



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
Faculdade de Engenharia Mecânica

**HUGO MUNIZ BOLOGNESI**

**PANORAMA DA SEGUNDA VIDA DE BATERIAS VEI-  
CULARES E ANÁLISE DA PEGADA AMBIENTAL  
PARA UMA APLICAÇÃO EM GERENCIAMENTO DE  
ENERGIA RESIDENCIAL NO BRASIL**

**CAMPINAS**

**2021**

**HUGO MUNIZ BOLOGNESI**

**PANORAMA DA SEGUNDA VIDA DE BATERIAS VEICULARES E ANÁLISE DA PEGADA AMBIENTAL PARA UMA APLICAÇÃO EM GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL NO BRASIL**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientadora: Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero

ESTE TRABALHO CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO HUGO MUNIZ BOLOGNESI, E ORIENTADO PELA PROFA. DRA. CARLA KAZUE NAKAO CAVALIERO

**CAMPINAS**

**2021**

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

B638p Bolognesi, Hugo Muniz, 1990-  
Panorama da segunda vida de baterias veiculares e análise da pegada ambiental para aplicação de em gerenciamento de energia residencial no Brasil / Hugo Muniz Bolognesi. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Carla Kazue Nakao Cavaliero.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Baterias de lítio. 2. Energia - Armazenamento. 3. Desenvolvimento sustentável. 4. Avaliação do ciclo de vida. 5. Veículos elétricos. I. Cavaliero, Carla Kazue Nakao, 1971-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Overview of the second life for vehicular batteries and analysis of environmental footprint for a residential energy management application in Brazil

**Palavras-chave em inglês:**

Batteries, lithium

Energy storage

Sustainable development

Life cycle assessment

Electric vehicles

**Área de concentração:** Planejamento de Sistemas Energéticos

**Titulação:** Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

**Banca examinadora:**

Carla Kazue Nakao Cavaliero [Orientador]

Simone Pereira de Souza

Flávia Luciane Consoni de Mello

**Data de defesa:** 28-04-2021

**Programa de Pós-Graduação:** Planejamento de Sistemas Energéticos

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

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-6711-1798>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/8527188136139509>

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO**

**PANORAMA DA SEGUNDA VIDA DE BATERIAS VEI-  
CULARES E ANÁLISE DA PEGADA AMBIENTAL  
PARA UMA APLICAÇÃO EM GERENCIAMENTO DE  
ENERGIA RESIDENCIAL NO BRASIL**

Autor: Hugo Muniz Bolognesi

Orientador: Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

**Profa. Dra. Carla Kazue Nakao Cavaliero**  
**Departamento de Energia/Faculdade de Engenharia Mecânica/UNICAMP**

**Dra. Simone Pereira de Souza**  
**Faculdade de Engenharia Mecânica/UNICAMP**

**Profa. Dra. Flávia Luciane Consoni de Mello**  
**Departamento de Política Científica e Tecnológica/Instituto de Geociências/UNICAMP**

A Ata de Defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

Campinas, 28 de abril de 2021.

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Silvana e Mario, que sempre me deram suporte, me fortaleceram e me incentivaram a seguir meus caminhos. Sem eles não teria conquistado nada.

Com ternura, aos meus avós Zezo, Teca e Elza, exemplos de quem se agarra à vida e à alegria veementemente, demonstrando carinho e perseverança nas adversidades.

À minha companheira Amanda, minha inspiradora, pelo amor, parceria e por ajudar a aliviar a mente.

Ao meu irmão Marcelo, exemplo de dedicação, pelo companheirismo e pelos aprendizados ao longo da vida.

À minha sobrinha Lara, quem me mostra a simplicidade infantil e como é grande nossa ignorância frente à descoberta de uma vida toda.

A todos os amigos e familiares que estiveram comigo e me mantiveram firme. Vocês me influenciam e desenvolvem minhas convicções, desejos e projeções.

À Profa. Dra. Carla, fonte de inspiração, quem me conduziu e me abriu perspectivas, além de me aceitar como orientando sem sequer me conhecer previamente.

