 3.3.1 Geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica do sistema foi representada utilizando dados obtidos de uma instalação fotovoltaica existente. A [Tabela 6](#) apresenta as principais informações que caracterizam esta instalação fotovoltaica.

Tabela 6 – Sistema fotovoltaico utilizado para extração de dados

<b>Potência do sistema fotovoltaico</b>	3,96 kWp
<b>Potência de saída do inversor</b>	3,00 kVA
<b>Inclinação</b>	10°
<b>Orientação</b>	-40° (noroeste)
<b>Tipo de instalação</b>	Instalação residencial sobre telhado cerâmico
<b>Latitude</b>	-19.6163519
<b>Longitude</b>	-44.0512868
<b>Entrada em operação</b>	14/02/2019
<b>Geração total ao longo do 1° ano</b>	5941 kWh
<b>Produtividade do sistema</b>	125 kWh/kWp.mês

Os dados foram obtidos a partir de um sistema de aquisição de dados instalado junto ao inversor que consegue fornecer valores a cada 5 minutos das médias de correntes, tensões e potências tanto do lado c.c. quanto do lado c.a. neste intervalo de tempo. Cabe salientar que, por falhas deste sistema, os dados de alguns dias ao longo do ano foram perdidos. Ao todo foram 37 dias cujos dados não estão disponíveis. Para estes casos, foram reproduzidos os mesmos dados de geração de dias anteriores, assumindo que as condições climáticas e trajetória solar são bastante semelhantes e, portanto, a curva de geração será semelhante.

Para o cálculo da potência em cada instante de tempo, foi realizada uma mudança de base para a potência nominal de saída do inversor a ser adotada em cada estudo de caso. Para isso foi utilizada uma escala por unidade (PU). Desta forma, os dados obtidos da operação de um sistema real foram extrapolados para outras situações, de forma que a geração ao final será proporcional à potência do novo inversor adotado.

A potência fotovoltaica obtida na saída pode ser calculada usando a [Equação 3.19](#).

$$P_2(t) = P_1(t) \frac{P_{base2}}{P_{base1}} = P_1(t) \frac{P_{base2}}{3000} \quad (3.19)$$

Onde:

- $P_2(t)$  é a potência instantânea do novo sistema, em W;

- $P_1(t)$  é a potência instantânea obtida no instante  $t$  pelo sistema fotovoltaico mostrado na Tabela 6, em W;
- $P_{base1}$  é a potência base do sistema fotovoltaico mostrado na Tabela 6, igual a 3 kW;
- $P_{base2}$  é a potência base do novo sistema, em W.

Assume-se portanto que o sistema simulado possui inclinação, orientação, incidência de irradiância e perdas iguais ao do sistema original. Mesmo que tais condições sejam difíceis de se obter, é razoável assumir que um sistema fotovoltaico de potência distinta mas em condições semelhantes tenha uma performance próxima a do sistema original. Isto se deve ao fato de que as principais características que influenciam na geração, como a irradiância, temperatura e perdas por sobrecarregamento de inversor serão as mesmas.

Cabe salientar que, como esta modelagem tem como intuito simular os fluxos de potência e totais de energia processados pelos diferentes componentes do sistema, não foram adotados valores base para tensões e correntes nem serão realizadas análises dessas grandezas no sistema fotovoltaico.

### 3.3.2 Banco de baterias

Os bancos de baterias serão compostos pelas baterias MouraClean 12MF220, modelada na seção 3.1. Para cada estudo de caso o banco será composto por uma determinada quantidade de baterias mostrada na Tabela 7.

Tabela 7 – Configuração dos bancos de bateria adotados

	Baterias em paralelo	Baterias em série	Total	Capacidade total
Caso 1 - Residencial	1	6	6	1320 Ah
Caso 2 - Comercial	1	30	30	6600 Ah
Caso 3 - Industrial	3	50	150	33000 Ah

Os bancos de bateria foram dimensionados para possuir energia equivalente a aproximadamente 100% da necessidade da carga no caso residencial, 50% no caso comercial e um terço da carga no caso industrial.

Além da modelagem do comportamento da bateria foi implementada nas simulações a modelagem de degradação da capacidade da bateria.

### 3.3.3 Conversor de potência

O conversor de potência é baseado em um conversor típico para estas aplicações, cuja operação para controle da bateria funciona conforme mostrado na seção 3.1 e representado na Figura 47.

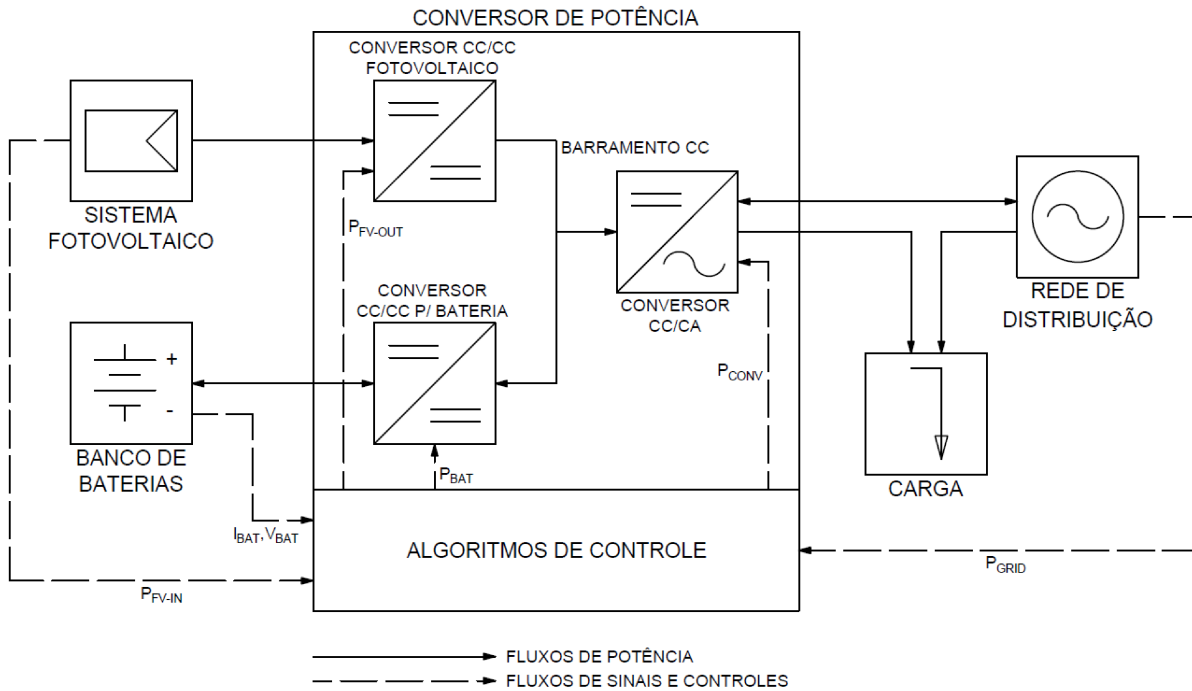


Figura 47 – Diagrama de blocos do conversor de potência e interações com os demais componentes do sistema. Fonte: próprio autor.

Seguem algumas características consideradas na implementação do conversor:

- O conversor opera limitando a potência fotovoltaica apenas quando ela excede a potência máxima do conversor. Em nenhum outro momento a potência fotovoltaica gerada é limitada ou controlada de alguma forma;
- O controle de carregamento e descarregamento da bateria acoplada ao conversor é realizado conforme as estratégias mostradas a seguir, na [subseção 3.3.3.1](#);
- O conversor c.c.-c.c. para conexão do banco de baterias e o conversor c.c.-c.a. para conexão a rede são bidirecionais;
- A cada processo de conversão de energia naturalmente ocorrem perdas de potência devido ao funcionamento dos componentes internos. Foi adotado um valor constante de perdas em cada conversão de 2%, o que está próximo da eficiência de conversores comerciais;
- O SOC mínimo que a bateria irá operar ( $SOC_{min}$ ) é de 50%, a fim de evitar ciclos de carregamento e descarregamento com profundidades muito elevadas que reduzem bastante sua vida útil.

Cabe salientar que na construção de um conversor para as aplicações aqui mostradas as potências dos blocos c.c.-c.c. e c.c.-c.a. no interior do conversor podem ter potências



distintas. Para simplificação, foi considerado aqui que todos os blocos possuem a mesma potência igual à potência de saída do conversor da geração fotovoltaica mostrada na [Tabela 6](#).

### 3.3.3.1 Controle de carregamento e descarregamento da bateria

Foram implementadas e avaliadas diferentes simulações e estratégias para operação do banco de baterias, descritas a seguir:

- **Sem utilização de baterias:** simulação de referência, apenas com carga e geração fotovoltaica;
- **Estratégia 1 - Carregamento e descarregamento independente:** nesta estratégia a bateria é operada de forma totalmente independente da geração ou da carga. O banco de baterias é programado para injeção de máxima potência no horário de ponta (HP) e no horário intermediário (HI, para o caso residencial). O carregamento é programado para acontecer lentamente ao longo do dia, entre as 0h e o início do horário de início do descarregamento;
- **Estratégia 2 - Carregamento com a geração fotovoltaica, descarregamento independente:** nesta estratégia o descarregamento é programado como descrito na Estratégia 1, enquanto o carregamento ocorre sempre que, fora dos horários programados para descarregamento, existe produção de energia fotovoltaica e a bateria não se encontra completamente carregada. A potência da geração fotovoltaica é toda direcionada para o carregamento da bateria;
- **Estratégia 3 - Carregamento com o excedente de geração, descarregamento independente:** nesta estratégia o descarregamento é programado como descrito na Estratégia 1, enquanto o carregamento ocorre sempre que a potência de geração excede a potência demandada pela carga e a bateria não se encontra completamente carregada;
- **Estratégia 4 - Maximização de autoconsumo:** nesta estratégia tanto o carregamento quanto o descarregamento dependem da potência de geração fotovoltaica, do consumo da carga e do SOC da bateria. O carregamento ocorre sempre que a potência de geração excede a potência demandada pela carga e a bateria não se encontra completamente carregada, enquanto o descarregamento ocorre sempre que a carga excede a geração e há carga disponível na bateria.

A [Figura 48](#) mostra os fluxos de potência esperados para um dia típico com uma carga residencial, exemplificando como se espera que a potência fornecida ou absorvida pelo banco de baterias se comporte ao longo de um dia.

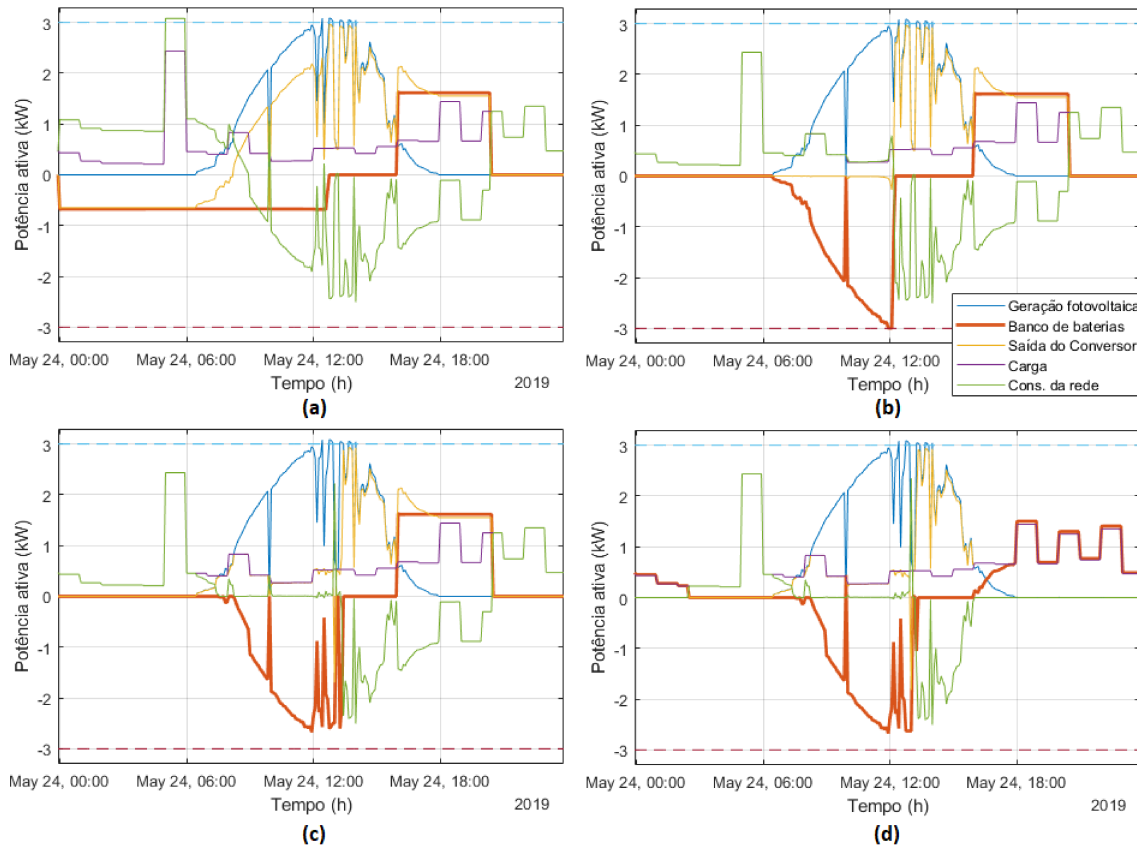


Figura 48 – Fluxo de potência em 1 dia típico para o caso residencial para as diferentes estratégias de controle de carga, com destaque para a potência extraída ou injetada na bateria (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor.

### 3.3.3.2 Controle do fator de potência

A fim de simular as condições normais de funcionamento de geradores distribuídos, foi implementado um controle do fator de potência na saída do conversor com as características sugeridas na norma ABNT NBR 16149:2013, que estabelece as recomendações para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição em qualquer localidade do Brasil (ABNT, 2013). Neste caso, serão adotados:

- Para o estudo de caso residencial, em que o sistema injeta no máximo 3 kW, a saída do conversor tem sempre um fator de potência unitário, conforme indicado na seção 4.7.1 da NBR 16149:2013;
- Para os outros dois estudos de caso, foi implementada uma curva de variação do fator de potência em função da potência de saída conforme sugerido pela NBR 16149:2013 na Seção 4.7.3. Como o sistema estudado se encontra na área de concessão da Cemig, foi utilizada a curva apresentada por esta distribuidora em sua norma para conexão de minigeradores (CEMIG, 2018), que também pode ser exigida na conexão de

microgeradores. Nesta curva, apresentada na [Figura 49](#), quando o inversor está injetando até 20% de sua capacidade nominal, ele opera com fator de potência unitário. Acima deste valor, o fator de potência decresce linearmente até o valor de 0,95 indutivo em 100% de sua capacidade.

- Devido à falta de normas a respeito da conexão de sistemas de armazenamento na rede, sempre que o conversor consumir potência para carregamento das baterias, o fator de potência será mantido unitário.

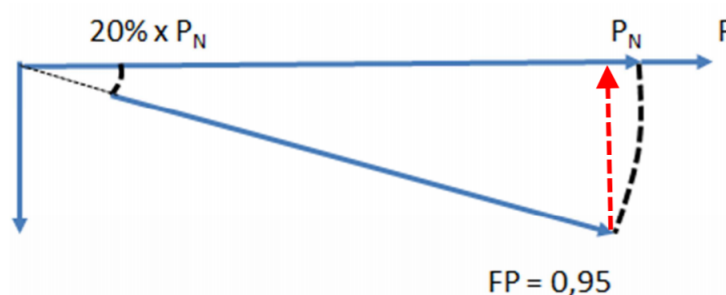


Figura 49 – Curva característica para controle de fator de potência dos inversores ([CEMIG, 2018](#), p.79).

Nas simulações aqui realizadas não serão representados os fluxos de potência reativa. A implementação do controle de fator de potência irá impactar na limitação da potência ativa máxima de saída a ser fornecida pelo conversor, já que sua limitação de potência é dada em potência aparente.

### 3.3.4 Curvas de carga

As diferentes curvas de carga características de cada caso foram retiradas de uma campanha de medição realizada pela Cemig ([CEMIG, 2007](#)). As principais características das curvas são mostradas na [Tabela 8](#).

Para modelagem das curvas de carga a serem adotadas na simulação no período de 1 ano em primeiro lugar foram gerados valores sintéticos para a carga replicando a curva típica para um período de 365 dias. Dado que as curvas apresentadas pela Cemig possuem valores horários, isto resultou em um vetor de 8760 posições. Nos dias de sábado e domingo foram utilizados os fatores identificados como *Pond. Sábado* e *Pond. domingo* que representam a razão entre o consumo nestes dias em relação ao consumo de um dia útil comum. Nestes dias da semana portanto foram utilizadas as mesmas curvas de carga de um dia útil comum com a potência multiplicada por estes fatores. Não foi feita nenhuma alteração sazonal nestas curvas de carga.

Tabela 8 – Caracterização da curva de carga de cada estudo de caso

	Estudo de caso 1 (residencial)	Estudo de caso 2 (comercial)	Estudo de caso 3 (industrial)
Identificação da carga	Residencial faixa 3 - Tipo 3	Comercial faixa 4 - Tipo 2	A4 faixa 6 - Tipo 2
Descrição	Curva de carga selecionada entre as curvas típicas de consumidores residenciais com consumo entre 500 e 1000 kWh	Curva de carga selecionada com o consumo agregado de 5 consumidores do tipo comércio varejista, correspondente a maior parte dos consumidores comerciais da Cemig, e 1 consumidor classificado como "Outros"	Curva de carga selecionada com o consumo agregado de 30 consumidores de diferentes ramos industriais
Pond. Sábado	1,127	0,689	0,905
Pond. Domingo	1,191	0,141	0,734
Fator de carga	26,90%	51,06%	93,00%
Fator de carga HP	73,00%	89,56%	97,15%
Fator de carga HI	70,52%	45,63%	92,80%
Consumo mensal	500 kWh	5000 kWh	36000 kWh
Curva de carga típica	Figura 50a	Figura 50b	Figura 50c

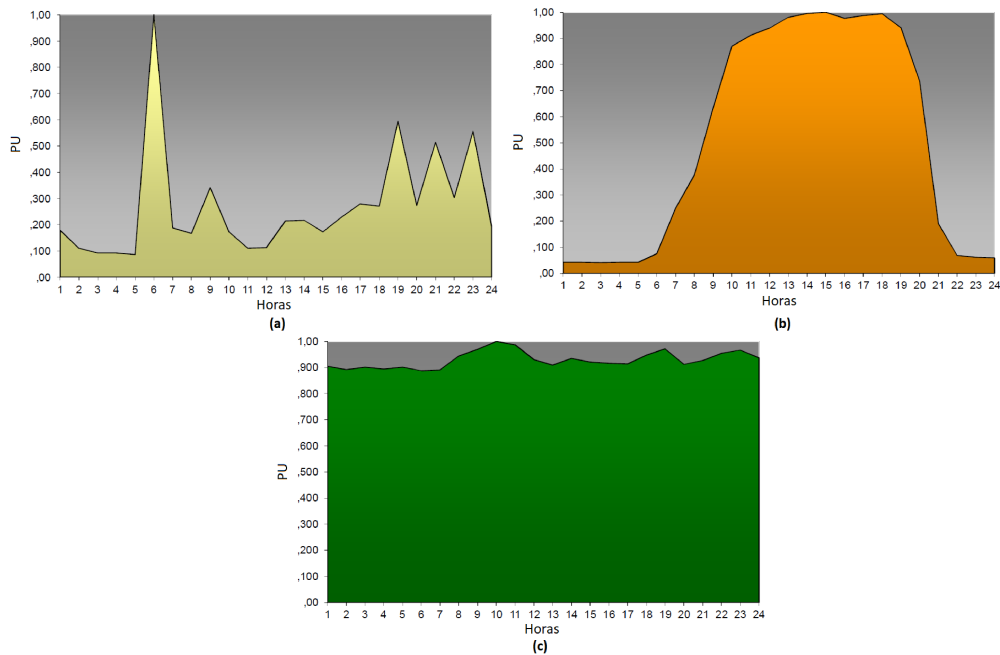


Figura 50 – Cargas típicas utilizadas nos estudos de caso (a) Residencial (b) Comercial (c) Industrial. Retirado de Cemig (2007).

Os gráficos de carga foram inicialmente dimensionados em pu. As potências foram multiplicadas por um fator a fim de que as curvas atingissem o consumo mensal médio indicado na [Tabela 8](#). Isso foi feito utilizando a relação mostrada na [Equação 3.20](#).

$$P_{LOAD}(i) = P_{LOAD-PU}(i) \frac{12 \times E_{mês}}{\sum_{j=1}^{8760} P_{LOAD-PU}(j) \Delta t} \quad (3.20)$$

Onde na [Equação 3.20](#):

- $P_{LOAD}(i)$  é a potência da carga em cada valor horário  $i$  em W;
- $P_{LOAD-PU}(i)$  é a potência da carga gerada a partir da curva típica em pu;
- $E_{mês}$  é o consumo mensal médio dado na [Tabela 8](#) em Wh;
- $\Delta t$  é o intervalo de tempo de cada ponto de potência  $P_{LOAD-PU}(j)$ , igual a uma hora;

### 3.3.5 Modelagem do autoconsumo

Conforme exposto na [subseção 2.4.1.3](#), o autoconsumo consiste em utilizar na UC a energia produzida pelas fontes de alimentação/geração que ela possui. Apesar do conceito ser simples, é importante notar que, devido à bidirecionalidade do estágio c.c.-c.a., parte da energia armazenada na bateria pode ter sido obtida por meio da rede de distribuição de energia. Seria portanto errôneo considerar que toda energia obtida por meio da bateria pode ser considerado como autoconsumo.

Para o cálculo correto da energia autoconsumida e da taxa de autoconsumo foi implementada na simulação a grandeza  $E_{BAT-SC}$ , que representa a quantidade de energia armazenada na bateria proveniente do sistema fotovoltaico. A [Equação 3.21](#) mostra o cálculo desta grandeza.

$$\begin{aligned} E_{BAT-SC} &= \int \min(P_{FV}, |P_{BAT}|) dt, \text{ se } P_{FV} > 0 \text{ (geração) e } P_{BAT} < 0 \\ E_{BAT-SC} &= - \int P_{BAT} dt, \text{ se } P_{BAT} > 0 \text{ e } E_{BAT-SC} > 0 \end{aligned} \quad (3.21)$$

Tendo em conta  $E_{BAT-SC}$ , o cálculo da potência de autoconsumo ( $P_{SC}$ ) está mostrado na [Equação 3.22](#)

$$\begin{aligned} P_{SC} &= \min(P_{CONV}, P_{LOAD}), \text{ se } E_{BAT-SC} > 0 \\ P_{SC} &= \min(P'_{FV}, P_{LOAD}), \text{ se } E_{BAT-SC} = 0 \end{aligned} \quad (3.22)$$

$P'_{FV}$  representa a potência do sistema fotovoltaico após processamento pelo conversor, onde as perdas representadas pela eficiência do conversor reduzem a potência de fato injetada na rede.

### 3.3.6 Resumo dos estudos de caso

Para referência, segue um resumo dos estudos de caso a serem simulados na [Tabela 9](#), [Tabela 10](#) e [Tabela 11](#).

Tabela 9 – Resumo dos parâmetros adotados na simulação do caso 1 - residencial

Potência do sistema fotovoltaico	3,96 kWp
Potência do conversor	3 kVA
Capacidade do banco de baterias	1320 Ah
Geração de energia anual	5941 kWh
Consumo de energia anual	6000 kWh
Curva de carga típica	<a href="#">Figura 50a</a>

Tabela 10 – Resumo dos parâmetros adotados na simulação do caso 2 - comercial

Potência do sistema fotovoltaico	26,4 kWp
Potência do conversor	20 kVA
Capacidade do banco de baterias	6600 Ah
Geração de energia anual	39605 kWh
Consumo de energia anual	60000 kWh
Curva de carga típica	<a href="#">Figura 50b</a>

Tabela 11 – Resumo dos parâmetros adotados na simulação do caso 3 - industrial

Potência do sistema fotovoltaico	132 kWp
Potência do conversor	100 kVA
Capacidade do banco de baterias	19800 Ah
Geração de energia anual	198 MWh
Consumo de energia anual	432 MWh
Curva de carga típica	<a href="#">Figura 50c</a>

### 3.3.7 Resumo das estratégias de controle da bateria

Para referência, segue um resumo das estratégias de controle da bateria a serem simulados na [Tabela 12](#).

Tabela 12 – Resumo das estratégias utilizadas para controle da baterias nos estudos de caso

	Descarregamento	Carregamento	Objetivo
Estratégia 1	Programado nos horários de maior tarifa	Programado nos horários de menor tarifa	Deslocamento de consumo
Estratégia 2	Programado nos horários de maior tarifa	Sempre que $P_{FV} > 0$ e $SOC < 100\%$ nos horários de menor tarifa	Deslocamento de consumo
Estratégia 3	Programado nos horários de maior tarifa	Sempre que $P_{FV} > P_{LOAD}$ e $SOC < 100\%$ nos horários de menor tarifa	Deslocamento de consumo
Estratégia 4	Sempre que a $P_{LOAD} > P_{FV}$ e $SOC > SOC_{min}$	Sempre que a $P_{LOAD} < P_{FV}$ e $SOC < 100\%$	Maximização do autoconsumo

### 3.4 Considerações

Neste capítulo foram apresentadas a modelagem de um sistema de baterias e de um conversor de potência para baterias eletroquímicas e seus resultados. Estes serviram de apoio para o desenvolvimento e validação da modelagem completa do sistema, também mostrada neste capítulo.

Esta última modelagem, focada nos fluxos de potência entre os componentes de um sistema híbrido, torna possível visualizar os resultados da operação de um sistema híbrido para as aplicações pretendidas, apresentadas no [Capítulo 4](#).





## 4 Resultados dos Estudos de Caso

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos a partir da simulação computacional de um sistema híbrido completo, conforme modelado no capítulo anterior. A partir dos estudos de caso foram selecionados e analisados resultados representativos dos principais aspectos do comportamento de um sistema híbrido e das diferentes estratégias de controle do banco de baterias.

### 4.1 Fluxos de potência típicos

Nesta seção serão mostrados os fluxos de potência entre os principais componentes do sistema para cada uma das estratégias de controle das baterias. Para permitir comparação entre as diferentes estratégias, foi escolhido 1 dia do ano com geração fotovoltaica com baixa intermitência, cujos fluxos de potência sem a presença do banco de baterias estão mostrados na [Figura 51](#)

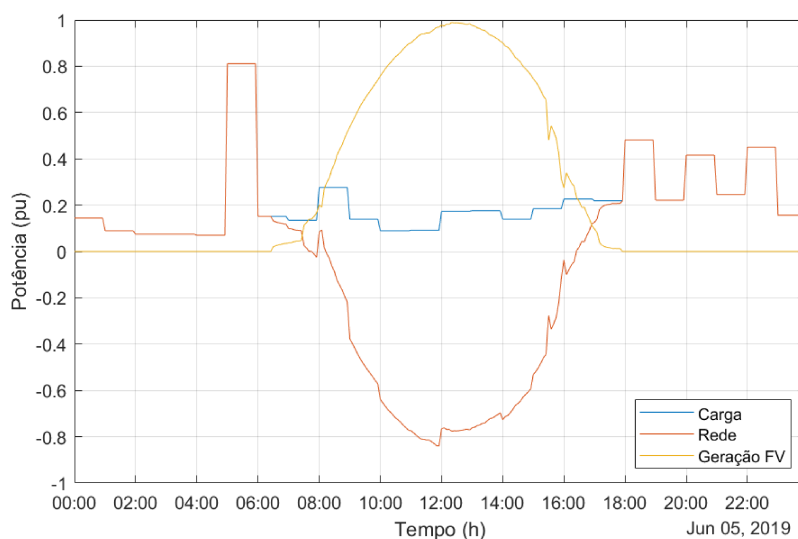


Figura 51 – Exemplo de fluxo de potência em 1 dia para o caso residencial, sem a presença do banco de baterias. Fonte: próprio autor.

Os resultados apresentados na [Figura 52](#) e na [Figura 53](#) mostram os fluxos de potência dos componentes do sistema, com destaque para a potência absorvida e extraída da bateria. No eixo logo abaixo é mostrado o SOC da bateria, evidenciando que a bateria para de ser carregada quando ela atinge 100% de carga e que o descarregamento é finalizado ao atingir 50% de SOC, como planejado. Cabe salientar que no caso residencial os descarregamentos foram programados para ocorrer em um período de 5 horas, correspondentes ao HI e HP.

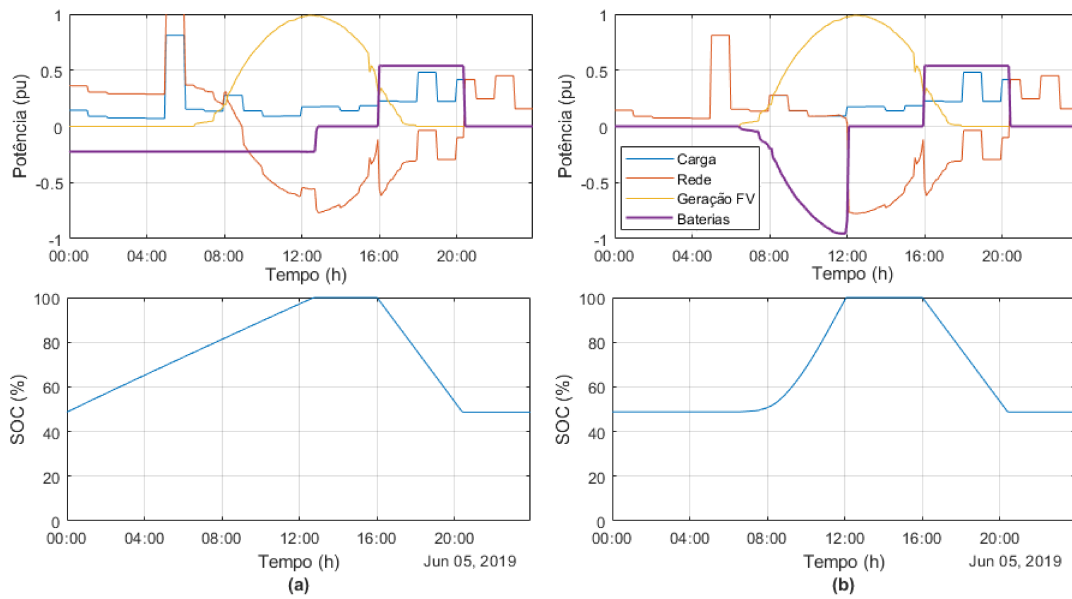


Figura 52 – Resultados do fluxo de potência e o SOC correspondente da bateria em 1 dia típico para a carga residencial, utilizando a (a) Estratégia 1 e (b) Estratégia 2. Fonte: próprio autor.

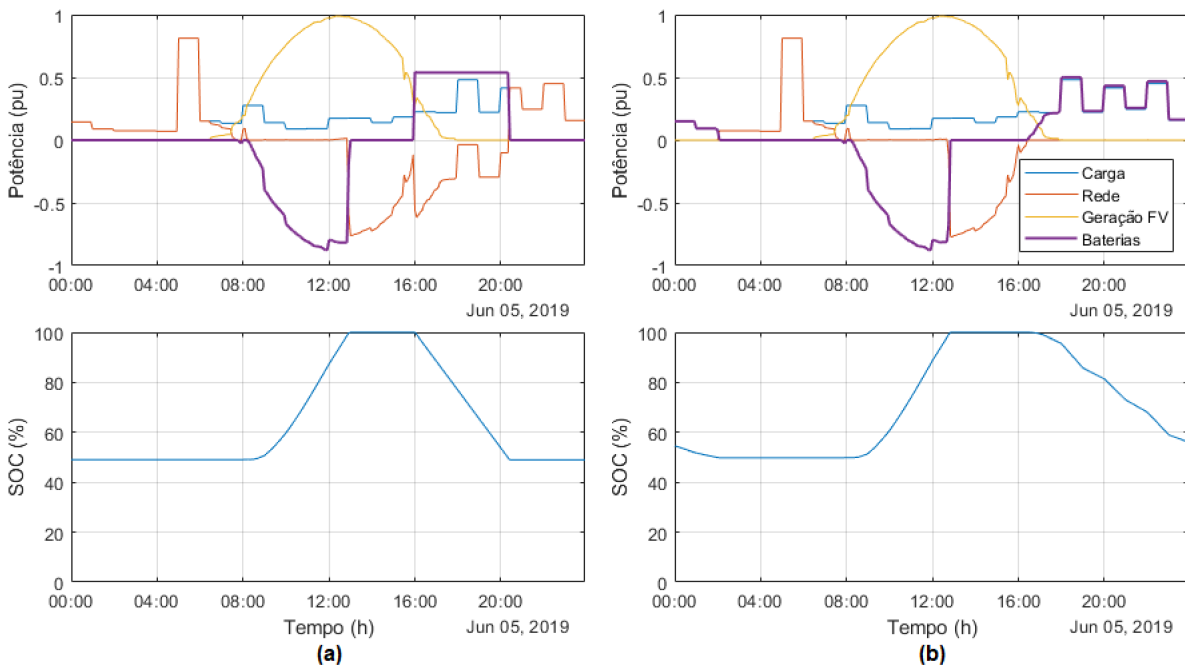


Figura 53 – Resultados do fluxo de potência e o SOC correspondente da bateria em 1 dia típico para a carga residencial, utilizando a (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2. Fonte: próprio autor.

Conforme planejado, a estratégia 1, que pode ser vista na [Figura 52a](#), em que o carregamento e descarregamento da bateria são programadas de forma independente da geração e consumo de energia, tem fluxos de potência previsíveis conforme referências de potência solicitadas ao banco. Se programada corretamente, esta estratégia assegura ciclos

completos de carregamento e descarregamento, chegando aos valores máximos e mínimos de SOC planejados. Em relação a rede, modifica-se o perfil de consumo, aumentando o consumo ao longo do dia e reduzindo nos horários de tarifas mais elevadas, chegando até mesmo a injetar potência na rede nestes horários.

Utilizando a estratégia 2, mostrada na Figura 52b, o consumo é completamente suprido pela rede até que a bateria esteja completamente carregada. Após completar o carregamento, o sistema se comporta como se não tivesse banco de baterias até o horário programado de descarregamento. Portanto, esta estratégia também modifica o perfil de consumo observado pela rede, mas de forma distinta da primeira estratégia. Para a estratégia 3, mostrada na Figura 53a, como durante o dia o consumo de energia é muito baixo, observa-se que ela possui comportamento semelhante ao da estratégia 2, demorando um pouco mais para seu carregamento completo devido à necessidade de suprir a carga antes de realizar o carregamento da bateria.

Utilizando a estratégia 4, vista na Figura 53b, nota-se uma menor interação com a rede do sistema como um todo, reduzindo a injeção e o consumo de potência desta fonte. Em boa parte do dia o fluxo entre a rede e o restante do sistema é zero. Nota-se ainda que em um determinado momento no começo do dia a bateria para de fornecer potência devido ao estado de carga ter atingido o limite de 50%.

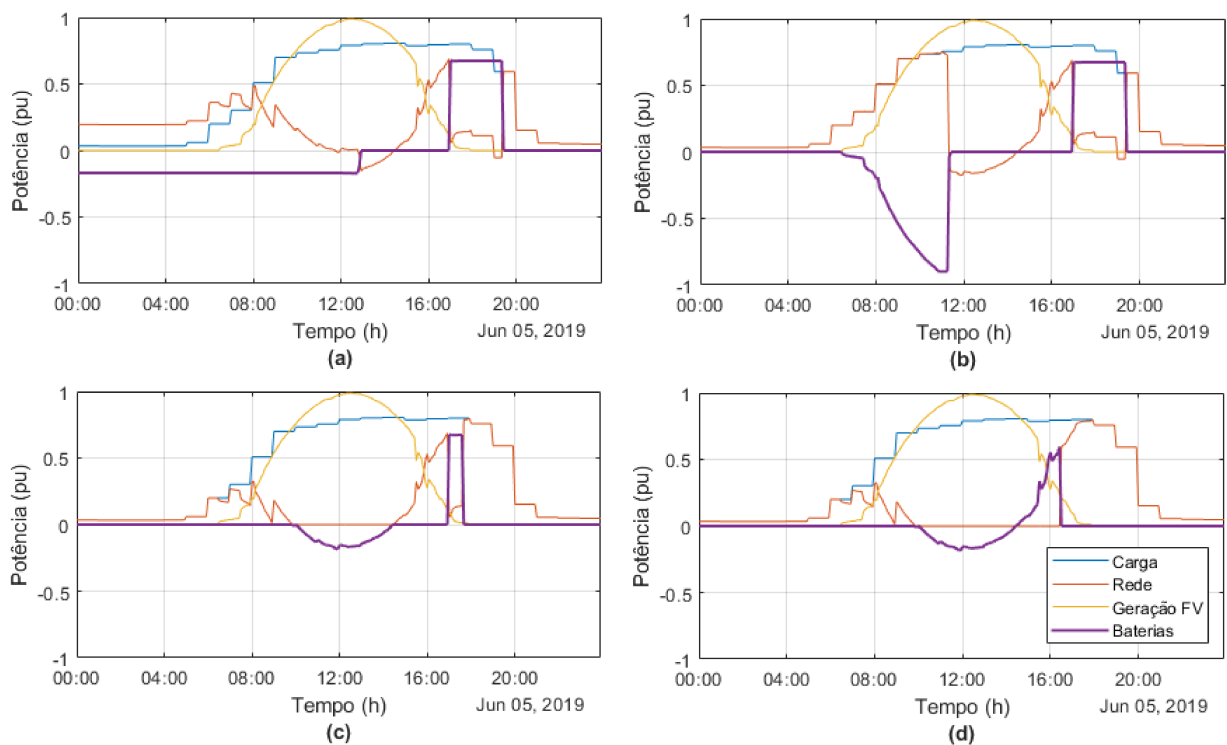


Figura 54 – Resultados do fluxo de potência observado em 1 dia típico para a carga comercial, utilizando as diferentes estratégias de carregamento da bateria adotadas (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor.

Comparando as estratégias nota-se também que o carregamento da bateria nas estratégias que dependem da geração ocorre em um tempo muito menor que o carregamento programado, o que leva a uma maior degradação da bateria. O valor desta potência é dependente exclusivamente da geração no caso da estratégia 2, e da diferença entre geração e carga para as estratégias 3 e 4.

A Figura 54 mostra as 4 estratégias de controle da bateria aplicadas ao perfil de carga comercial. Nota-se que neste perfil existe uma grande coincidência entre a geração fotovoltaica e a carga, ou seja, um alto valor de autoconsumo já característico. Isto impacta muito no comportamento do banco de baterias nas estratégias de 3 e 4, cujo carregamento depende da diferença entre estas duas potências. Como o excedente de geração é pequeno, o carregamento da bateria é baixo e, conseqüentemente, o descarregamento também, o que pode ser visto em um período de descarregamento reduzido em relação ao obtido nas estratégias 1 e 2.

Cabe salientar que neste perfil de carga o descarregamento ocorre num período de apenas 3 horas, que correspondem ao HP. Neste tipo de consumidor não existe HI de acordo com as regras de tarifação vigentes, assim como no caso industrial.

A Figura 55 mostra o mesmo dia e os fluxos de potência correspondentes para a

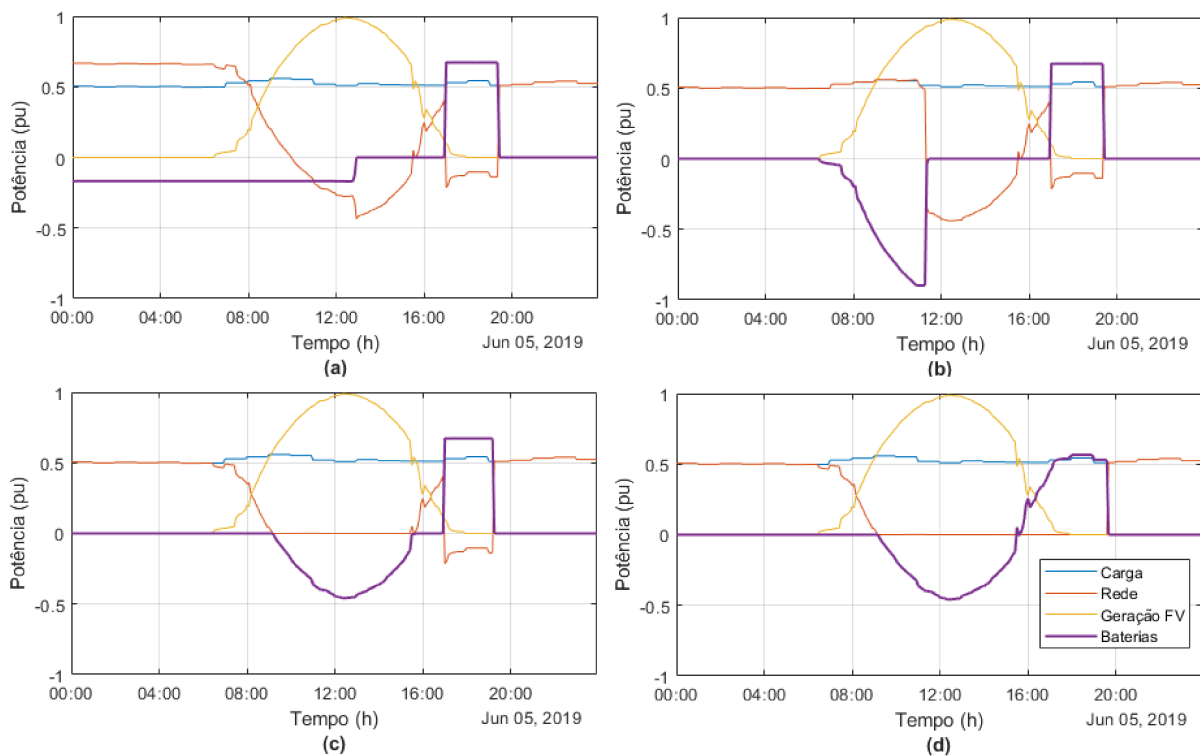


Figura 55 – Resultados do fluxo de potência observado em 1 dia típico para a carga industrial, utilizando as diferentes estratégias de carregamento da bateria adotadas (a) Estratègia 1 (b) Estratègia 2 (c) Estratègia 3 (d) Estratègia 4. Fonte: próprio autor.