Aos professores e companheiros de pesquisa do PSE e da Unicamp pela hospitalidade e contribuições no meu desempenho.

A todas e todos que se dedicam a fazer ciência em tempos adversos, apesar de estarem na era da informação.

Em especial, a todos que se mantiveram dedicados em tempos pandêmicos para que possamos superar uma crise sanitária e àqueles que nos deixaram nesta dimensão.

O presente trabalho foi realizado com apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), processo nº 130476/2019-6

*“Há aqueles que creem que o destino descansa nos joelhos dos deuses, mas a verdade é que trabalha, como um desafio candente, sobre as consciências dos homens.”*

*Eduardo Galeano*

*“E pur si muove”  
Entretanto, move-se (a terra)*

*Galileu Galilei*

## Resumo

O crescimento da adesão aos veículos elétricos (VE) levanta a preocupação quanto à demanda por baterias e seu melhor aproveitamento. Reutilizar as baterias veiculares em uma segunda vida útil se mostra promissor e está diretamente vinculado ao setor de energia elétrica em aplicações estacionárias. As baterias de segunda vida (BSVs) têm capacidade técnica de substituir baterias novas equivalentes nas operações com serviços de potência e armazenamento de energia, com o atrativo da reutilização de um produto em bom estado. Esta dissertação analisa a aplicabilidade de baterias de reuso para serviços estacionários e os possíveis interesses brasileiros nelas, verificando a consequência ambiental. O levantamento técnico-científico sobre as BSVs aponta ser um método vantajoso para lidar com um produto de altos custos financeiros e ambientais. Os custos estimados para aquisição de uma BSV são menores que de uma bateria nova, no entanto a diferença de preços tende a diminuir visto a queda nos custos de fabricação de baterias de íon lítio. No quesito ambiental, tanto serviço de armazenamento energético quanto a energia elétrica que abastece a bateria podem impactar sobremaneira o meio ambiente, o que também vale para a primeira vida veicular. Para reduzir a contribuição ao aquecimento global, por exemplo, as BSVs devem estar atreladas à geração elétrica a partir de fontes energéticas de baixa pegada de carbono. O Brasil apresenta diversas oportunidades para armazenadores em serviços de segurança energética, de gerenciamento de energia para o consumidor e suprimento de energia em comunidades isoladas. No entanto, ainda carece de regulação para abranger toda a gama de serviços que armazenadores de energia podem oferecer. O uso de BSVs em gerenciamento de energia vinculado à geração fotovoltaica é uma das alternativas e o foco da análise ambiental. A partir da ferramenta de Avaliação do Ciclo de Vida é possível comparar o desempenho ambiental dessa aplicação contra situações de residências comuns, com e sem geração distribuída, em dois contextos brasileiros. Os resultados dentro dos cenários avaliados mostram que BSVs têm potencial de contribuir com o desenvolvimento sustentável por reduzir a participação de uma residência no aquecimento global. No entanto aderir ao armazenamento de energia com baterias está atrelado a potencializar riscos à saúde humana, danos a ambientes aquáticos e ao solo. Os benefícios ambientais ficam mais evidentes quando o sistema com BSVs e geração fotovoltaica opera em regiões dependentes de combustíveis fósseis na matriz elétrica, como é o caso de redes não conectadas ao Sistema Interligado Nacional.

**Palavras chave:** Baterias de Lítio, Energia – Armazenamento, Desenvolvimento Sustentável, Avaliação do Ciclo de Vida, Veículo Elétrico