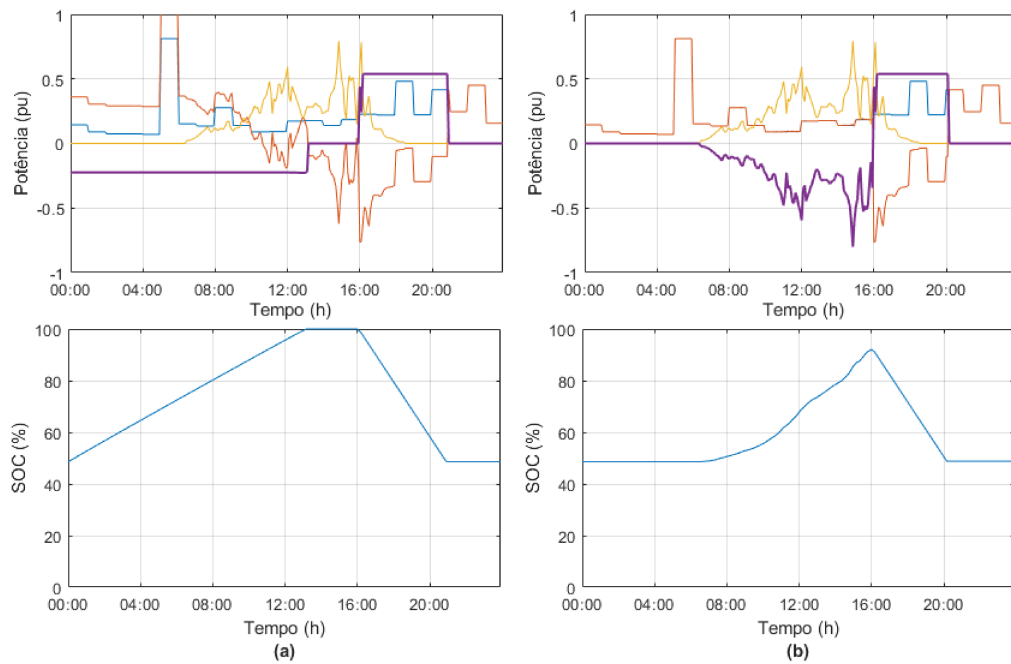


Figura 56 – Resultados do fluxo de potência e SOC observados em 1 dia com baixa geração, utilizando a (a) Estratégia 1 (b) e a Estratégia 2. Fonte: próprio autor.

carga industrial. Percebe-se um efeito semelhante ao observado para a carga comercial: como a potência de geração excede pouco a potência da carga o carregamento é baixo e consequentemente o descarregamento também.

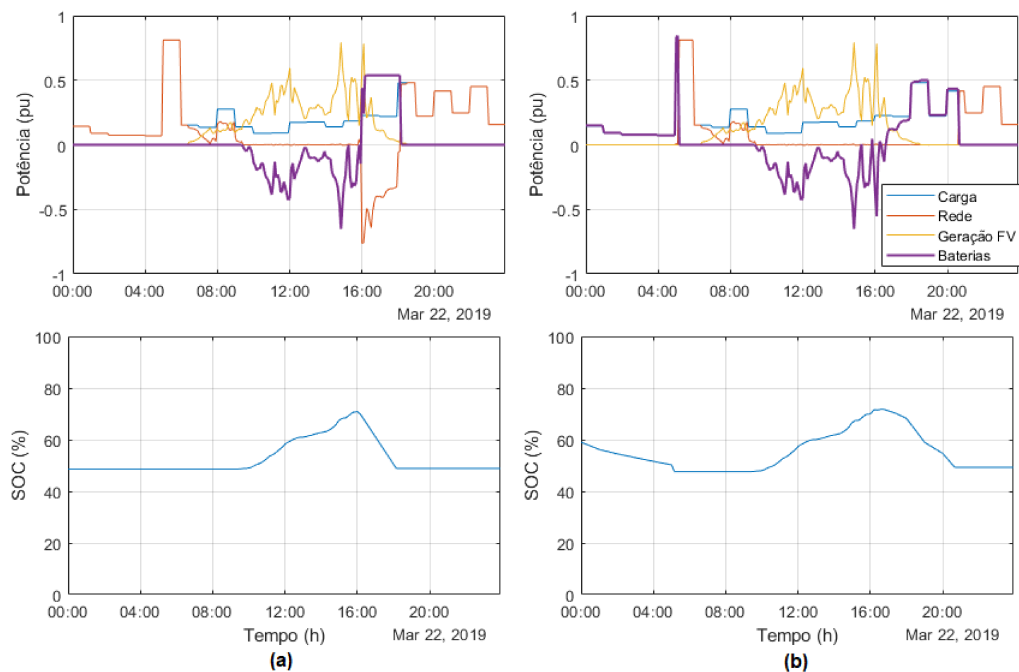


Figura 57 – Resultados do fluxo de potência e SOC observados em 1 dia com baixa geração no caso residencial, utilizando a (a) Estratégia 3 e a (b) Estratégia 4. Fonte: próprio autor.

Em dias de baixa geração fotovoltaica, como em dias nublados, o sistema pode não atingir os resultados esperados em termos de deslocamento de consumo. A [Figura 56](#) e a [Figura 57](#) mostram os fluxos de potência ao longo de um dia com baixa geração e muita intermitência. Com exceção da Estratégia 1, as outras estratégias são impactadas: no caso das estratégias 2 e 3 o carregamento ao longo do dia é baixo e, portanto, o descarregamento é encurtado no HP e HI. No caso da estratégia 4, nota-se um baixo SOC ao longo de todo o dia. A capacidade da bateria fornecer a energia necessária para a carga depende do SOC no final do dia anterior. No caso de um longo período com baixa geração pode acontecer da bateria ficar por muito tempo com baixo SOC e suprir muito pouco a carga como planejado, prejudicando o objetivo de maximização de autoconsumo.

## 4.2 Comportamento da bateria

A fim de exemplificar o comportamento das tensões e correntes em uma bateria ao longo do dia, a [Figura 58](#) mostra a evolução das tensões e correntes para o mesmo período mostrado na [Figura 52](#). As correntes estão representadas em frações de C, que

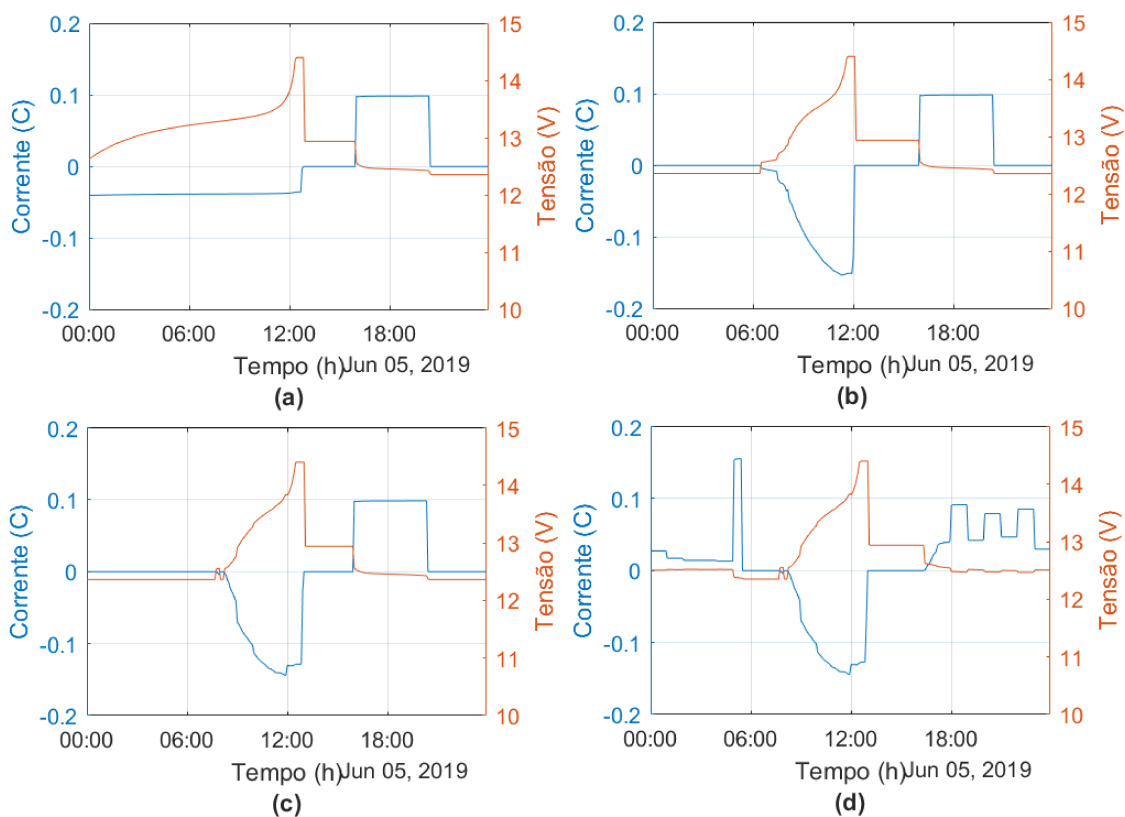


Figura 58 – Resultados do comportamento de tensões e correntes da bateria observado em 1 dia para a carga residencial, utilizando as diferentes estratégias de carregamento da bateria adotadas (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor.

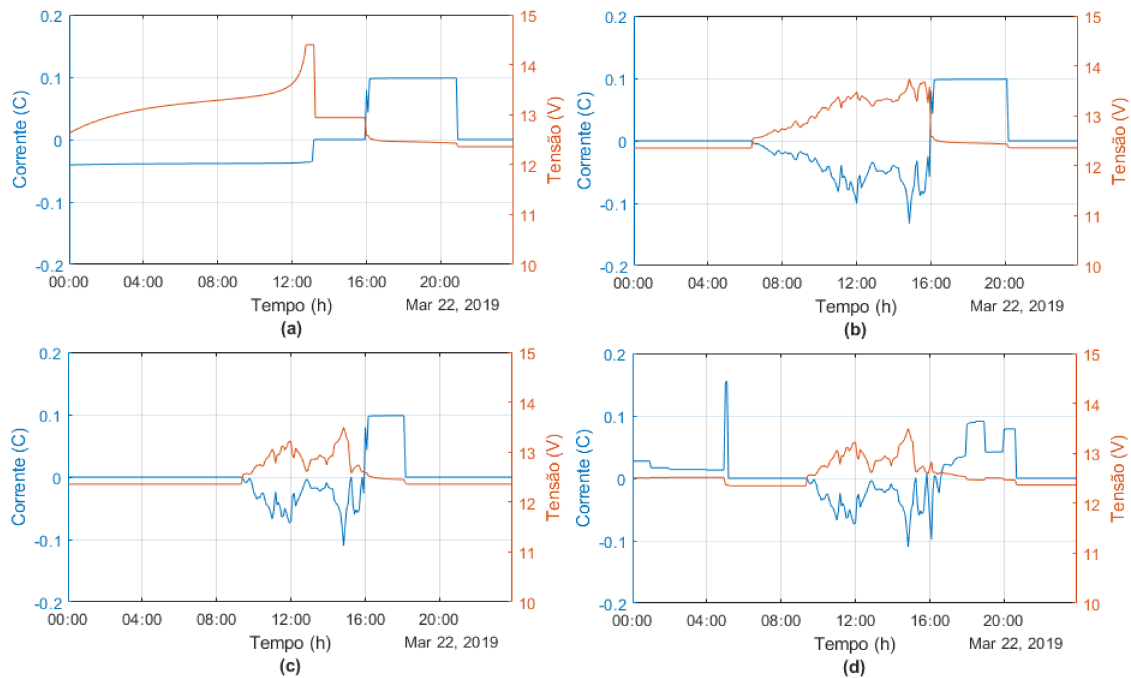


Figura 59 – Resultados do comportamento de tensões e correntes da bateria observado em 1 dia com baixa geração, utilizando as diferentes estratégias de carregamento da bateria (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor.

corresponde a uma corrente igual a capacidade total de uma bateria individual, ou seja, 1C corresponde a 220 A.

Observa-se que para a estratégia 1, mostrada na Figura 58a e na Figura 58b, o comportamento das tensões e correntes está próximo das curvas típicas de carregamento e descarregamento da bateria, já que a potência é mantida sob controle a todo tempo. Para as demais estratégias, notam-se variações já que a corrente drenada varia em função da potência de geração e/ou da carga.

As variações nas correntes e tensões tendem a ser maiores em dias em que há bastante oscilação de geração, como mostrado na Figura 59, em que são mostrados os comportamentos de corrente e tensão para o mesmo dia cujos fluxos de potência estão na Figura 56. Nota-se que nesta condição as variações observadas em corrente e tensão para as estratégias 2, 3 e 4 são bem elevadas. Durante o carregamento a tensão fica mais baixa, bastante distante da tensão máxima, já que as correntes são baixas.

### 4.3 Deslocamento do consumo

Com o intuito de avaliar o deslocamento de consumo, objetivo principal das estratégias 1, 2 e 3, foram calculados os fluxos totais de energia entre a rede e a unidade consumidora-geradora, mostrado na Figura 60. Nesta figura estão mostrados o consumo



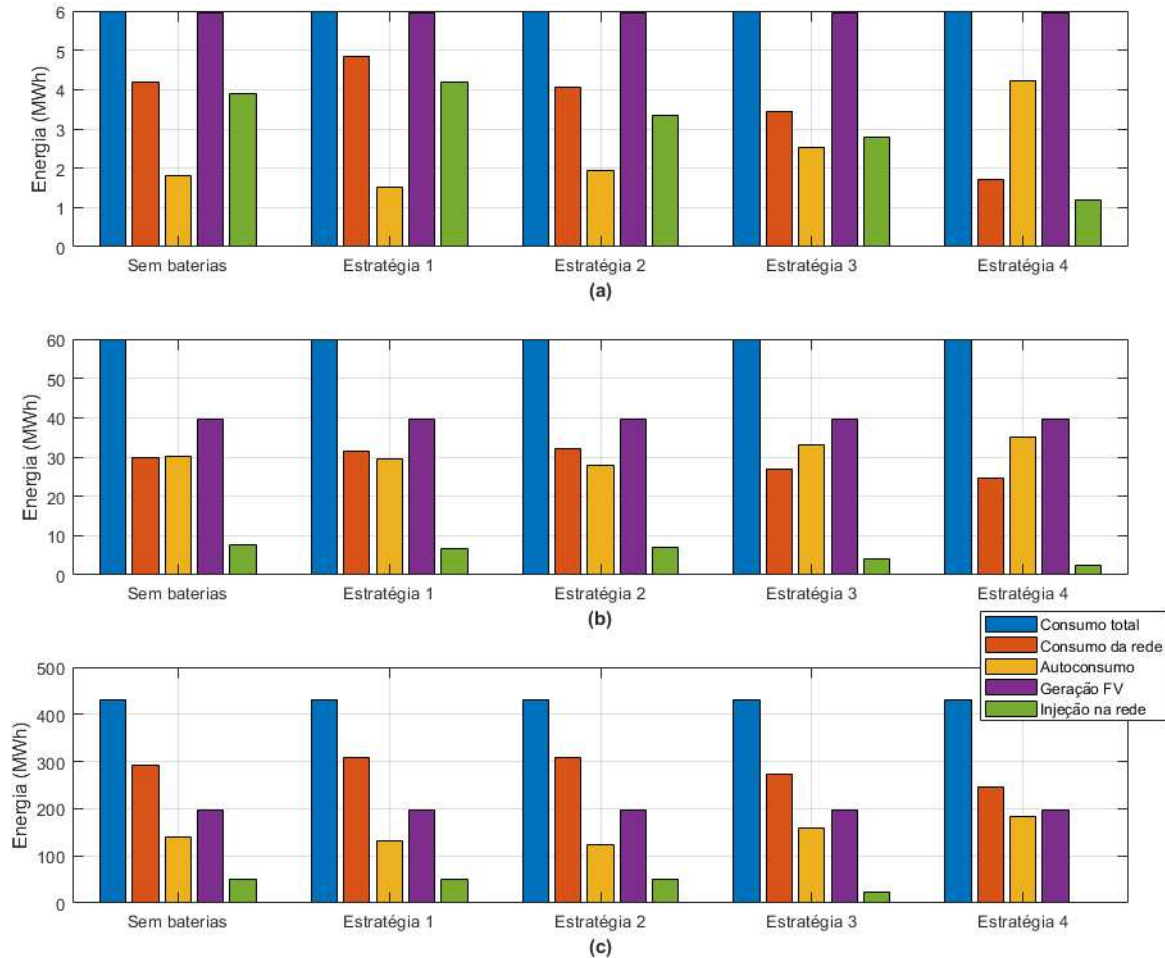


Figura 60 – Valores totais de energia obtidos usando as diferentes estratégias no período de 1 ano (a) Caso residencial (b) Caso comercial (c) Caso industrial. Fonte: próprio autor.

total de energia da carga da unidade, o quanto deste consumo foi suprido pela rede, o quanto foi autoconsumido, a geração total e o quanto desta geração foi injetada na rede para os 3 casos estudados e com cada estratégia adotada. Estes resultados ignoram os horários de consumo, mostrando apenas os fluxos totais em cada caso.

Já que as estratégias 1, 2 e 3 estão relacionadas aos horário tarifários, o deslocamento de consumo é mais visível observando os fluxos em cada horário, o que é mostrado na [Figura 61](#). Nesta figura estão mostrados valores obtidos subtraindo o consumo da injeção. Valores negativos portanto mostram uma maior injeção do que consumo.

Observando os resultados de fluxos totais de energia sem considerar os horários tarifários, nota-se que a estratégia 1 aumenta um pouco tanto a absorção de energia da rede quanto a injeção, mas em geral pouco modifica os fatores de autoconsumo e injeção na rede. Para as estratégias 2 e 3 também são percebidas pequenas modificações no consumo e injeção da rede totais.

Para a estratégia 4 nota-se que o perfil é muito modificado, reduzindo as trocas



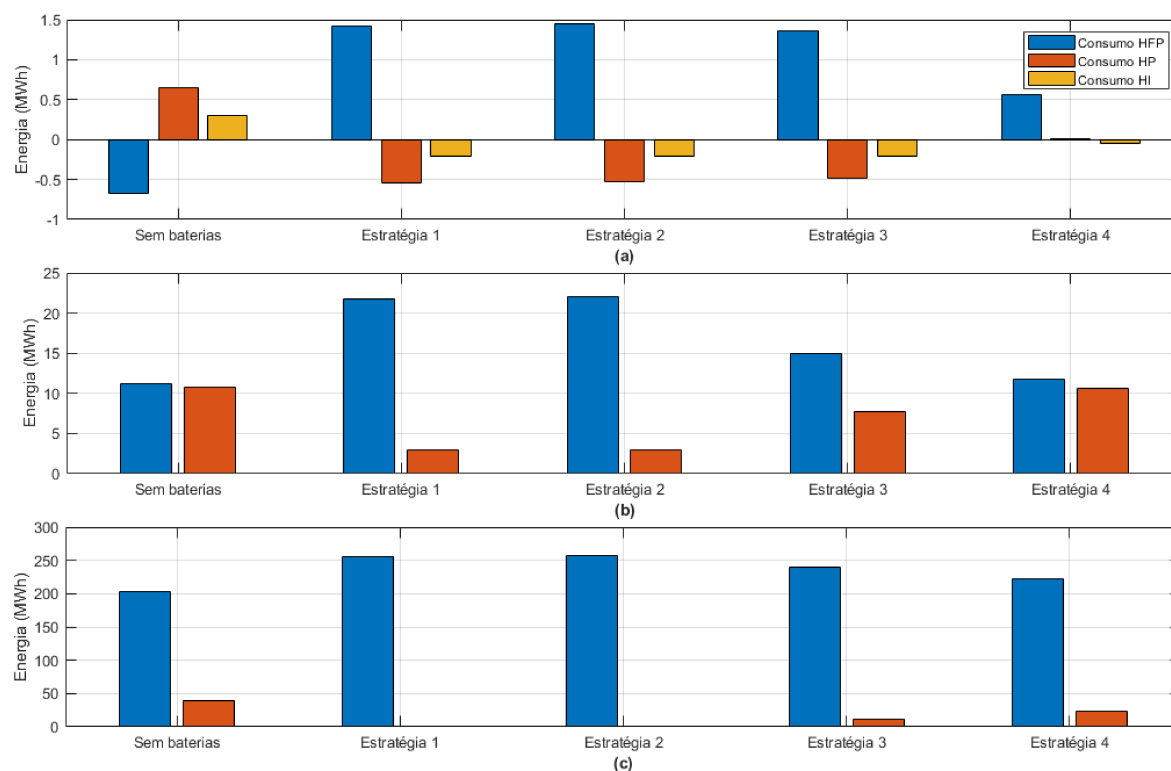


Figura 61 – Valores líquido de energia trocados entre a rede e o sistema híbrido para as diferentes estratégias conforme hora tarifária no período de 1 ano (a) Caso residencial (b) Caso comercial (c) Caso industrial. Fonte: próprio autor.

com a rede tanto de consumo quanto injeção, e elevando bastante o valor de autoconsumo. Notam-se modificações semelhantes independentemente do perfil de carga adotado, mas mais relevantes no caso residencial, em que a geração total ao final do ano é próxima do consumo, tendo portanto um valor proporcionalmente mais alto de energia que pode ser processado pelo sistema de baterias. No caso industrial a injeção na rede é zerada, indicando que a bateria não chega a 100% de SOC em horários com excedente de geração. Este tipo de situação é desejável em um local em que existam limitações para injeção na rede que podem ser impostas pelo operador ou até mesmo por uma escolha do consumidor, que pode preferir evitar a injeção para reduzir custos com adequações do padrão de entrada e sistemas de proteção e medição.

O deslocamento do consumo proposto pelas estratégias 1, 2 e 3 é percebido ao se avaliar os valores de energia em função do horário tarifário. Para o caso residencial, nota-se que o perfil é completamente modificado. Enquanto que apenas com geração instalada normalmente ocorre injeção de energia muito maior em HFP e consumo no HI e HP, as estratégias 1, 2 e 3 são capazes de inverter esta realidade, transferindo o consumo para o horário fora de ponta e a injeção para os horários de tarifa mais elevada. Já que a geração e consumo da carga são pouco coincidentes, o resultado final para cada estratégia é bem semelhante. Já a estratégia 4 torna o fluxo líquido com a rede bem próximo de zero,

independente do horário.

Para o caso comercial, nota-se que o fluxo de injeção na rede não chega a superar o de consumo, mas o consumo em HP é bastante reduzido em qualquer caso. Como a geração supera em pouco a carga normalmente, nota-se que a estratégia 3 se torna bem menos efetiva para o deslocamento de consumo. Pelo mesmo motivo o perfil total é pouco modificado para a estratégia de maximização de autoconsumo.

No caso industrial percebe-se que em HP o fluxo é praticamente zerado para as estratégias 1, 2 e 3. Assim como no caso comercial aumenta-se o consumo em HFP para que este efeito seja alcançado. A estratégia 4 realiza um pequeno deslocamento de consumo de HP para HFP, já que o horário em que a geração começa a cair abaixo da carga está próxima do HP, o que pode ser visto em [Figura 55](#). O pequeno aumento no consumo em HFP pode ser explicado pelas perdas da bateria.

## 4.4 Autoconsumo

Para cada estudo de caso e estratégia de controle da bateria foi calculado um percentual de energia autoconsumido pela instalação para cada estratégia. Os resultados estão mostrados na [Figura 62](#).

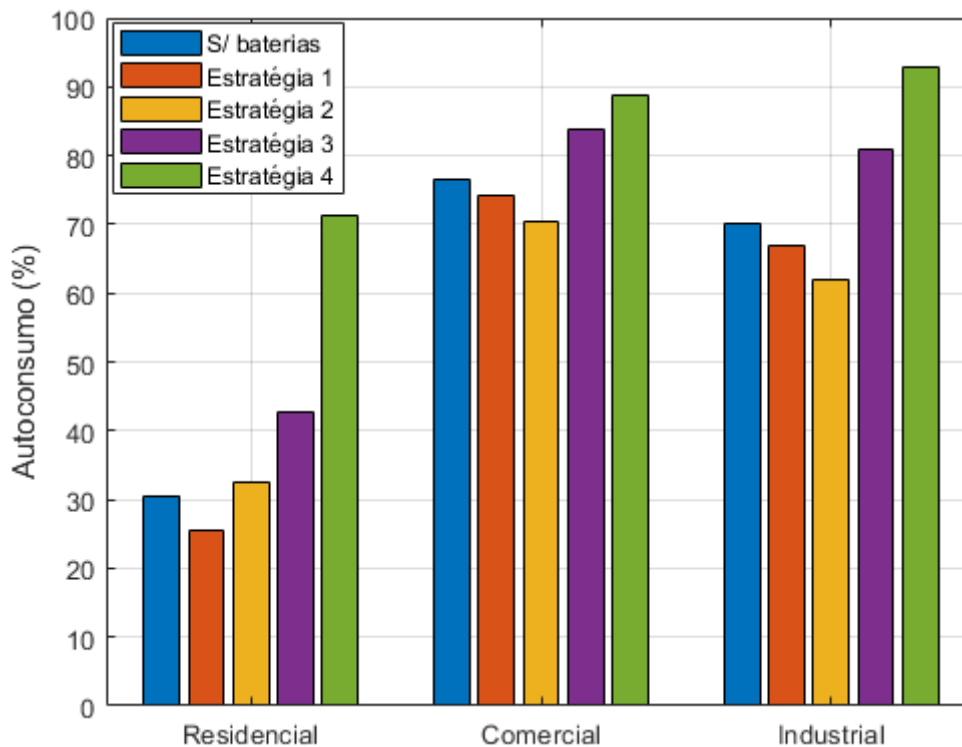


Figura 62 – Resultado do autoconsumo de energia da instalação para cada estudo de caso e estratégia de controle da bateria. Fonte: próprio autor.

Observando o resultado nota-se que para qualquer caso a estratégia 3 leva a um leve

aumento do autoconsumo, devido à priorização do abastecimento da carga pela geração, e a estratégia 4 aumenta bastante este valor, cumprindo o objetivo da implementação desta estratégia. No caso industrial o autoconsumo chega próximo a 100%. A estratégia 1, em que o descarregamento e carregamento são independentes da carga levam em todos os casos a uma redução do autoconsumo.

## 4.5 Degradação da bateria

Ao final do período de simulação de 1 ano foi avaliado qual a degradação da bateria em cada caso e estratégia, representado pelo seu SOH ao final do período. Os resultados estão mostrados na [Figura 63](#).

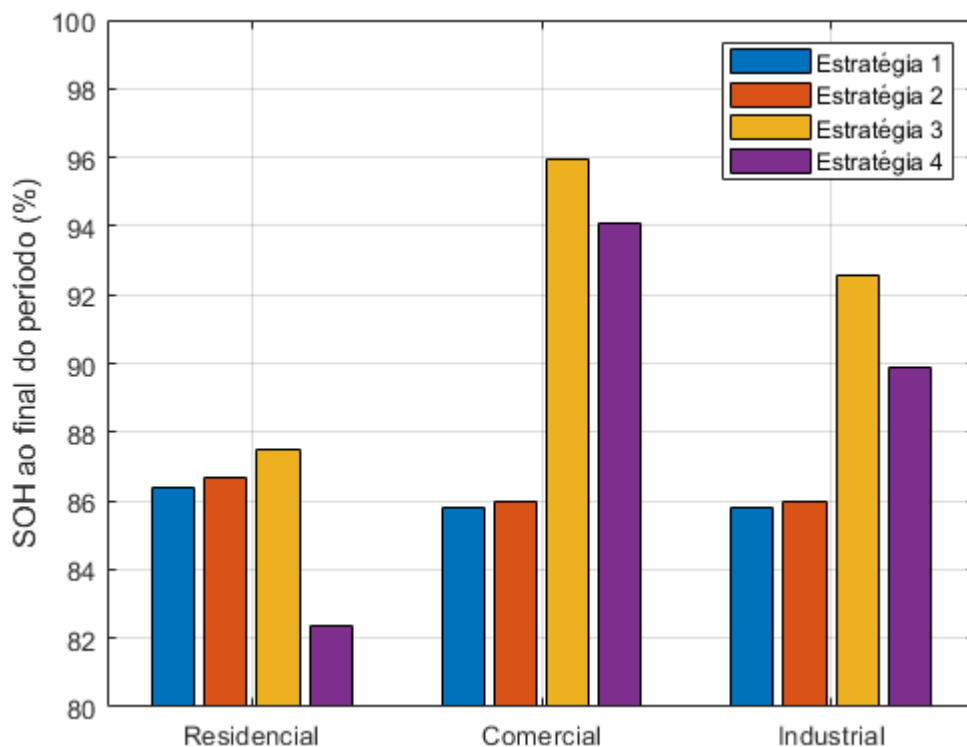


Figura 63 – Resultado do SOH ao final do período simulado para cada estudo de caso e estratégia de controle da bateria. Fonte: próprio autor.

Nota-se que para o caso residencial o SOH das estratégias 1, 2 e 3 ficam bem próximos, já que seus fluxos ao longo do tempo também são semelhantes. A estratégia 4 por sua vez tem uma maior degradação, o que é causado pela realização de um número maior de ciclos de carregamento e descarregamento, apesar do baixo DOD dos ciclos mais curtos. Comparando o resultado da estratégia 4 entre os 3 casos, destaca-se que no caso residencial, em que o autoconsumo da instalação sem baterias é baixo e portanto o excedente de geração é mais frequente, nota-se uma degradação cerca de 10% maior quando comparado ao caso comercial e industrial.

Para os casos comercial e industrial percebe-se uma grande diferença na degradação da bateria entre as estratégias 1 e 2 em relação às estratégias 3 e 4. A diferença entre o SOH entre as estratégias 2 e 3 evidencia que os carregamentos com a potência total de geração degradam muito mais a bateria do que o carregamento pelo excedente de geração. No caso comercial, onde a potência de carga e geração são mais próximas a estratégia 2 aciona muito mais a bateria e portanto a degrada mais. No caso residencial, em que o excedente de geração é mais comum, os valores de SOH ficam próximos.

Cabe salientar que os valores de degradação mais elevados, chegando a 18% no pior caso, mostram que a bateria e/ou o dimensionamento do banco de baterias realizado não são os mais apropriados para a aplicação. Em menos de 2 anos a bateria já terá chegado ao fim de sua vida útil, tornando a troca da bateria muito frequente e conseqüentemente o investimento muito elevado nesta reposição. De certa forma este resultado é esperado ao se observar os gráficos de número de ciclos em função da profundidade de descarga característicos desta bateria. Ao se escolher qual bateria utilizar ou desenvolver uma metodologia para dimensionamento do banco em uma aplicação real estas características devem ser observadas.

## 4.6 Análise de sensibilidade

Nas próximas seções será mostrada a variação de alguns dos resultados apresentados em função da variação de alguns parâmetros apresentados ao longo da simulação. Os 2 fatores sobre os quais será feita esta análise são o tamanho do banco de baterias e o valor de SOH mínimo permitido. Estes 2 fatores impactam diretamente na carga disponível para o usuário e são fatores muito importantes no dimensionamento do sistema de baterias.

### 4.6.1 Análise de sensibilidade em relação ao tamanho do banco de baterias

A fim de avaliar como o aumento ou diminuição do tamanho do banco de baterias influencia nos resultados observados da simulação do sistema, foram realizadas simulações em que foram adotados os mesmos parâmetros da simulação do caso residencial, variando a quantidade de baterias total. Para exemplificar o comportamento esperado em cada caso, a [Figura 64](#) mostra o fluxo de potência observado em 2 diferentes casos com carregamento e descarregamento independente, de forma a exemplificar os resultados esperados na análise de sensibilidade, com 3 e 12 baterias, que correspondem respectivamente a metade e ao dobro do banco de baterias original. A potência para carregamento e descarregamento foi ajustada de forma a completar o carregamento em aproximadamente 12 horas e o descarregamento nas 5 horas em que ocorrem as tarifas de valor mais elevado.

Na [Figura 65](#) estão mostrados os valores obtidos do consumo em cada horário em função da quantidade de baterias. Ressalta-se que estão mostrados nestes resultados o

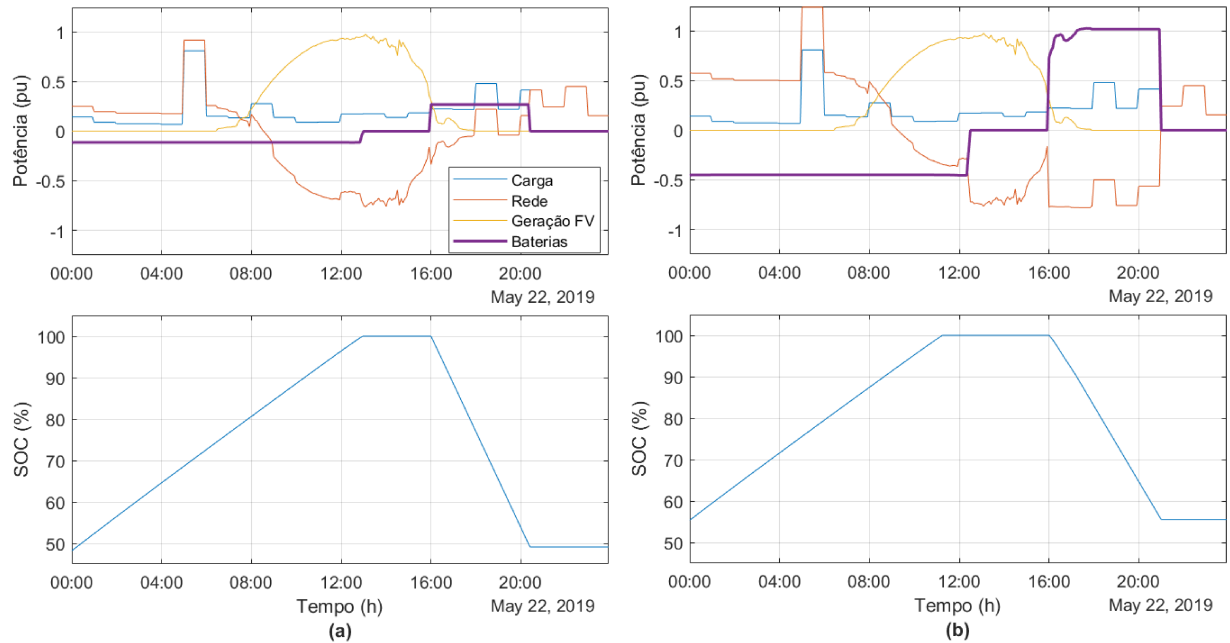


Figura 64 – Fluxos de potência e SOC da bateria observados em um dia típico para (a) banco com 3 baterias (b) banco com 12 baterias. Fonte: próprio autor.

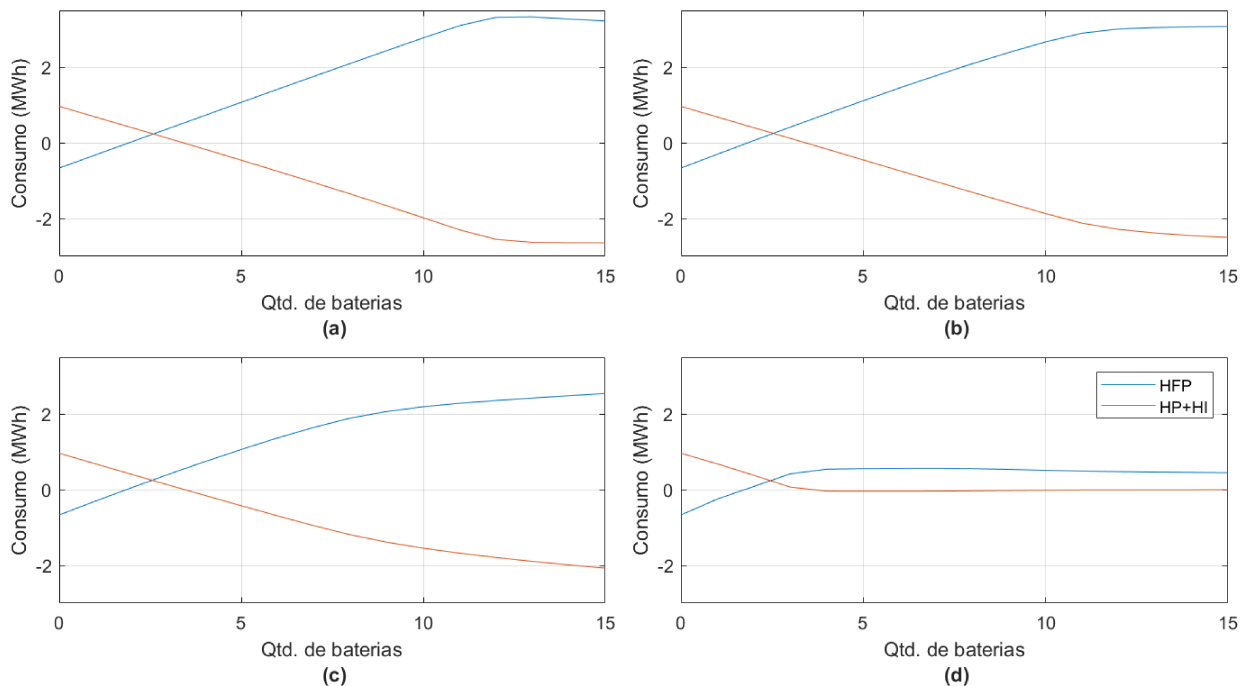


Figura 65 – Análise de sensibilidade dos valores líquido de energia trocados entre a rede e o sistema híbrido por hora tarifária conforme o tamanho do banco de baterias no período de 1 ano (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor.

valor líquido de energia trocado com a rede. Valores abaixo de zero representam portanto que naquele horário mais energia foi injetada do que consumida.

Observa-se que para a estratégia 1 o aumento do banco de baterias tem efeito imediato no deslocamento do consumo, aumentando o total consumido em HFP e reduzindo em HI e HP até um ponto que atinge uma saturação, em que o acréscimo de uma bateria pouco influi no resultado final, com cerca de 12 baterias. A partir deste ponto existe uma pequena redução do consumo em HFP, já que são menores as perdas a serem compensadas na bateria pois a corrente é cada vez menor em relação à capacidade. Para as estratégias 2 e 3 nota-se um comportamento semelhante ao da estratégia 1. Analisando a estratégia 4 nota-se um comportamento diferente conforme se varia o banco de baterias. A partir da primeira bateria instalada nota-se uma redução da injeção de energia em HFP e redução do consumo em HP. A partir de 4 baterias nota-se que a troca de energia com a rede nos horários de tarifa mais elevada é zerado. Neste ponto a bateria começa a saturar de forma que o excedente de geração em HFP passa a ser exportado para a rede de energia.

Na [Figura 66](#) é mostrado o percentual de autoconsumo em cada situação simulada. Para a estratégia 1, focada no deslocamento de consumo, a instalação de baterias adicionais reduz levemente o autoconsumo. Para as estratégias 2 e 3, há pouca alteração no resultado a cada nova bateria instalada. Para a estratégia 4 em que o objetivo é a maximização de autoconsumo, nota-se que o aumento da capacidade afeta diretamente no resultado obtido, até um certo ponto em que a quantidade de baterias pouco influi no resultado observado, quando se instala por volta de 8 baterias.

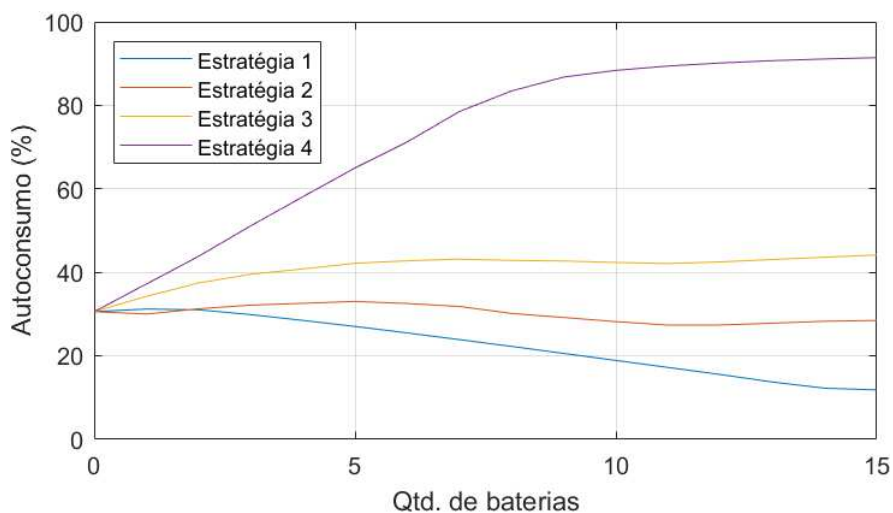


Figura 66 – Análise de sensibilidade do autoconsumo do sistema conforme o tamanho do banco de baterias. Fonte: próprio autor.

Na [Figura 67](#) é mostrado o percentual de degradação da bateria em cada situação simulada. Nota-se que o comportamento deste parâmetro em função do tamanho do banco de baterias não é linear. Para as estratégias 1, 2 e 3 nota-se que de começo a instalação de novas baterias pouco impacta no SOH ao final do período, evidenciando que o uso das baterias pouco se modifica. A partir de determinado ponto, que depende da estratégia

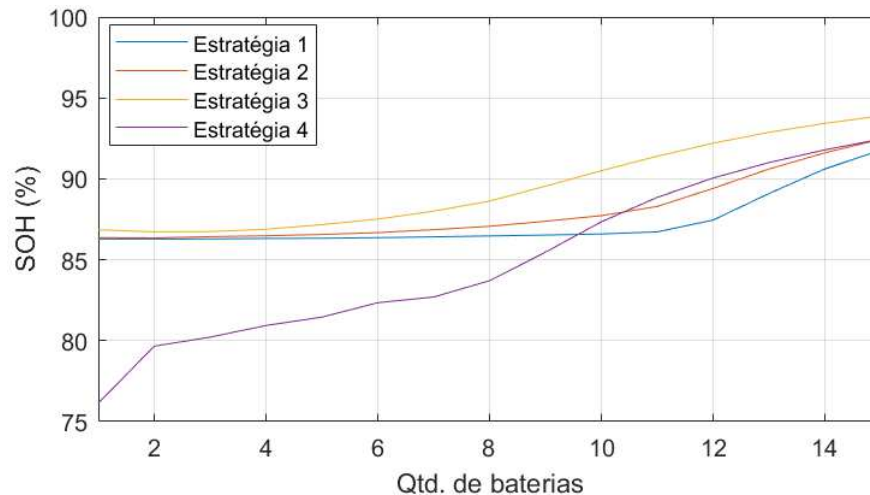


Figura 67 – Análise de sensibilidade do SOH obtido ao final do período de 1 ano conforme o tamanho do banco de baterias. Fonte: próprio autor.

analisaa, os valores obtidos ao final do período começam a se elevar, mostrando que cada bateria está sendo mais preservada.

Para a estratégia 4 nota-se uma variação muito maior no SOH à medida que se aumenta o banco de baterias. Apesar de uma variação de 80% para 95% parecer pequena a primeira vista, esta diferença significa o aumento da vida útil esperada de 1 para 4 anos mantendo-se a cada ano o mesmo percentual de degradação.