## Abstract

The growing adhesion to electric vehicles (EV) raises concerns about the demand for batteries and their better use. Reusing vehicle batteries in a second useful life is promising and is directly linked to the electricity sector in stationary applications. Second-life batteries (SLBs) have the technical capacity to replace equivalent new batteries in operations with power services and energy storage, with the attractiveness of reusing a product in good condition. This dissertation analyzes the applicability of reuse batteries for stationary services and the possible Brazilian interests in them, verifying the environmental consequences. The technical-scientific survey on SLBs points to an advantageous method to deal with a product with high financial and environmental costs. The estimated costs for purchasing a BSV are lower than a new battery however, the price difference tends to decrease as the cost of manufacturing lithium-ion batteries decreases. In terms of the environment, both the energy storage service and the electrical energy that supplies the battery can have a major impact on the environment, which is also true for the first life. To reduce the contribution to global warming, for example, SLBs should be accompanied by low carbon footprint energy sources. Brazil presents several opportunities for energy security, consumer energy management, and energy supply services in isolated communities. However, it still lacks regulation to cover the full range of services that energy storage can offer. The use of SLBs in energy management linked to photovoltaic generation is one of the alternatives and the focus of environmental analysis. Using the Life Cycle Assessment tool, it is possible to compare the environmental performance of this application against situations of common households, with and without distributed generation, in two Brazilian contexts. The results within the evaluated scenarios show that SLBs have the potential to contribute to sustainable development by reducing the participation of a household in global warming. However, adhering to energy storage with batteries is linked to potentializing risks to human health, damage to aquatic environments and to the soil. The environmental benefits are more evident when the system with SLBs and photovoltaic generation operates in regions dependent on fossil fuels in the electricity matrix, as is the case of networks not connected to the National Interconnected System.

**Key Words:** Battery - Lithium, Energy Storage, Sustainable Development, Life Cycle Assessment, Electric Vehicles

## Lista de Ilustrações

Figura 1 – Arquitetura de Veículos Híbridos Paralelo e Série.....	17
Figura 2 – Possibilidades de serviços prestados por bateria. ....	20
Figura 3 – Ciclo de vida das baterias de VEs considerando um segundo uso .....	21
Figura 4 – Estrutura da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) .....	22
Figura 5 – Esquema da estrutura da AICV, desde os dados do ICV até as categorias de impactos e danos no ambiente em classes <i>midpoint</i> e <i>endpoint</i> .....	24
Figura 6 – Diagrama descritivo do procedimento metodológico.....	26
Figura 7 – Características técnicas de cinco composições de eletrodos das baterias de íons lítio .....	30
Figura 8 – Ciclo de vida das baterias de tração.....	36
Figura 9 – Ciclo de preparação da bateria para a segunda vida .....	37
Figura 10 – Três exemplos de configuração de baterias, módulos e células (cilíndrica, prismática e laminada ou “pouch”) utilizados em VEs no ano de 2014 .....	39
Figura 11 – Estrutura da cadeia de valor das baterias e as partes envolvidas .....	47
Figura 12 – Diagrama de categorias de aplicações de BSVs .....	54
Figura 13 – Resultados de emissões de CO <sub>2eq</sub> para cada etapa do ciclo de vida da bateria.....	59
Figura 14 – Representação da mitigação de intermitências na geração renovável usando um sistema de armazenamento de energia. A potência hipotética despachada é representada no eixo vertical esquerdo e a DOD hipotética é representada, em porcentagem, no eixo vertical direito .....	60
Figura 15 – Simulação de operação de BSV em carregador veicular. Evolução do estado da bateria (SOH) e capacidade residual ( <i>Battery Capacity</i> ) à esquerda e do estado de carga (SOC) para um dia à direita.....	63
Figura 16 – Simulação de operação de BSV como suporte de T&D. Evolução do estado da bateria (SOH) e capacidade residual ( <i>Battery Capacity</i> ) à esquerda e do estado de carga (SOC) para um dia à direita.....	64
Figura 17 – Serviço de regulação da rede simulado em laboratório. ....	66
Figura 18 – Perfil de degradação de capacidade de baterias de LFP .....	67
Figura 19 – Simulação de operação de BSV como suporte de regulação da rede e consumo próprio. Evolução do estado da bateria (SOH) e capacidade residual ( <i>Battery Capacity</i> ) à esquerda e do estado de carga (SOC) para um dia à direita.....	68
Figura 20 – Esquema de funcionamento de um sistema consumidor com armazenamento atuando como 1: <i>peak shaving</i> e/ou 2: <i>time shifting</i> . ....	70
Figura 21 – Capacidade de armazenamento para uso de segunda vida em <i>peak shaving</i> e <i>load leveling</i> . ....	71
Figura 22 – Comparação de impactos ambientais entre os cinco cenários de <i>time shifting</i> . ...	74
Figura 23 – Fluxo de energia para um dia de sistema residencial de geração fotovoltaica acoplada com armazenamento. ....	79
Figura 24 – Simulação de operação de BSV como consumo próprio vinculado a geração fotovoltaica distribuída - evolução do estado da bateria (SOH) e capacidade residual ( <i>Battery Capacity</i> ) à esquerda e do estado de carga (SOC) para um dia à direita .....	80
Figura 25 – Comparação de impactos ambientais entre seis cenários de geração distribuída. ....	83
Figura 26 – Comparação de impactos ambientais para sistemas isolados abastecidos por geração FV com armazenamento e por gerador à combustão de diesel.....	85
Figura 27 – Fluxo de trabalho para avaliação ambiental .....	105
Figura 28 – Fluxo de energia e materiais para os cenários sem <i>time shifting</i> A (esquerda) e B (direita).....	111
Figura 29 – Fluxo de energia para os cenários com <i>time shifting</i> (C e D).....	111