Percebe-se portanto que enquanto o banco de baterias está pequeno a adição de uma bateria ao banco tem efeito direto no fluxo total de energia processado e no deslocamento do consumo. Por um banco de baterias pequeno entende-se que sua capacidade total é pequena em relação a energia total a ser processada ao longo de um dia. Após certo ponto, onde o aumento ou diminuição do banco pouco influi no deslocamento de consumo, é observado um efeito mais relevante na redução da degradação da bateria e, conseqüentemente, aumento de sua vida útil.

#### 4.6.2 Análise de sensibilidade em relação ao SOC permitido

Além do aumento do banco de baterias, a capacidade disponibilizada pelo banco pode ser aumentada ou diminuída conforme a configuração do estado de carga admissível, o que impacta diretamente na quantidade de energia disponibilizada e na vida útil esperada. Portanto, o dimensionamento e programação correta de um banco necessita de um compromisso entre estes 2 valores.

Para esta análise de sensibilidade foram mantidos os mesmos parâmetros da simulação do caso residencial, inclusive o banco composto por 6 baterias. As potências de carregamento e descarregamento foram ajustadas para um carregamento em cerca de 12 horas e descarregamento em 5 horas observado o SOC permitido em cada caso. A

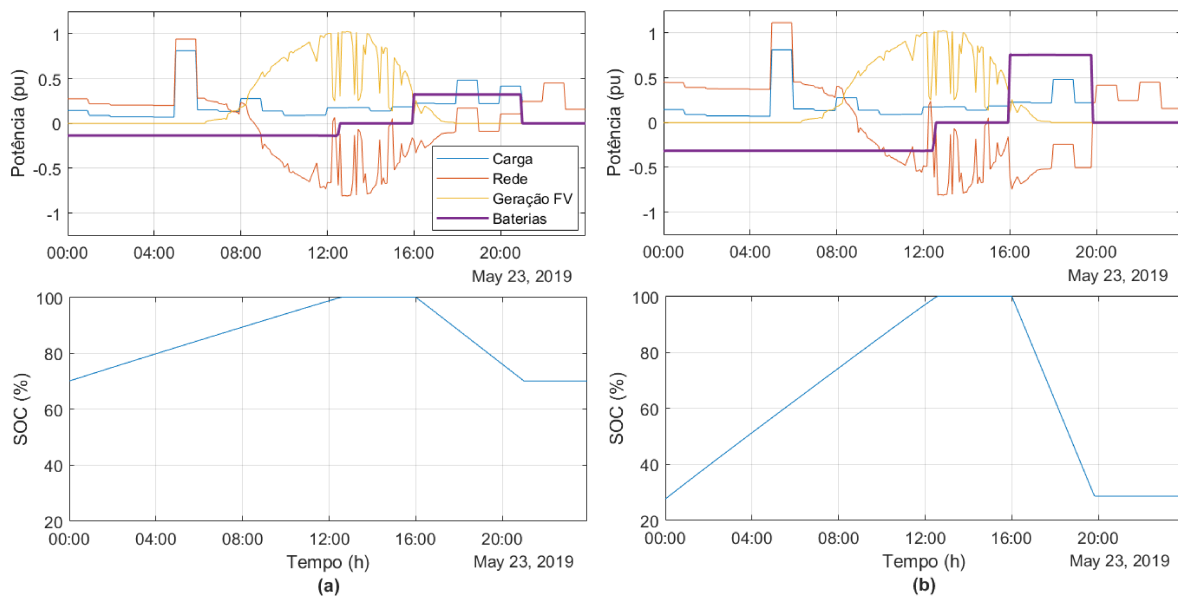


Figura 68 – Fluxos de potência e SOC da bateria observados em um dia típico para (a) SOC mínimo de 70% (b) SOC mínimo de 30% . Fonte: próprio autor.

Figura 68 mostra a comparação do fluxo de potência esperado em cada caso.

O resultado mostrado na Figura 69 mostra que valores permitidos de descarregamentos cada vez mais profundos levam sempre a um aumento do valor de energia consumido em HFP e injeção em HP e HI para as estratégias 1, 2 e 3 de forma praticamente linear até um SOC mínimo de cerca de 40%. A partir deste valor a saturação da bateria em

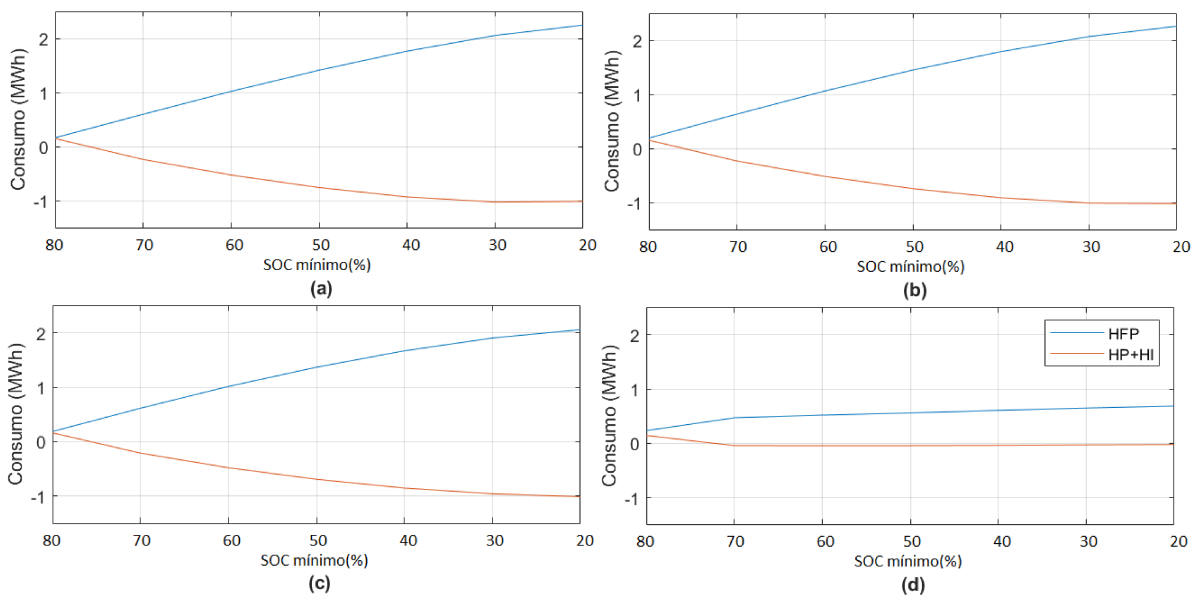


Figura 69 – Análise de sensibilidade dos valores líquidos de energia trocados entre a rede e o sistema híbrido por hora tarifária conforme DOD admissível (a) Estratégia 1 (b) Estratégia 2 (c) Estratégia 3 (d) Estratégia 4. Fonte: próprio autor.



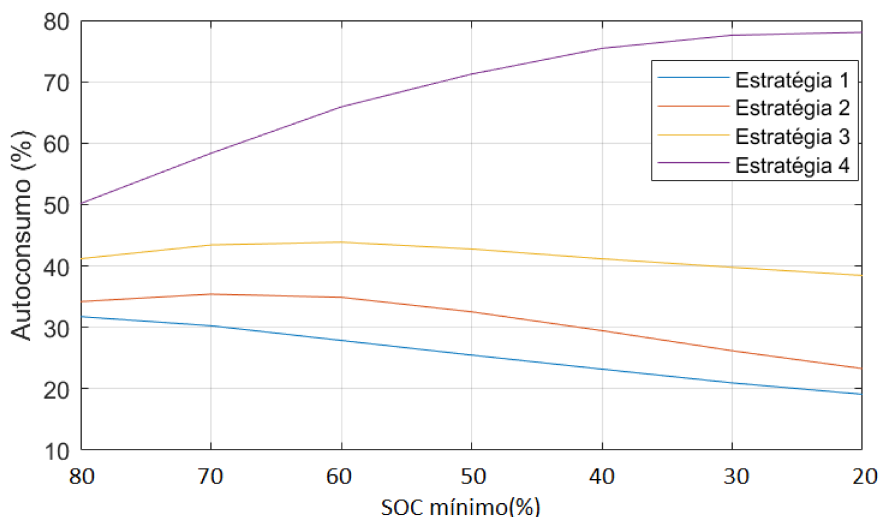


Figura 70 – Análise de sensibilidade do autoconsumo do sistema conforme DOD admissível. Fonte: próprio autor.

muitos casos torna a permissão de descarregamentos mais profundos menos efetiva no deslocamento total do consumo. A estratégia 4 se comporta de forma totalmente diferente, pouco alterando os valores obtidos a medida que se aumenta a profundidade de descarga admissível.

Na Figura 70 são mostrados os valores de autoconsumo obtidos nesta análise de sensibilidade. Percebe-se que para as estratégias 1 e 2 o aumento da capacidade disponibilizada reduz o autoconsumo. Para a estratégia 3 o autoconsumo é pouco modificado, enquanto que para a estratégia 4 o a redução do SOC mínimo admissível eleva bastante o autoconsumo, objetivo da estratégia.

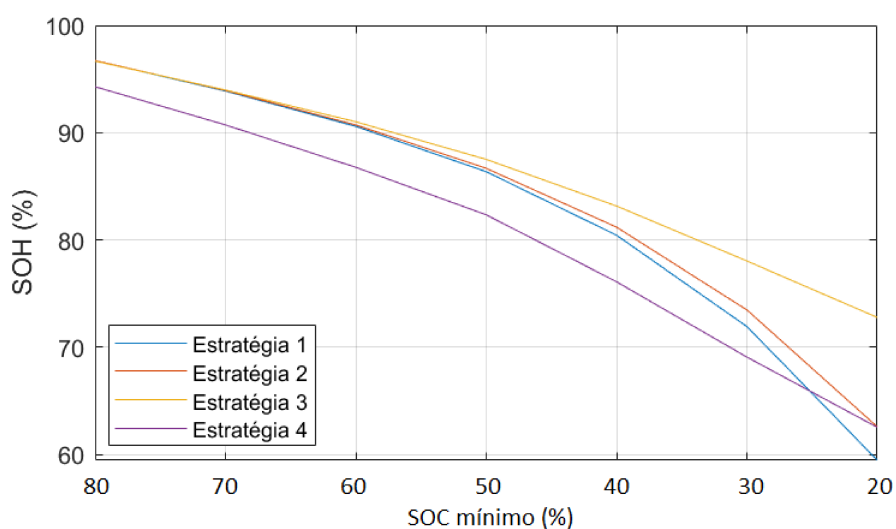


Figura 71 – Análise de sensibilidade do SOH obtido ao final do período simulado conforme DOD admissível. Fonte: próprio autor.

O resultado apresentado na [Figura 71](#) mostra o quanto se obtém de SOH ao final do período em função do SOC mínimo. Nota-se que para profundidades de descarga muito elevadas o SOH é bastante reduzido ao final do período, estando inclusive abaixo do valor de 80%, o que indica o final de sua vida útil. Percebe-se que seria necessário limitar o SOC em valores de 50% a 60% para se obter uma vida útil de pelo menos 1 ano na maioria dos casos.

## 4.7 Considerações

Este capítulo apresentou os resultados da simulação da operação de um sistema híbrido para diferentes estudos de caso. Mostrou-se que para o dimensionamento e a operação adequada de um sistema híbrido é preciso entender as características não só do banco de baterias proposto e da geração acoplada, mas também da carga elétrica a qual o sistema deve alimentar, pois elas afetarão diretamente nas trocas de energia com a rede elétrica.

Como mostrado na seção de análise de sensibilidade, o dimensionamento do banco de baterias e o SOC permitido tem impacto direto no sucesso da implementação das estratégias e vida útil esperada das baterias. De forma geral, quanto maior a quantidade de baterias, melhores resultados são apresentados e aumenta-se a vida útil. Reduzindo-se o estado de carga mínimo também são melhorados os resultados no deslocamento de consumo ou autoconsumo, mas reduz-se a vida útil. Como o aumento do banco de baterias traz impactos no custo total do sistema, assim como a redução do SOC admissível, percebe-se que existe um compromisso entre estes fatores. Entendendo a relação destas variáveis e possíveis restrições técnicas e financeiras pode-se buscar um dimensionamento que traga melhores resultados operacionais ou econômicos do sistema. Os aspectos econômicos serão tratados no [Capítulo 5](#).

## 5 Avaliação Econômica

Como exposto nos capítulos anteriores, a utilização de sistemas de armazenamento de energia pode ser proveitosa para modulação do consumo de energia, fazendo com que o consumidor possa se aproveitar das estruturas tarifárias existentes, consumindo energia nos horários de menor custo e injetando naqueles que tem tarifa mais elevada. Dado que a estrutura tarifária horária é planejada para sinalizar ao consumidor os custos do funcionamento da rede elétrica em cada horário a modulação do consumo tem potencial também para redução dos custos do operador da rede.

Neste capítulo será apresentada uma revisão da literatura existente sobre a avaliação econômica da aplicação de sistemas híbridos na [seção 5.1](#), seguida por uma modelagem econômica apropriada aos estudos de caso já propostos na [seção 5.2](#). Esta modelagem será aplicada aos estudos de caso apresentados anteriormente e os resultados são mostrados na [seção 5.3](#). Uma análise de sensibilidade em relação a algumas das principais variáveis é apresentada na [seção 5.4](#) e as conclusões deste capítulo são mostradas na [seção 5.5](#).

### 5.1 Revisão bibliográfica

#### 5.1.1 Métodos de avaliação econômica

A avaliação econômica de um sistema energético qualquer deve levar em conta os custos associados a aplicação e as especificidades de sua operação. Para permitir a comparação entre investimentos diferentes existem diversos indicadores e métodos na literatura para tal. Entre eles estão ([DINIZ, 2017](#)):

- Valor Presente Líquido (VPL);
- Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Período de Recuperação de Capital, ou *Payback*;
- Índice de Lucratividade (IL);
- Valor Anual Equivalente;

Estes métodos são utilizados de maneira mais ampla na avaliação de investimentos, inclusive na avaliação de aplicações em diversos contextos do setor de energia. Especificamente neste setor existem métodos específicos que serão mostrados adiante.

O VPL é um indicador que traz para um único valor presente uma série de valores futuros, descontados de uma taxa adequada. Ele se baseia na teoria de que o valor de um negócio depende dos benefícios futuros que ele é capaz de produzir em um tempo determinado (SENRA, 2020). Ele é calculado conforme mostrado na Equação 5.1.

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{R_t - D_t}{(1+i)^t} \quad (5.1)$$

Em que:

- $FC_t$  é o fluxo de caixa no período  $t$ ;
- $R_t$  são as receitas no período  $t$ ;
- $D_t$  são as despesas no período  $t$ ;
- $T$  é o final do período avaliado;
- $i$  é a taxa de juros do capital;

Quanto maior o VPL do investimento analisado melhor a percepção do investidor sobre ele.

Outro indicador bastante utilizado é a TIR, que é calculado encontrando-se a taxa que torna o fluxo de caixa descontado de todo o período considerado igual a zero e representa o percentual que remunera o capital de modo a recuperá-lo completamente. Em geral a TIR deve ser superior a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) para que o investimento seja percebido como favorável (DINIZ, 2017).

É bastante comum se referir também ao payback de um sistema. Ele representa o tempo médio em anos para recuperar o investimento inicial. Quanto menor o payback melhor a percepção do investimento e menores os riscos dele resultar em prejuízo.

No contexto de sistemas voltados à geração de energia, o LCOE (em inglês *Levelized Cost of Energy*, custo nivelado da energia), é um indicador bastante utilizado no setor de energia elétrica. Ele é um valor representativo do custo de produção de cada unidade de energia produzida ou consumida pelo sistema em estudo. O LCOE permite a comparação dos custos associados a diferentes sistemas energéticos, com tecnologias distintas ou com tempos ou escalas diferentes de operação (SHORT; PACKKEY; HOLT, 1995). Ele pode ser calculado como mostrado na Equação 5.2.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+d)^t}} \quad (5.2)$$

Na Equação 5.2:

- $C_t$  é o custo total no período t em reais;
- $E_t$  é a energia gerada ou economizada pelo sistema no período t em kWh;
- d é a taxa de desconto por período t adotada em %;
- T é o final do período avaliado;

Um conceito bastante aplicado no contexto de autoprodução de energia é a paridade tarifária. Diz-se que uma determinada tecnologia ou aplicação atingiu a paridade tarifária quando a energia produzida pelo sistema passa a ser mais barata do que a energia fornecida pela distribuidora (KONZEN, 2014). Ou seja, o LCOE desta fonte é inferior à tarifa de energia do sistema. Para a fonte fotovoltaica a paridade tarifária já é realidade em vários locais no mundo e no Brasil em diversos segmentos.

No contexto de sistemas híbridos e sistemas de armazenamento vários indicadores são atualmente propostos na literatura, como o mostrado na Equação 5.3, proposto por WEC (2016). O LCOS (do inglês *Levelized Cost of Storage*, custo nivelado do armazenamento) permite a comparação de custos entre diferentes tecnologias de armazenamento.

$$LCOS = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_{EES_t}}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{EES_t}}{(1+d)^t}} \quad (5.3)$$

Na Equação 5.3 o termo  $C_{EES_t}$  diz respeito aos custos totais do sistema de armazenamento no período t e  $E_{EES_t}$  é a energia fornecida por este sistema neste período.

A aplicação do LCOS apresenta dois desafios: em primeiro lugar a aplicação do sistema de armazenamento e os serviços que ele provê é bastante variável. Este indicador não reflete os potenciais ganhos do sistema, como o custo de energia evitado.

Lai e McCulloch (2017) propõem um método para cálculo do LCOE de um sistema híbrido em que o valor da energia gerada e consumida diretamente pela carga tem um custo distinto daquela que é armazenada para consumo posterior, separando tantos os custos quanto a energia associada a cada sistema no cálculo do indicador.

### 5.1.2 Retorno econômico esperado das aplicações de sistemas de armazenamento

Dado que a aplicação de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com uma geração própria acontece em muitos casos pelas vantagens econômicas que a aplicação potencialmente tem a oferecer, naturalmente diversos estudos e autores abordaram o tema criando modelos para permitir tal análise.

Hoppmann et al. (2014) realizou uma compilação de dezenas de estudos de aplicações de sistemas híbridos, mostrando que a maior parte destes estudos foca na aplicação de

baterias de chumbo-ácido já que estas apresentam o melhor custo-benefício devido ao seu baixo investimento inicial. Dado que a Alemanha remunera os autoprodutores de energia por meio de um sistema de *feed-in*, em que existem diferenças entre a tarifa de consumo e injeção de energia, sendo a remuneração da injeção inferior ao custo de consumo, o principal incentivo para a instalação destes sistemas na Alemanha está relacionado ao aumento do auto-consumo, reduzindo a compra de energia a valores mais altos que a venda. A modelagem realizada pelo autor mostra que o dimensionamento econômico ótimo de um sistema híbrido é bastante sensível aos custos do sistema de armazenamento e às tarifas de energia. Mesmo assim, a instalação de sistemas híbridos já se mostrava viável quando o estudo foi realizado. Espera-se que nos próximos anos os custos de sistemas híbridos alcancem o nível de paridade tarifária em vários países (LINSSEN; STENZEL; FLEER, 2017).

Quanto ao panorama destas aplicações no Brasil o estudo realizado pela EPE (2019) traz algumas perspectivas para as aplicações voltadas ao consumidor final de energia:

Com relação ao armazenamento atrás do medidor, algumas aplicações já são possíveis, e sua viabilidade vem sendo estudada pelos agentes. O uso como backup, por exemplo, para redução da demanda máxima e consumo no horário de ponta, em substituição aos grupos geradores diesel, podem ser implantados com a regulação atual. A opção da Tarifa Branca também abre uma possibilidade, mas pelo fato de ser opcional, não cria grande margem para ganho com as baterias. O uso conjunto com sistemas de geração distribuída, para incremento do autoconsumo, não traz vantagens econômicas no modelo atual, mas pode passar a se tornar uma alternativa interessante a depender da revisão da Resolução Normativa n. 482/2012, em discussão pela ANEEL.

Este estudo sinaliza algumas condições que podem viabilizar a implementação dos sistemas de armazenamento do Brasil: a grande redução de custos das baterias que é esperada nos próximos anos a medida que a tecnologia é cada vez mais utilizada, a implementação de preços horários que podem gerar grandes flutuações no preço da energia ao longo do dia, o que tornaria interessante a arbitragem de energia, e a criação de mercados de serviços ancilares a partir de uma possível modernização do setor elétrico, em que proprietários de sistemas de armazenamento podem oferecer diversos serviços ao operador da rede.

Cabe salientar ainda que está em curso uma revisão da regulamentação da GD no país, dada hoje pela REN 482/2012 e suas revisões posteriores, em que existem propostas que reduzem o valor da energia injetada na rede, acabando com a paridade existente hoje entre o kWh consumido e o injetado (ANEEL, 2019). Caso regulamentações deste tipo sejam adotadas, passam a ser viabilizadas soluções para modulação do consumo de energia.

Silva e Branco (2018) realizou um estudo para verificação da viabilidade econômica de um sistema de armazenamento em Belém, modelando portanto condições típicas do

Brasil. Em seu estudo foi modelado um sistema de armazenamento projetado para aumento do autoconsumo de um sistema fotovoltaico cujos resultados mostraram um LCOE superior à tarifa de energia e um *payback* de 13,7 a 17,2 anos para o sistema com armazenamento e de 8,5 a 9 anos para o sistema fotovoltaico, considerando diferentes taxas de desconto e inflação.