Figura 30 – Diagrama esquemático representando adições de elementos entre os cenários e suas consequências.....	120
Figura 31 – Fronteira do Sistema para uma residência com geração solar distribuída (Cenário B).....	120
Figura 32 – Representação do ciclo de vida da bateria levando em consideração apenas a segunda vida.....	122
Figura 33 – Fronteira do Sistema para uma residência com geração solar distribuída e armazenamento com bateria nova.....	123
Figura 34 – Perfil energético médio de uma residência de alto consumo com geração FV ..	125
Figura 35 – Fluxo de energia em um dia para o Cenário C .....	127
Figura 36 – Fluxo de energia em um dia para o Cenário D .....	127
Figura 37 – Composição das categorias de impactos da fabricação, transporte e reciclagem da bateria veicular de 16 kWh.....	128
Figura 38 – Contribuição de impactos ambientais a cada kWh consumido para uma residência, na qual a geração FV sustenta 36% da energia consumida, no Cenário B .....	130
Figura 39 – Contribuição de impactos ambientais a cada kWh consumido para uma residência no Cenário C.0, com alocação de impactos da BSV de 0%.....	132
Figura 40 – Contribuição de impactos ambientais a cada kWh consumido para uma residência no Cenário C.25, com alocação de impactos da BSV de 25%.....	133
Figura 41 – Contribuição de impactos ambientais a cada kWh consumido para uma residência no Cenário D .....	134
Figura 42 – Comparação dos impactos ambientais entre os cenários estabelecidos abastecidos pelo SIN .....	135
Figura 43 – Comparação dos impactos ambientais entre os cenários estabelecidos em uma rede de sistema elétrico isolado.....	137
Figura 44 – Influência da alocação de impactos da bateria na segunda vida no potencial de aquecimento global (eixo esquerdo) e no potencial de toxicidade em humanos (eixo direito) dentro do Cenário C. ....	139