Cabe salientar que estas análises são orientadas exclusivamente a avaliação dos custos diretos de instalação, operação e manutenção do sistema e retornos trazidos ao consumidor final. Riscos e custos relacionados a poluição ambiental e segurança destes componentes não estão contemplados. É importante destacar que baterias de chumbo-ácido contém substâncias tóxicas e possuem emissões significativas de carbono durante as etapas de produção. Os problemas ambientais podem ser minimizados por meio da reciclagem, mas é necessária uma infraestrutura adequada para que isto ocorra (HOPPMANN et al., 2014).

Além disso, não está claro o impacto da propagação de sistemas de armazenamento e/ou sistemas híbridos no setor elétrico, tendo estudos que afirmam que a inserção dos sistemas híbridos podem adicionar instabilidades à rede elétrica (HOPPMANN et al., 2014). Embora seja comum a afirmação de que estes sistemas irão mitigar os efeitos da intermitência de fontes renováveis, Büdenbender et al. (2010) mostra que do ponto de vista do operador são necessários incentivos adequados para modular a injeção e absorção de energia da rede para que os sistemas híbridos realmente tenham impacto positivo e ajude a mitigar problemas como os picos de potência e flutuações de tensão. Newbery (2018) argumenta contra a afirmação de que sistemas de armazenamento são uma solução natural para os desafios para o sistema elétrico trazidos pela inserção de fontes intermitentes e conclui que estes sistemas são atualmente uma solução muito cara frente a outras alternativas, a menos que eles ofereçam outros serviços ancilares de valor relevante para o sistema.

## 5.2 Modelagem econômica

A fim de avaliar o retorno econômico dos sistemas híbridos aqui estudados, serão calculados alguns dos indicadores econômicos mostrados na seção 5.1 nos mesmos estudos de caso explorados no Capítulo 4, utilizando para isso dados de mercado. Serão realizadas comparações destes resultados para sistemas híbridos utilizando as diferentes estratégias planejadas, um sistema fotovoltaico sem armazenamento e o fornecimento de energia sendo realizado exclusivamente pela concessionária de energia.

Para a avaliação econômica a operação do sistema será simulada num período de 25 anos para todos os estudos de caso apresentados. Este período foi selecionado pois corresponde a garantia de geração comumente assegurada aos módulos fotovoltaicos

comerciais. Quanto a operação do sistema serão simulados os seguintes aspectos:

- **Degradação da geração fotovoltaica:** serão utilizados os mesmos dados de geração em um ano já simulados anteriormente, acrescentando um fator de degradação de 0,6% da geração inicial a cada ano. Este valor corresponde à mediana da degradação anual de potência de módulos de silício policristalino (JORDAN et al., 2016);
- **Substituição de baterias eletroquímicas:** as baterias serão substituídas sempre que seu SOH chegar a 80% por um banco de baterias igual ao inicial.

A partir dos fluxos de potência simulados foram associados os custos do sistema e de consumo de energia da rede listados a seguir:

- **Investimento no sistema híbrido ( $I_H$ ):** os valores dos componentes do sistema híbrido, exceto os custos de baterias, foram calculados a partir do custo em R\$/W mostrados na Figura 72. Os custos foram escalonados em função da potência total em VA de saída do conversor;
- **Investimentos nas baterias ( $I_{BAT}$ ):** como o modelo de bateria está bem definido, foi pesquisado o valor de mercado para compra de uma bateria Moura Clean 12MF220, igual a R\$1479,00 (NEOSOLAR, 2020);

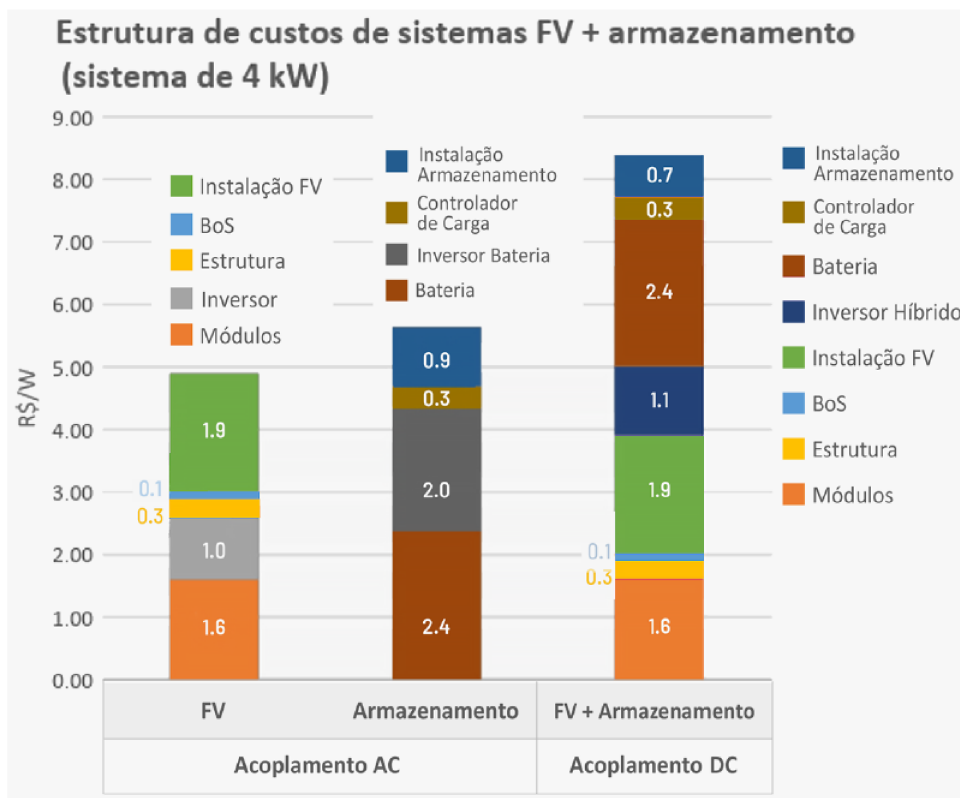


Figura 72 – Custos dos componentes de sistemas híbridos por watt. Fonte: (GREENER, 2020b).



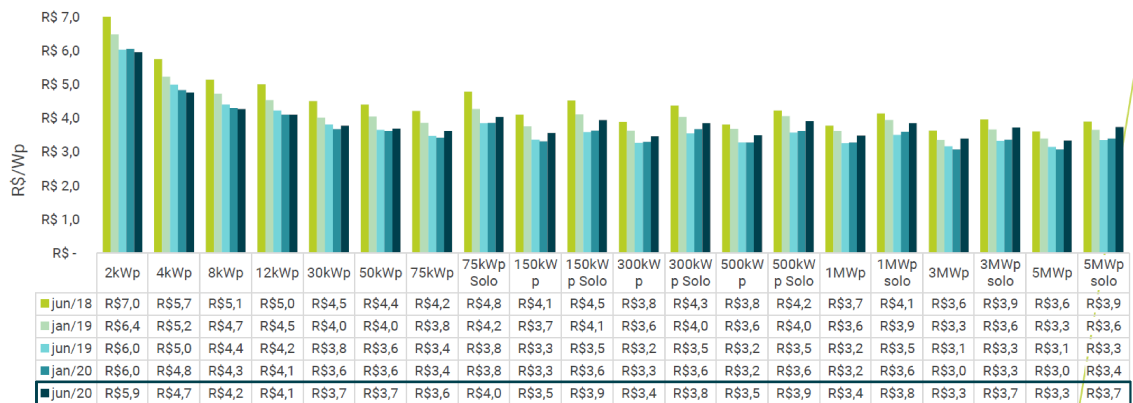


Figura 73 – Custos dos componentes de sistemas fotovoltaicos em Wp para várias faixas de potência. Fonte: (GREENER, 2020a).

- **Investimento no sistema fotovoltaico ( $I_{FV}$ ):** os valores dos componentes do sistema fotovoltaico sem baterias foram calculados a partir do custo em R\$/Wp mostrados na Figura 73, para a potência imediatamente abaixo dentre as mostradas na figura no mês de julho de 2020. Os custos foram escalonados em função da potência em Wp simulada;
- **Substituição dos inversores ( $I_{INV}$ ):** no 10° e no 20° ano foi simulada a substituição do inversor do sistema, com custo igual ao do componente na Figura 72 para o sistema híbrido e Figura 73 para o sistema fotovoltaico, corrigidos pela inflação;
- **Despesas de operação & manutenção ( $M_t$ ):** foi adotado um valor de 2% anual em relação ao investimento inicial para operação e manutenção do sistema;
- **Despesas com as tarifas de energia ( $CE$ ):** serão calculados os custos de energia conforme as tarifas nos diferentes postos tarifários conforme mostrado na Tabela 13. Serão simulados casos utilizando utilizando a modalidade tarifária convencional, sem postos tarifários horários, e uma modalidade tarifária com variação horária, sendo a tarifa branca para o caso residencial e a verde para os casos comercial e industrial. Optou-se pela modalidade verde nos 2 últimos casos por compreender a maior parte dos consumidores, já que a tarifa azul se torna mais interessante apenas para consumidores com variação sazonal em seu consumo;
- **Despesas com as bandeiras tarifárias:** sobre as tarifas de energia serão somados dos custos das bandeiras tarifárias mostrados na Tabela 14. As bandeiras tarifárias para cada mês foram definidas pela avaliação do histórico de adoção de bandeiras entre 2016 a 2019 (ANEEL, 2020a).

Todos os custos apresentados serão reajustados anualmente em 4%, valor correspondente à meta de inflação estabelecida pelo Banco Central para 2020 (BC, 2020).

Tabela 13 – Tarifas de energia adotadas na área de concessão da Cemig. Fonte: (CEMIG, 2020b)

Estudo de Caso	Modalidade tarifária	Posto tarifário	Valor (R\$/kWh)	Impostos
Residencial	Convencional	-	0,64463	39,5%
Residencial	Branca	HFP HI HP	0,52876 0,79678 1,24212	39,5%
Comercial	Convencional	-	0,64463	34,5%
Comercial	Verde	HFP HP	0,35542 1,67061	34,5%
Industrial	Convencional	-	0,64463	34,5%
Industrial	Verde	HFP HP	0,35542 1,67061	34,5%

Tabela 14 – Bandeiras tarifárias simuladas

Mês	Bandeira tarifária	Valor da bandeira (R\$/kWh)
Janeiro	Verde	0,00000
Fevereiro	Verde	0,00000
Março	Amarela	0,01306
Abril	Amarela	0,01306
Mai	Amarela	0,01306
Junho	Amarela	0,01306
Julho	Amarela	0,01306
Agosto	Vermelha P1	0,03240
Setembro	Vermelha P1	0,03240
Outubro	Vermelha P2	0,05264
Novembro	Vermelha P1	0,03240
Dezembro	Amarela	0,01306

É importante ressaltar que com relação ao custo frente ao operador da rede foram calculados apenas os custos com tarifas de energia, já que o consumo de energia pode ser diretamente retirado das simulações realizadas a partir da modelagem proposta. Benefícios como eventuais reduções de custos com a redução de potência demandada pelo consumidor não foram considerados, já que os estudos de caso e estratégias adotadas não foram planejados para assegurar determinados níveis de demanda da rede elétrica.

A partir destes componentes de custos é calculado o custo total com energia, que inclui os componentes de investimento no sistema, manutenção e pagamento da tarifa de energia da energia consumida a partir da rede elétrica. A [Equação 5.4](#) mostra este cálculo.

$$C_t = CE_t + I_t + M_t \quad (5.4)$$

Onde:

- $C_t$  é o custo total no período  $t$  em R\$;
- $CE_t$  é o custo com o pagamento das tarifas de energia no período  $t$  em R\$. No caso de injeção de energia em determinado posto tarifário, o valor de  $CE_t$  é negativo;
- $I_t$  é o investimento no sistema e na reposição de baterias e inversores no período  $t$  em R\$;
- $M_t$  é o custo de manutenção e operação no período  $t$  em R\$;

No contexto de um sistema de geração de energia próprio, o resultado econômico obtido com sua instalação é representada pelo custo evitado de energia elétrica que deixa de ser adquirida da concessionária de energia. Portanto, para calculá-lo é necessário computar um valor de referência ( $CE_{ref_t}$ ), que será obtido pelo cálculo de  $CE_t$  sem a presença de nenhum sistema de geração própria nas modalidades tarifárias branca (para o caso residencial) e verde (para os casos comercial e industrial). Nestes casos os valores de  $I_t$  e  $M_t$  são zero.

Partindo deste referencial, o resultado de um sistema de geração própria ( $R_t$ ) pode ser calculado conforme a [Equação 5.5](#).

$$R_t = CE_{ref_t} - C_t = CE_{ref_t} - (CE_t + I_t + M_t) \quad (5.5)$$

A partir deste valor calcula-se o VPL conforme mostrado na [Equação 5.6](#).

$$VPL = \sum_{t=1}^{T=25} \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (5.6)$$

O valor da taxa de juros de capital considerada ( $i$ ) será de 6%, igual à soma da meta de inflação e da taxa Selic atual ([BC, 2020](#)).

O LCOE em cada situação será calculado conforme mostrado na [Equação 5.7](#).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{T=25} \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{T=25} \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (5.7)$$

Na [Equação 5.7](#)  $E_t$  corresponde ao valor total de energia demandado pela carga, que é a mesma independentemente do fornecimento de energia. Este valor portanto está relacionado a todas as despesas associadas para atendimento à carga. Como no caso de um sistema híbrido existe tanto injeção quanto absorção de energia da rede, a valoração correta do LCOE considerando exclusivamente a energia que passa por este sistema necessitaria de uma avaliação mais detalhada do custo da energia absorvida, das perdas do sistema e dos retornos obtidos na injeção em horários de tarifa mais elevada.

Desta forma, o LCOE calculado pode ser entendido como o custo total do fornecimento de energia para a carga exclusivamente por meio da rede elétrica, o custo com a inclusão de um sistema fotovoltaico e o custo com a inclusão de um sistema híbrido.

Aplicando todos os custos relacionados em um fluxo de caixa com base diária é possível verificar o momento em que o fluxo de caixa se torna zero. Pela identificação do ponto em que isto ocorre será calculado o Payback.

### 5.3 Resultados da modelagem econômica

A [Figura 74](#) mostra os componentes que compõem o fluxo de caixa para cálculo do retorno total obtido ao final do período. Estão representados nesta figura:

- **Despesas com as tarifas de energia de referência:** despesas acumuladas em pagamento de tarifas de energia à concessionária no caso de referência, em que a energia é fornecida exclusivamente pela concessionária;
- **Despesas com as tarifas de energia:** despesas acumuladas em pagamento de tarifas de energia à concessionária no caso avaliado;
- **Custo total:** despesas acumuladas com as tarifas de energia, investimentos iniciais no sistema, despesas de manutenção e reposição de inversores e baterias;
- **Resultado:** ganhos obtidos com o sistema conforme a [Equação 5.5](#). Valores negativos indicam prejuízo e valores positivos indicam lucro;

Nota-se que tanto o sistema fotovoltaico quanto o sistema híbrido reduzem bastante os gastos com a tarifa de energia, com uma diferença perceptível entre o custo total com as tarifas e o custo de referência. No entanto, enquanto o sistema fotovoltaico zera o fluxo de caixa em aproximadamente 5 anos, os sistemas híbridos não conseguem chegar a zerá-lo, pois as várias trocas de baterias ao longo da vida útil aumentam muito o custo total e fazem com que o sistema tenha um retorno negativo. Estas trocas do banco de baterias podem ser visualizadas nos degraus vistos nas linhas dos gráficos de (c) a (f). Percebe-se também, visualizando a [Figura 74](#), que comparando a diferença no resultado final entre as estratégias 1 a 3 existe pouca diferença no prejuízo ao final do período. Para a estratégia 4, cujo funcionamento não está diretamente relacionado aos postos tarifários, o prejuízo ao final do período é bem maior.

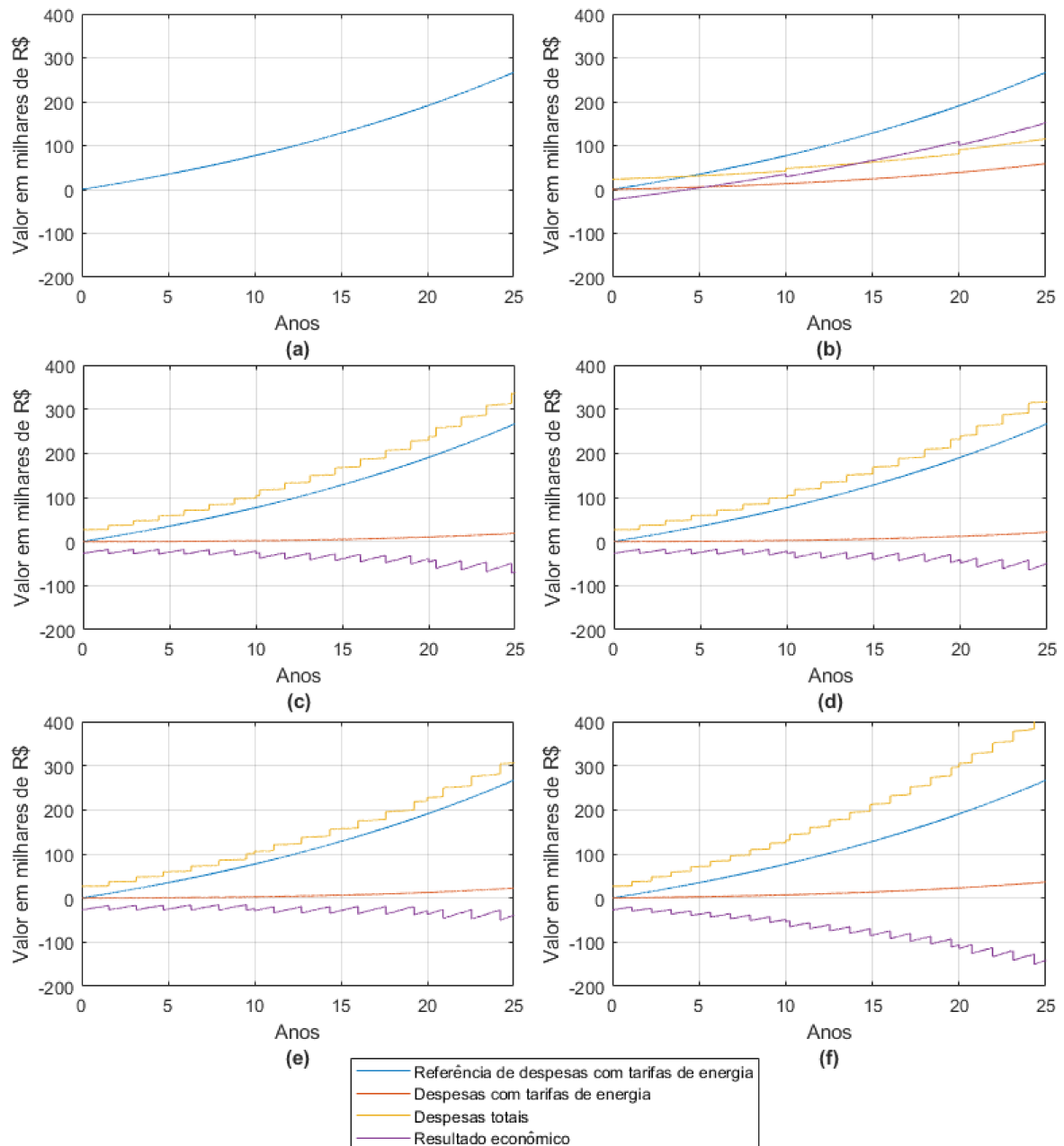


Figura 74 – Componentes do fluxo de caixa acumulados ao longo da vida útil do sistema para o estudo de caso residencial aplicando a tarifa branca (a) sem nenhum sistema de geração instalado (b) com o sistema fotovoltaico sem baterias instalado (c) sistema híbrido operando com a estratégia 1 (d) sistema híbrido operando com a estratégia 2 (e) sistema híbrido operando com a estratégia 3 (f) sistema híbrido operando com a estratégia 4. Fonte: próprio autor.