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Resumo dos tipos de LIBs.....	30
Tabela 2 – Características Técnicas das Principais Baterias de VEs .....	31
Tabela 3 – Vantagens e Desvantagens entre Baterias de Chumbo-ácido, Íons Lítio e NiMH. 33	
Tabela 4 – Descrição das categorias de aplicações de BSV .....	55
Tabela 5 – Levantamentos sobre durabilidade e mercado de aplicações de BSV .....	87
Tabela 6 – Tipo e capacidade de bateria assumidos em cada estudo.....	102
Tabela 7 – Cenários de demanda energética em uma residência .....	104
Tabela 8 – Consumo horário médio em dias úteis para uma residência de consumo de 500 kWh/mês .....	106
Tabela 9 – Projeto das baterias para aplicação em sistema de armazenamento estacionário	109
Tabela 10 – Matriz elétrica brasileira no SIN e do sistema isolado.....	112
Tabela 11 – Materiais e transporte para sistema de geração fotovoltaico.....	114
Tabela 12 – Características técnicas das baterias.....	115
Tabela 13 – Logística das baterias para a primeira vida .....	116
Tabela 14 – Logística das baterias para remodelagem e posterior envio para uso estacionário .....	117
Tabela 15 – Logística reversa das baterias, painéis FV e inversores para reciclagem.....	119
Tabela 16 – Exemplo da energia consumida total de cada cenário para um dia útil e demanda de 6 kWh em horário de ponta. ....	124
Tabela 17 – Energia para uma residência de alto consumo com geração solar distribuída ...	125
Tabela 18 – Fluxo de energia total para os cenários com BSV (C) e com LIB nova (D).....	126
Tabela 19 – Variação de impactos ambientais ao implementar um sistema de <i>time shifting</i> com BSV contra cenário com LIB nova (D) e cenários sem gerenciamento (A e B) no SIN. ....	136
Tabela 20 – Variação de impactos ambientais ao implementar um sistema de <i>time shifting</i> com BSV contra cenários base e concorrente na rede de sistema elétrico isolado. ....	138

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

Ac	Acidificação
AG-100	Aquecimento global
AICV	Avaliação do impacto do ciclo de vida
ANFAVEA	Associação nacional dos fabricantes de veículos automotores
BSV	Bateria de segunda vida
C-rate	Intensidade de carga (intensity rate)
DOD	Profundidade de descarga (depth of discharge)
DOE	Depleção do ozônio estratosférico
DR	Depleção de recursos minerais
DR-fóssil	Depleção de recursos fósseis
ECA-doce	Ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce
ECA-marinha	Ecotoxicidade em ambiente aquático marinho
ECT	Ecotoxicidade terrestre
Eut	Eutrofização
FFO	Formação fotoquímica de ozônio
FPVU	Fim da primeira vida útil
FVU	Fim da vida útil
GEE	Gases de efeito estufa
ICV	Inventário de ciclo de vida
IEA	International Energy Agency
LCOE	Custo nivelado da energia (levelized cost of energy)
LIB	Bateria de íon lítio (lithium ion battery)
MCI	Motor à combustão interna
NiCd	Bateria de níquel-cádmio
NiMH	Bateria de níquel hidreto metálico
O&M	Operação e manutenção
ODS	Objetivos de desenvolvimento sustentável
PDE	Plano decenal de expansão da energia
PSE	Planejamento de sistemas energéticos
SE	Subestação
SIN	Sistema integrado nacional
SOC	Estado de carga (state of charge)
SOH	Estado de saúde (state of health)
THu	Toxicidade humana
UC	Unidade consumidora
VCI	Veículos à combustão interna
VE	Veículo elétrico
VEB	Veículo elétrico à bateria
VEH	Veículo elétrico híbrido
VEHP	Veículo elétrico híbrido plug-in
VPL	Valor presente líquido

# SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO .....	15
1.1 Objetivo Geral .....	24
1.1.1 Objetivos específicos: .....	24
1.2 Estrutura da Dissertação .....	25
1.3 Metodologia .....	25
2 SEGUNDA VIDA PARA BATERIAS PROPULSORAS .....	27
2.1 Contextualização das baterias veiculares .....	27
2.1.1 Bateria de chumbo-ácido.....	28
2.1.2 Bateria de Níquel-Hidreto Metálico (NiMH).....	28
2.1.3 Baterias de íons Lítio (LIB) .....	29
2.1.4 Comparações técnicas .....	31
2.1.5 Técnicas de reciclagem de LIBs.....	34
2.2 Reutilização das Baterias Veiculares .....	35
2.2.1 Adaptando a bateria para segunda vida.....	37
2.3 Aplicações de segunda vida .....	39
2.3.1 Aspectos técnicos .....	42
2.3.2 Aspectos econômicos .....	47
2.3.3 Aspectos ambientais.....	51
2.4 Viabilidade da segunda vida por aplicação .....	53
2.5 Oportunidades para armazenamento de energia no Brasil .....	87
2.6 Conclusões do Capítulo.....	95
3 AVALIAÇÃO AMBIENTAL DA APLICAÇÃO DE SEGUNDA VIDA EM GERENCIAMENTO DE ENERGIA .....	98
3.1 Levantamento Metodológico para aplicação de ACV na segunda vida de baterias .....	98
3.2 Procedimento metodológico.....	104
3.3 Estimativa da Demanda de Energia e Planejamento da Geração FV.....	106