A Figura 75 mostra os valores calculados de VPL para os diferentes estudos de caso e com a aplicação de diferentes modalidades tarifárias. Neste resultado não foram mostrados os valores de VPL para a aplicação das estratégias de 1 a 3 para a modalidade de tarifa convencional, já que a aplicação destas estratégias está intrinsecamente ligada à existência de diferentes postos tarifários. Percebe-se que o sistema de geração fotovoltaica apresenta

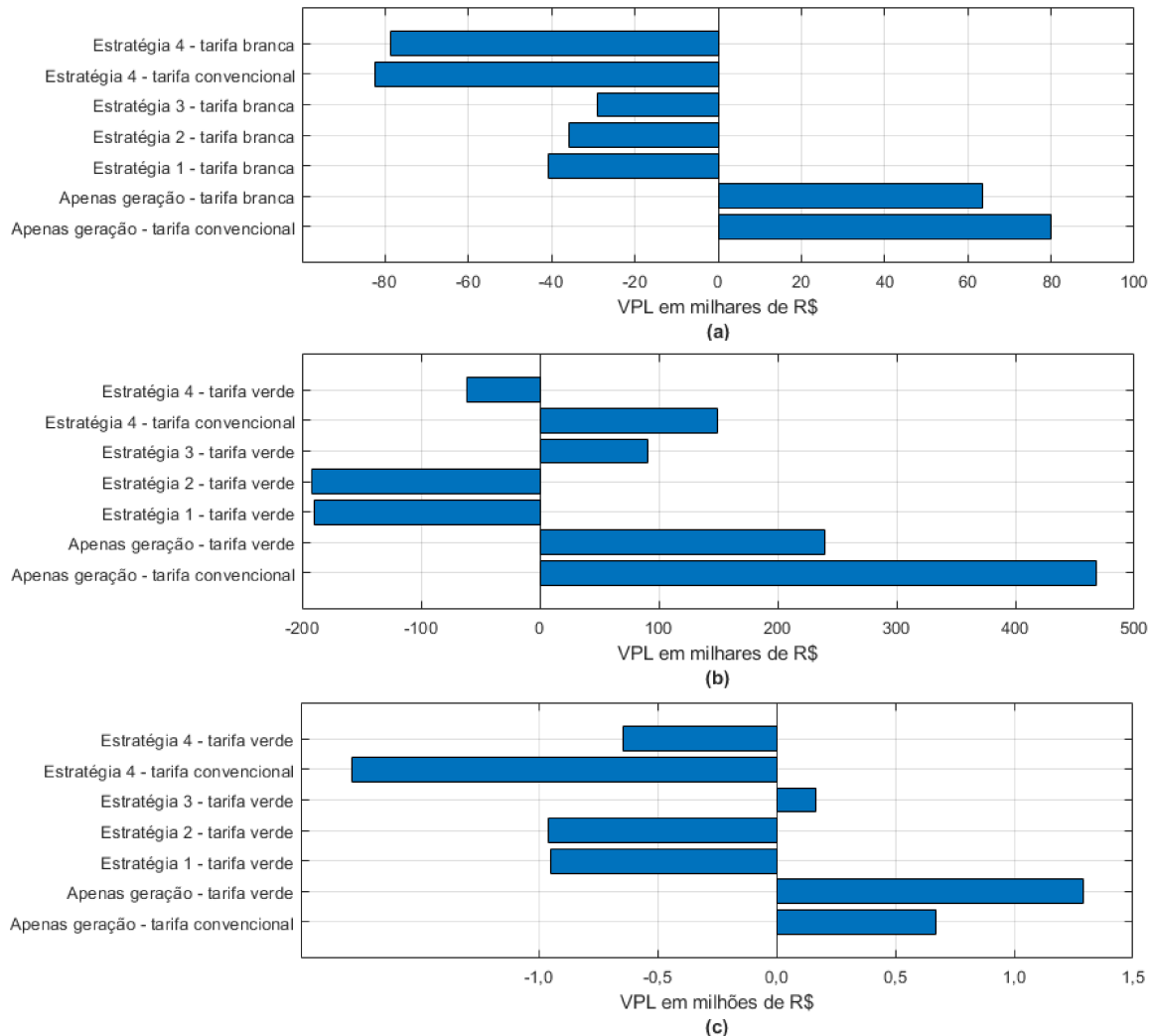


Figura 75 – VPL calculado para os diferentes estudos de caso e em diferentes modalidades tarifárias (a) estudo de caso residencial (b) estudo de caso comercial (c) estudo de caso industrial. Fonte: próprio autor.

valores de VPL em geral bastante superiores aos valores de sistemas híbridos, evidenciando o fato de que estes sistemas já são viáveis economicamente nas atuais condições no Brasil. Para o sistema híbrido nota-se que a maior parte dos casos possui VPL negativo, refletindo os resultados finais negativos mostrados anteriormente.

A fim de avaliar melhor estes estudos de caso em que o VPL ao final do período foi positivo, a Figura 76 apresenta os componentes do fluxo de caixa ao longo da vida útil em 2 casos com VPL positivo para sistemas híbridos. A Figura 76a mostra a aplicação da estratégia 3 com a tarifa verde e a Figura 76b mostra o resultado de fluxo de caixa para a estratégia 4 com a aplicação da tarifa convencional, ambos no caso comercial. Nota-se que nestes casos a quantidade de trocas de bateria ao longo da vida útil é menor do que aqueles resultados apresentados na Figura 74. Portanto, os aportes de capital ao longo da vida útil são menores e o fluxo se torna positivo com o tempo. As trocas são menos frequentes pois se tem descarregamentos menos profundos nestes casos e preserva-se o

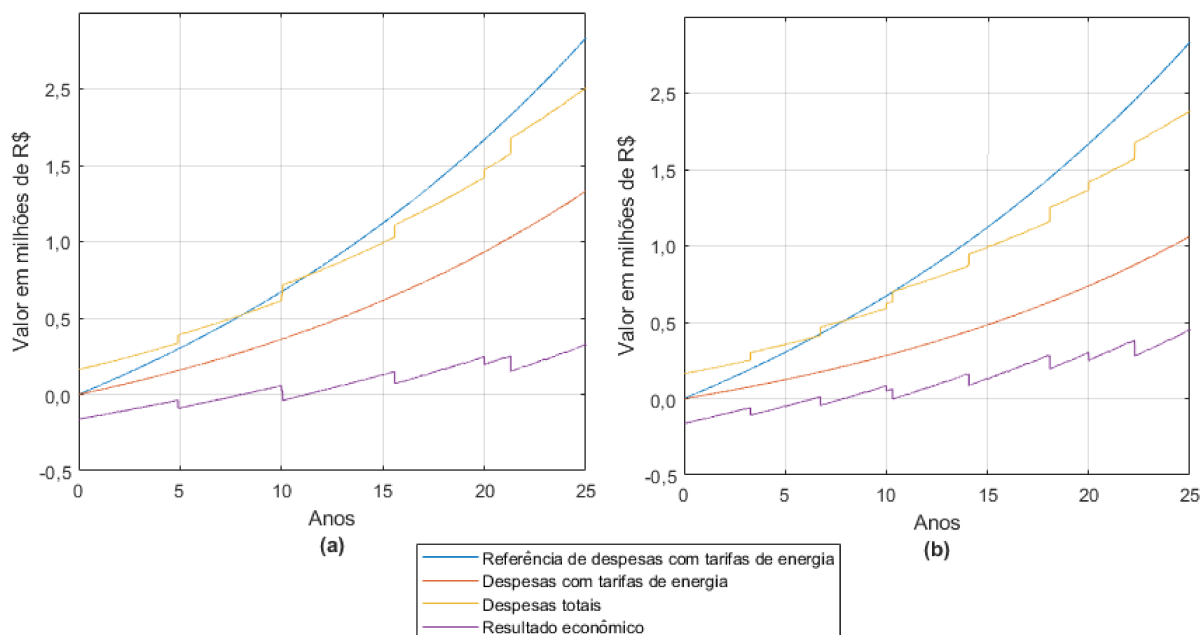


Figura 76 – Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil do sistema para 2 estudos de caso selecionados (a) estudo de caso comercial, aplicando a estratégia 3 e modalidade tarifária verde (b) estudo de caso comercial, aplicando a estratégia 4 e modalidade tarifária convencional. Fonte: próprio autor.

SOH da bateria, de forma semelhante ao mostrado na [Figura 63](#).

A [Figura 77](#) mostra os valores de LCOE calculados para os diferentes estudos de caso e avaliando ainda diferentes modalidades tarifárias. Nota-se que os resultados de LCOE estão diretamente relacionados aos resultados de VPL: aqueles resultados com VPL positivo possuem LCOE menor que o valor calculado sem a presença de algum sistema de geração própria, o que é esperado com a modelagem desenvolvida.

Quanto ao payback, os resultados são mostrados na [Tabela 15](#) para aqueles sistemas em que há um retorno positivo no período de 25 anos. Nota-se que para qualquer caso a geração fotovoltaica tem um resultado de payback inferior a 6 anos. Nestes casos, nota-se que o consumidor que tenha opção deve avaliar qual modalidade tarifária lhe trará melhor retorno em função da característica de sua carga, pois enquanto no caso industrial e modalidade convencional trás um payback menor, nas modalidades residencial e comercial ocorre o oposto.

Para os sistemas híbridos, aqueles poucos casos em que há viabilidade, o payback acontece em um período superior a 10 anos. Percebe-se também que o cálculo do retorno de um sistema híbrido depende muito do perfil de carga do consumidor atendido pelo sistema.

Observa-se que existe uma situação em que a aplicação da tarifa convencional é mais adequada: o caso da Estratégia 4 aplicada ao perfil de consumo comercial. Isso

Tabela 15 – Tempo de payback dos sistemas simulados

Estudo de caso	Modalidade tarifária	Payback (anos)
Residencial - Geração fotovoltaica	Convencional	3,74
Residencial - Geração fotovoltaica	Branca	4,38
Comercial - Geração fotovoltaica	Convencional	3,14
Comercial - Geração fotovoltaica	Verde	4,84
Comercial - Sistema híbrido - Estratégia 3	Verde	11,27
Comercial - Sistema híbrido - Estratégia 4	Convencional	10,38
Comercial - Sistema híbrido - Estratégia 4	Verde	24,48
Industrial - Geração fotovoltaica	Convencional	5,63
Industrial - Geração fotovoltaica	Verde	4,27
Industrial - Sistema híbrido - Estratégia 3	Verde	14,20

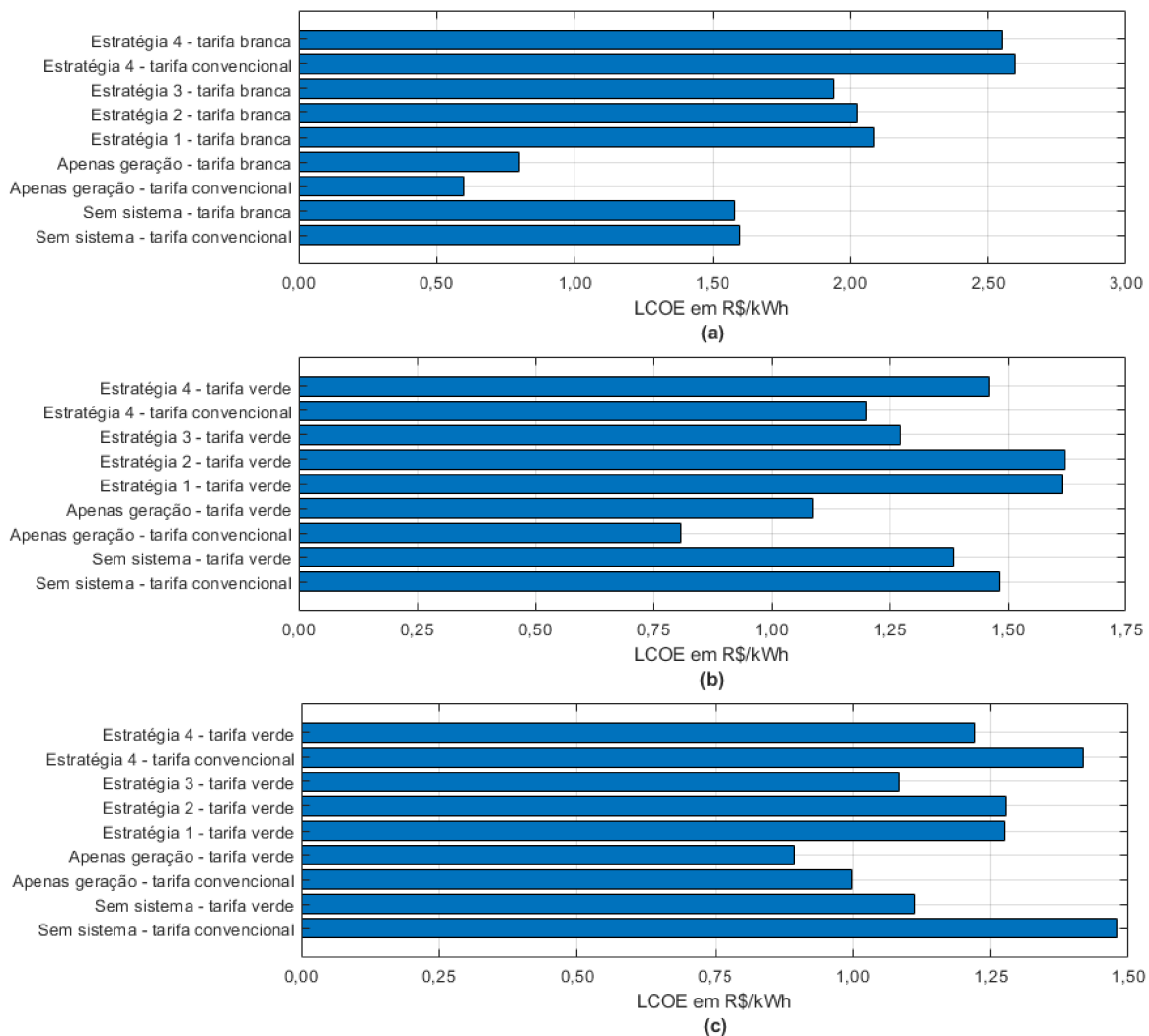


Figura 77 – LCOE calculado para os diferentes estudos de caso e em diferentes modalidades tarifárias (a) estudo de caso residencial (b) estudo de caso comercial (c) estudo de caso industrial. Fonte: próprio autor.



pode ser explicado pelo fato de que os excedentes ao longo do dia são pequenos e pouco se consegue injetar em HP, como pode ser visto na [Figura 54](#). Cabe salientar que esta estratégia não tem como objetivo primordial o deslocamento de consumo para horários de menor custo e, portanto, a aplicação de tarifas horárias não é necessariamente mais vantajosa como se espera para as outras 3 estratégias.

## 5.4 Análise de sensibilidade

A fim de avaliar o quanto alguns dos principais parâmetros de dimensionamento e parametrização do modelo afetam os resultados finais, foram realizadas algumas avaliações de análise de sensibilidade dos resultados quando alterados estes parâmetros, apresentadas nas próximas seções. Para estas análises foi considerado o estudo de caso residencial, utilizando um sistema híbrido e a Estratégia 1 para controle de carregamento e descarregamento da bateria, a fim de verificar em que condições a aplicação se viabiliza economicamente.

### 5.4.1 Análise de sensibilidade em relação ao SOC mínimo admissível

Modificando-se o estado de carga mínimo aceitável em cada ciclo de descarregamento da bateria, obtém-se os resultados mostrados na [Figura 78](#). Foram alterados também as potências de carregamento e descarregamento para que o banco seja carregado em aproximadamente 12h e descarregado no período de 5h correspondente ao HI e HP. Nesta figura é mostrado o VPL e ao lado a quantidade de trocas de bateria ao longo dos 25 anos de vida útil.

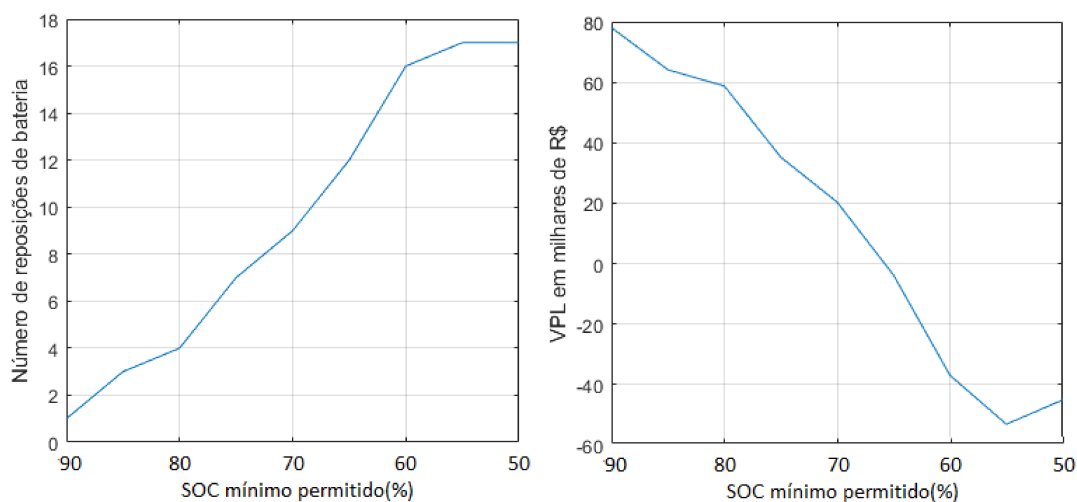


Figura 78 – Resultados de análise de sensibilidade em relação à profundidade de descarregamento admissível (a) número de trocas do banco de baterias ao longo da vida útil (b) VPL obtido. Fonte: próprio autor.

Observa-se que o comportamento do VPL é inverso ao da quantidade de trocas do banco de baterias: quanto maior a quantidade de reposições, que está diretamente

associada ao SOC permitido, menor o VPL. Para um SOC aceitável inferior a 65% o VPL é negativo. Cabe ressaltar que efeitos de degradação na bateria em função de seu envelhecimento não foram modelados. Portanto num período de 25 anos os resultados que mostram nenhuma ou poucas reposições podem ser afetados por este fator.

Pode-se inferir a partir deste resultado que o custo de substituição das baterias é o fator que mais influencia negativamente no retorno econômico obtido, pois mesmo que profundidades de descarregamento maiores signifiquem um maior deslocamento do consumo, isso implica em maior degradação da bateria, reposições mais frequentes e reinvestimentos frequentes.

#### 5.4.2 Análise de sensibilidade em relação ao SOH para reposição da bateria

Outra forma de reduzir a quantidade de reposições da bateria e conseqüentemente os aportes de capital ao longo da vida útil é continuar a utilizá-la além do ponto em que ela atinge 80% de SOH. Apesar de ser convencionalizado que as baterias tem seu fim de vida útil neste ponto, em alguns casos pode ser considerado que o fim da vida ocorre quando a bateria entrega entre 60% e 80% de sua capacidade (LINDEN; REDDY, 2011, p. 16.46).

Cabe salientar que efeitos diversos que não foram modelados podem ocorrer na bateria além deste ponto, como a redução na potência máxima entregue por ela e falhas críticas. Em uma aplicação prática eventuais problemas de segurança também devem ser avaliados.

A Figura 79 mostra os resultados para a quantidade de reposições da bateria ao longo da vida útil e o VPL em função do SOH mínimo que é aceito. Nota-se que com valores de SOH aceitáveis muito baixos uma pequena variação neste fator não modifica

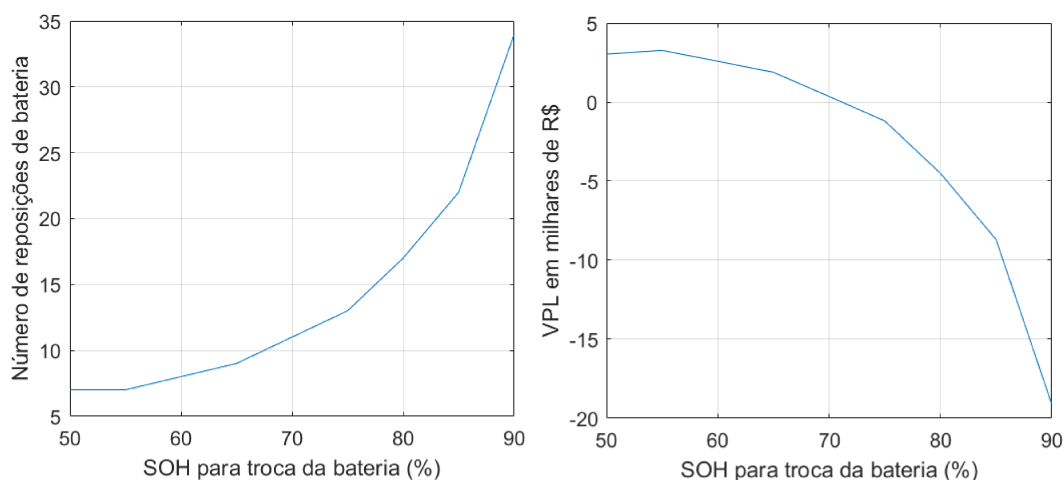


Figura 79 – Resultados de análise de sensibilidade em relação ao SOH para reposição do banco de baterias (a) número de trocas do banco de baterias ao longo da vida útil (b) VPL obtido. Fonte: próprio autor.

muito o resultado final. Quanto mais próximo de 100%, maiores as variações no número de reposições.

Caso seja aceitável um SOH de cerca de 70% o VPL se torna positivo. Ou seja, não são necessárias grandes mudanças neste aspecto para viabilização da aplicação. Percebe-se que o resultado observado no final é mais sensível a variações no SOH aceitável do que em relação ao SOC mínimo, analisado na seção anterior.

### 5.4.3 Análise de sensibilidade em relação ao custo da bateria

Conforme identificado anteriormente, o custo das baterias é um dos principais fatores que dificultam a adoção desta tecnologia no momento atual. A fim de avaliar o impacto no retorno trazido por uma possível redução dos custos deste componente, foram realizadas simulações em que o custo original da bateria considerado nas seções anteriores foi reduzido gradativamente, impactando no investimento inicial e nas trocas do banco de baterias ao longo da vida útil do sistema. Os resultados para VPL e LCOE são mostrados na [Figura 80](#). O payback é mostrado em [Figura 81](#).

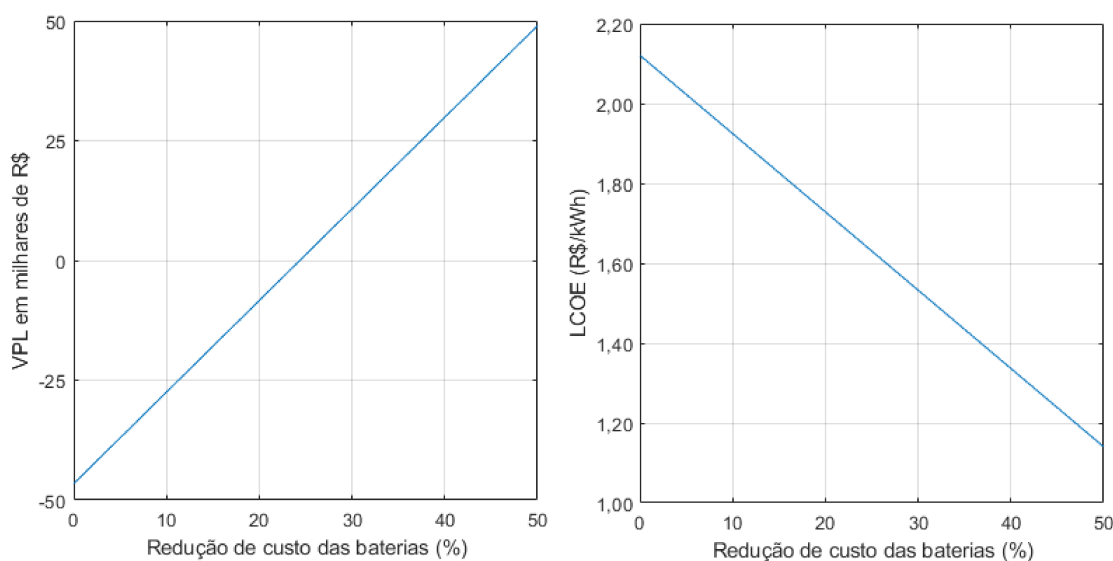


Figura 80 – Resultados de análise de sensibilidade em relação ao custo das baterias (a) VPL (b) LCOE. Fonte: próprio autor.

Utilizando os parâmetros adotados nesta simulação, para que o VPL fique positivo no caso estudado seria necessária uma redução de custo de 25% das baterias. Nota-se portanto que ainda seriam necessárias reduções significativas nos custos para viabilização dos investimentos em sistemas híbridos.

Mesmo com uma redução de 50% no custo das baterias o investimento no sistema híbrido tem retorno menor que o do sistema fotovoltaico sem armazenamento. Os tempos de payback calculados ficam próximos mais ainda assim o sistema híbrido tem período de retorno superior.

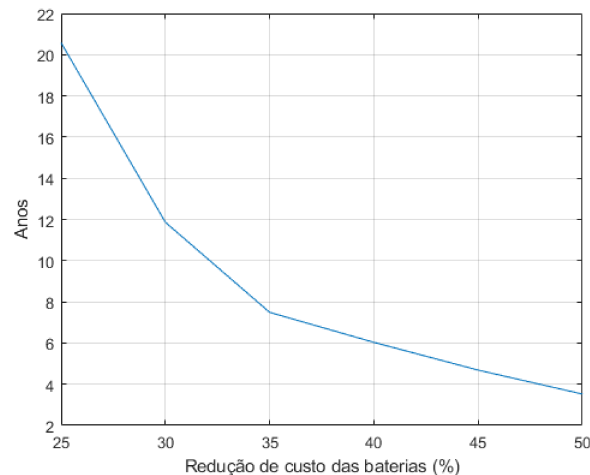


Figura 81 – Resultados de análise de sensibilidade do payback em relação ao custo das baterias. Fonte: próprio autor.

## 5.5 Considerações finais

Foi apresentada neste capítulo uma modelagem econômica para sistemas híbridos que permite a comparação deste investimento com outras soluções energéticas disponíveis ao consumidor final, por meio de indicadores consagrados na literatura para este fim. Cabe salientar que esta modelagem está direcionada à modelagem dos custos do sistema híbrido na função de deslocamento de consumo. Para outras aplicações, como a redução da demanda de pico, o uso como gerador de emergência e o fornecimento de serviços ancilares necessitam de outras considerações e modelagens.

Utilizando dados de mercado, mostrou-se que hoje existem poucas situações e aplicações em que o uso de sistemas híbridos para deslocamento de consumo se viabiliza economicamente, principalmente devido aos altos custos das baterias eletroquímicas simuladas. A redução dos custos ou o superdimensionamento do banco para redução da profundidade de descarregamento e conseqüentemente da degradação da bateria podem ser soluções que viabilizem a implementação desta solução a longo prazo.

É importante notar que, mesmo que a aplicação de sistemas híbridos em uma análise exclusivamente do seu retorno seja inviável, podem existir situações em que outras considerações devem ser realizadas que tornam a opção por estes sistemas favorável. Por exemplo, o fornecimento de serviços ancilares como a alimentação de cargas de emergência e regulação de tensão ou a substituição de outros meios para redução do consumo em ponta, como geradores a diesel, podem ter considerações específicas que aqui não foram analisadas.

Um aspecto muito importante nas avaliações econômicas é o perfil de carga. Foi mostrado que as conclusões sobre qual a melhor estratégia a adotar para carregamento e descarregamento da bateria ou a aplicação de modalidades tarifárias horárias ou não

---

são diferentes em função do perfil de carga, que impacta nas taxas de autoconsumo da geração própria, nas profundidades de carregamento e descarregamento da bateria e no custo médio da energia fornecida pela concessionária.



## 6 Conclusões e Propostas de continuidade

O trabalho aqui apresentado investigou de forma abrangente o funcionamento de baterias eletroquímicas e aspectos envolvendo a implementação de um sistema híbrido para deslocamento de unidades consumidoras com perfil de carga residencial, comercial e industrial. A realização deste trabalho se deu principalmente pelo desenvolvimento de modelagens distintas para representação de diversos aspectos envolvidos nesta implementação.

Em primeiro lugar, foi realizado um estudo do funcionamento de baterias eletroquímicas em geral. Mesmo que existam diversas tecnologias de baterias existentes e em constante desenvolvimento, mostrou-se que de forma geral baterias secundárias tem funcionamento e características semelhantes. Cada tecnologia se diferencia pela construção de seus componentes e por propriedades como tensões típicas de funcionamento de cada célula, limitações de temperatura, taxa de autodescarga, profundidade de descarregamento permitada, vida útil esperada e eficiência. A modelagem e simulação do funcionamento destes componentes em geral é complexa, já que existem diversos aspectos eletroquímicos e não-lineares que impactam nas tensões e correntes obtidas.

Neste trabalho a modelagem das baterias utilizadas foi feita utilizando relações consagradas na literatura, como a Equação de Shepherd e de Peukert, por sua simplicidade e possibilidade de aplicar aos dados disponíveis. Para mostrar este processo foi utilizada uma bateria de chumbo-ácido disponível no Brasil, a MouraClean 12MF220, cuja modelagem foi utilizada nas modelagens realizadas na sequência.

Para integração de uma bateria a uma aplicação conectada a rede, que funciona em corrente alternada, é necessário o acoplamento por meio de um conversor em potência. Tendo em vista a aplicação como sistema híbrido, foram mostradas as diferentes topologias que permitem a integração destas duas fontes a uma instalação elétrica. O estágio de conversão c.c.-c.c. de um conversor para acoplamento de baterias a rede foi modelado e simulado utilizando um buck-boost bidirecional simples. Este bloco pode ser visto como complementar a um conversor fotovoltaico, cujas topologias e funcionamento já são mais amplamente disseminadas.

A utilização de sistemas híbridos de geração de energia pode atender a diversas aplicações como o deslocamento e arbitragem de consumo, redução de potência de pico, zerar o consumo da rede e UPS. As aplicações mais comuns foram explanadas e neste trabalho focou-se no de deslocamento de consumo, visto que esta é uma das aplicações que devem ser mais amplamente adotadas no contexto da geração distribuída, devido ao seu potencial retorno econômico. Para simulação desta aplicação foi realizada a modelagem dos

fluxos de potência dos principais componentes envolvidos (sistema fotovoltaico, banco de baterias, conversor de potência, carga e rede de distribuição) e a aplicação em estudos de caso diferenciados entre si pelo dimensionamento dos componentes e características da carga. Após a simulação percebe-se que a operação e os fluxos de potência observados dependem muito dos algoritmos de controle aplicados, do dimensionamento dos componentes do sistema híbrido, suas limitações e do perfil de carga existente.

Visto que o conversor de potência simulado integra uma fonte de geração de energia e o armazenamento, diferentes algoritmos para controle do conversor podem ser implementados, com diferentes objetivos ou usos dos componentes a ele conectados. A escolha da melhor estratégia a aplicar depende do objetivo a ser alcançado, das profundidades de descarregamento admissíveis, taxa de autoconsumo do sistema sem armazenamento, possíveis limitações da rede, dentre outros.

Como o intuito da aplicação estudada é primariamente o retorno do investimento por meio da redução do custo de energia do consumidor que o instala, uma modelagem econômica foi realizada. Mostrou-se que por meio da utilização de indicadores comuns como o LCOE e o VPL é possível realizar comparações entre sistemas energéticos distintos e verificar a viabilidade econômica da aplicação em questão. Na conjuntura atual mostrou-se que a implementação de um sistema híbrido dificilmente é economicamente viável, considerando-se exclusivamente o retorno obtido pela aplicação do deslocamento de consumo. De 15 casos simulados apenas 3 obtiveram retorno positivo no período de 25 anos analisado, mas sempre com paybacks superiores a 10 anos, enquanto que a instalação de sistemas fotovoltaicos sem armazenamento se viabilizam entre 4 e 6 anos.

No entanto, esta análise ainda é bastante limitada, pois aspectos como a provisão de outros serviços, como alimentação de emergência, e a possível substituição de outros equipamentos, como geradores a diesel, podem ser contabilizadas em uma avaliação mais ampla de um consumidor específico.

Dentre os aspectos considerados na modelagem econômica destacou-se que atualmente o custo das baterias estudadas é bastante elevado, fazendo com que os altos investimentos necessários para sua instalação e troca quando necessário tornem o sistema pouco viável. Em algumas situações de perfil de carga e programação da bateria o sistema tem um retorno positivo, mas seu valor ainda é bastante inferior ao de um sistema de autoprodução fotovoltaico sem armazenamento.

## 6.1 Trabalhos futuros

O trabalho aqui apresentado tem potencial para maior aprofundamento em diversos aspectos e contribuição em outros trabalhos de pesquisa correlatos, como os listados a seguir:



- Modelagem de outras tecnologias de baterias eletroquímicas, mostrando as diferenças técnicas e resultados esperados, tanto operacionais quanto econômicos;
- Modelagem da capacidade térmica de baterias eletroquímicas e os efeitos em sua operação, tendo em vista que aspectos muito importantes da operação da bateria são influenciados pela temperatura de operação, como a capacidade e perdas em seu interior. Além disso existem preocupações quanto a segurança e melhores práticas na montagem de bancos de baterias;
- Validação e ajuste da modelagem das baterias eletroquímicas aqui proposta por meio de ensaios em laboratório. É possível também aprofundar na modelagem de baterias eletroquímicas, introduzindo aspectos dinâmicos e outras limitações e propriedades dos componentes;
- Investigação e simulação de diferentes topologias de conversores para acoplamento de bancos de baterias ou sistemas híbridos à rede;
- Modelagem de outras aplicações de sistemas híbridos, seu funcionamento e resultados econômicos esperados;
- Avaliação do impacto econômico de mudanças regulatórias e na remuneração de consumidores com sistemas de geração própria e híbridos, como devido às mudanças propostas na revisão da REN 482/2012;
- Desenvolvimento de uma metodologia para dimensionamento dos componentes de um sistema híbrido, visando a otimização de aspectos da operação ou retorno econômico do sistema;
- Aprofundamento da modelagem econômica, indicando aplicações mais factíveis na conjuntura atual e condições para viabilização de sistemas híbridos;
- Desenvolvimento de uma plataforma de simulação de sistemas híbridos, onde os parâmetros possam ser facilmente ajustáveis para validação de vários estudos de caso e otimização de sistemas híbridos.

Tais aspectos foram abordados de forma generalista neste trabalho, que visou apresentar uma visão ampla da aplicação de sistemas híbridos, com destaque para a modelagem da aplicação de deslocamento de consumo.



## Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica*: Sumário executivo - Ótica do consumidor. Brasília, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST*: Módulo 3 - acesso ao sistema de distribuição - revisão 7. Brasília, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída*: Relatório de análise de impacto regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. Brasília, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Bandeira Tarifária - Acompanhamento do Saldo da Conta*. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorio-bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 07/11/2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Unidades consumidoras com geração distribuída*. 2020. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\_Fonte.asp)>. Acesso em: 15/11/2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. 2013.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Focus-Relatório de Mercado*. 2020. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20201030.pdf>>. Acesso em: 07/11/20.

BARBOSA, C. F. de O. *Avaliação Tecnológica, Operacional e de Gestão de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade na Região Amazônica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Pará, Belém, Pará, Maio 2006.

BARSALI, S.; CERAOLO, M. Dynamical models of lead-acid batteries: Implementation issues. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 17(1), p. 16–23, Março 2002.

BARTON, J. P.; INFIELD, D. G. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 19(2), p. 441–448, Junho 2004.

BÜDENBENDER, K. et al. Improving pv-integration into the distribution grid contribution of multifunctional pv-battery systems to stabilised system operation. In: *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*. Valencia, Espanha: EU PVSEC, 2010.

BHATTACHARJEE, A. K.; KUTKUT, N.; BATARSEH, I. Review of multiport converters for solar and energy storage integration. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 34(2), p. 1431–1445, Fevereiro 2019.

BOICEA, V. A. Energy storage technologies: The past and the present. *Proceedings of the IEEE*, v. 102(11), p. 1777–1984, Novembro 2014.

- CEMIG. *O Comportamento da Carga dos Consumidores e do Sistema Elétrico da CEMIG*. 2007.
- CEMIG. *ND 5.31: Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D - Média Tensão*. 2018.
- CEMIG. *FAQ Tarifas*. 2020. Disponível em: <[https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/FAQ\\_Tarifa.aspx#:~:text=Tamb%C3%A9m%20conhecido%20como%20hor%C3%A1rio%20de,aplicado%20para%20o%20Grupo%20B.](https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/FAQ_Tarifa.aspx#:~:text=Tamb%C3%A9m%20conhecido%20como%20hor%C3%A1rio%20de,aplicado%20para%20o%20Grupo%20B.)> Acesso em: 5 julho 2020.
- CEMIG. *Valores de Tarifas e Serviços*. 2020. Disponível em: <<https://novoportal.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>>. Acesso em: 07/11/20.
- CERAOLO, M. New dynamical models of lead-acid batteries. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15(4), p. 1184–1190, Novembro 2000.
- CHAO, K.-H. et al. Design and implementation of a bidirectional dc-dc converter for stand-alone photovoltaic systems. *International Journal of Computer, Consumer and Control*, v. 2(3), p. 44–55, 2013.
- CRESESB-CEPEL. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, 2014.
- DINIZ, J. *Metodologia para análise de investimento em sistemas fotovoltaicos considerando parâmetros de incerteza e métricas de risco*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Julho 2017.
- DOERFFEL, D.; SHARKH, S. A. A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, v. 155(2), p. 395–400, Abril 2006.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4. ed. Estados Unidos: John Wiley Sons Inc, 2013.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e questões relevantes para o planejamento*. Brasília, 2019.
- FADIGAS, E. A. F. A. *Micro-redes Elétricas Urbanas: Avaliação das oportunidades e barreiras à sua implementação. estudo de caso: Campus universitário*. Tese (Tese de Livre Docência) — Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.
- FAKHAM, H.; LU, D.; FRANCOIS, B. Power control design of a battery charger in a hybrid active pv generator for load-following applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58(1), p. 85–94, Janeiro 2011.
- FIGUEREDO, R. S.; BET, I. Sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia para operação isolada e conectada à rede. In: *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Belo Horizonte: Associação Brasileira de Energia Solar, 2016.
- FUENTE, D. V. de la et al. Photovoltaic power system with battery backup with grid-connection and islanded operation capabilities. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60(4), p. 1571–1581, Abril 2013.

- GREENER. *Estudo Estratégico Geração Distribuída: 1º semestre 2020 brasil*. 2020.
- GREENER. *Solar + Armazenamento: Aplicações no brasil*. 2020.
- HOFFART, F. Proper care extends li-ion battery life. *Power Electronics Technology*, v. 34(4), p. 24–28, Abril 2008.
- HOPPMANN, J. et al. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – a review and a simulation model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 39, p. 1101–1118, Novembro 2014.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *White Paper: Electrical Energy Storage*. Genebra, Suíça, 2011.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Technology Roadmap - Energy storage*. Paris, França, 2014.
- JORDAN, D. C. et al. Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 24(7), p. 978–989, Julho 2016.
- KONZEN, G. *Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: uma Simulação via Modelo de Bass*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo - Instituto de Energia e Ambiente, São Paulo, 2014.
- LAI, C. S.; MCCULLOCH, M. D. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, v. 190, p. 191–203, Março 2017.
- LAWDER, M. T. et al. Battery energy storage system (bess) and battery management system (bms) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, v. 102(6), p. 1014–1030, Junho 2014.
- LI, J.; DANZER, M. A. Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems. *Journal of Power Sources*, v. 258, p. 365–373, Julho 2014.
- LI, S.; KE, B. Study of battery modeling using mathematical and circuit oriented approaches. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.]: IEEE, 2011.
- LINDEN, D.; REDDY, T. B. *Linden's Handbook of Batteries 4th Edition*. [S.l.]: McGraw-Hill, 2011.
- LINSSEN, J.; STENZEL, P.; FLEER, J. Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles. *Applied Energy*, v. 185, p. 2019–2025, Janeiro 2017.
- LUTHANDER, R. et al. Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment. *Energy*, v. 112(1), p. 221–231, Outubro 2016.
- MARANO, V. et al. Lithium-ion batteries life estimation for plug-in hybrid electric vehicles. In: *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. Dearborn, EUA: IEEE, 2009.
- MARION, B. et al. Performance parameters for grid-connected pv systems. In: *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition*. [S.l.: s.n.], 2005.
- MASSON, G.; KAIZUKA, I. *Trends in Photovoltaic Applications*. [S.l.], 2019.

- MCKEON, B. B.; FURUKAWA, J.; FENSTERMACHER, S. Advanced lead–acid batteries and the development of grid-scale energy storage systems. *Proceedings of the IEEE*, v. 102(6), p. 951–963, Junho 2014.
- MEDORA, N. K.; KUSKO, A. Dynamic battery modeling of lead-acid batteries using manufacturers' data. In: *INTELEC 05 - Twenty-Seventh International Telecommunications Conference*. [S.l.]: IEEE, 2005.
- MEYNARD, T. *Analysis and Design of Multicell DC/DC Converters Using Vectorized Models*. Londres: John Wiley & Sons, 2015.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Brasília, 2020.
- MOLINA, M. G. Energy storage and power electronics technologies: A strong combination to empower the transformation to the smart grid. *Proceedings of the IEEE*, v. 105(11), p. 2191–2219, Novembro 2017.
- MOURA. *Manual Técnico Moura Clean - Série MF*. [S.l.], 2001.
- MOURA. *Catálogo Técnico Moura Clean: A bateria para todas as estações*. [S.l.], 2020.
- NARAYAN, N. et al. Estimating battery lifetimes in solar home system design using a practical modelling methodology. *Applied Energy*, v. 228, p. 1629–1639, 2018.
- NEOSOLAR. *Bateria Estacionária Moura Clean 12MF220 (220Ah)*. 2020. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria-moura-clean-12mf220-220ah.html>>. Acesso em: 06/11/2020.
- NEWBERY, D. Shifting demand and supply over time and space to manage intermittent generation: The economics of electrical storage. *Energy policy*, v. 113, p. 711–720, 2018.
- NOLASCO, R. C.; MENDES, V. F. Modeling of electrochemical batteries behavior and lifetime degradation for pv applications. In: *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*. [S.l.]: IEEE, 2019.
- OGATA, K. *Engenharia de Controle Moderno - 5ª edição*. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.
- PATNAIK, L.; PRANEETH, A. V. J. S.; WILLIAMSON, S. S. A closed-loop constant-temperature constant-voltage charging technique to reduce charge time of lithium-ion batteries. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 66(2), p. 1059–1067, Fevereiro 2019.
- PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar 2. ed.* São José dos Campos, 2017. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>.
- ROMERO-CADAVAL, E. et al. Grid-connected photovoltaic plants: An alternative energy source, replacing conventional sources. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, v. 9(1), p. 18–32, Março 2015.
- SAUER, D. U.; WENZL, H. Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems - using lead-acid batteries as example. *Journal of Power Sources*, v. 176(2), p. 534–546, 2008.

- SCHIFFER, J. et al. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. *Journal of Power Sources*, v. 168(1), p. 66–78, 2007.
- SENRA, G. D. M. *Dimensionamento e Análise de Viabilidade Econômica de uma Fazenda Solar de 3,12 MWp diante dos Novos Cenários de Cobrança Proposto pela Aneel*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Junho 2020.
- SHEPHERD, C. M. Design of primary and secondary cells: Ii. an equation describing battery discharge. *Journal of The Electrochemical Society*, v. 112(7), p. 657–664, Julho 1965.
- SHORT, W.; PACKY, D. J.; HOLT, T. *A Manual for the Economic Evaluation of the Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. Golden, Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory, 1995.
- SILVA, G. D. P. da; BRANCO, D. A. C. Modelling distributed photovoltaic system with and without battery storage a case study in belem, northern brazil. *Journal of Energy Storage*, v. 17, p. 11–19, Fevereiro 2018.
- STOKES, L. Gainesville regional utilities feed-in tariff. Estados Unidos, Agosto 2012.
- TREMBLAY, O.; DESSAINT, L.-A.; DEKKICHE, A.-I. A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles. *World Electric Vehicle Journal*, v. 3(2), p. 289–298, Junho 2009.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24(5), p. 1198–1208, Maio 2009.
- WORLD ENERGY COUNCIL. *E-Storage: Shifting from cost to value: Wind and solar applications*. Londres, Reino Unido, 2016.
- YANG, K.; WALID, A. Outage-storage tradeoff in frequency regulation for smart grid with renewables. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 4(1), p. 245–252, Março 2013.
- ZILLES, R. et al. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.