3.4 Projeto e Operação do Sistema de Armazenamento .....	107
3.5 Avaliação do Desempenho Ambiental.....	109
3.5.1 Fluxo de energia .....	110
3.5.2 Materiais e Inventários.....	111
3.5.3 Fronteiras do sistema para os cenários avaliados.....	119
3.5.4 Modelo de cálculo AICV e impactos ambientais avaliados.....	123
3.6 Resultados e discussões.....	124
3.6.1 Projeto e Operação do Sistema de Armazenamento .....	124
3.6.2 Avaliação do Desempenho Ambiental.....	127
3.6.3 Residência integrada ao SIN .....	130
3.6.4 Residência em uma rede de sistema de fornecimento de energia elétrica isolado	136
3.7 Conclusões do capítulo .....	140
4 CONCLUSÃO .....	142
REFERÊNCIAS.....	144
APÊNDICES.....	155

# 1 INTRODUÇÃO

Uma nova perspectiva de desenvolvimento consciente e sustentável impulsiona a adoção de medidas que reduzam a queima de combustíveis fósseis. O Acordo de Paris, inicialmente assinado por 195 países em 2016, e os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecem metas e diretrizes para reduzir impactos ambientais e erradicar a pobreza em suas diversas formas (ONU, 2015). Os países acordantes se comprometem em voltar suas políticas públicas para cumprir os objetivos (COSTA, 2019).

Dentre as diversas ações para atingir o desenvolvimento sustentável, as diretamente relacionadas com planejamento energético interagem de forma positiva com todos os objetivos (MCCOLLUM et al., 2018). Inicialmente promovem redução de emissão de gases de efeito estufa (GEE), vinculada diretamente ao objetivo 13 (Ação Contra A Mudança Global do Clima) e democratização energética e acesso a energia limpa, vinculadas diretamente ao objetivo 7 (Energia Acessível e Limpa). Adicionalmente, estratégia de planejamento energético também podem impactar positivamente na educação, no trabalho e economia, saúde, alimentação, dentre outros (IISD, 2020; MCCOLLUM et al., 2018). Algumas das ações energéticas envolvem a substituição gradual de veículos com motores à combustão interna (VCI) dependentes principalmente de gasolina ou diesel; a adoção de fontes de energia de baixa emissão de carbono no ciclo de vida e uso de tecnologias de alta eficiência energética.

Como possível substituto dos VCI de derivados do petróleo, os veículos elétricos (VEs) aumentaram sua penetração no setor de transportes de 2009 até o ano de 2017, se mantendo praticamente constante nos dois anos seguintes (IEA, 2020c). Ainda que o número total de VEs nas ruas venha aumentando (total de 7,2 milhões até o final de 2019), eles representam apenas 1% da frota mundial (IEA, 2020a). A venda de novos VEs particulares deve atingir a marca de 8,5 milhões em 2025 e de 26 milhões em 2030, o que chegaria a representar 10% e 28%, respectivamente, da circulação de novos veículos nas ruas (BLOOMBERGNEF, 2020).

A adesão aos VEs vem aumentando aos poucos no Brasil, com o registro de 19.745 novos licenciamentos na modalidade de veículos leves no ano de 2020, incluindo híbridos, híbridos *plug-in* e puramente elétrico, o que representa um crescimento de 66,5% em relação ao ano anterior (ABVE, 2021; ANFAVEA, 2020a). Em 2019, 11.858 novos VEs entraram na frota brasileira, valor que representa um crescimento de quase 300% em relação ao ano anterior e que foi maior que a soma de todos os licenciamentos de VEs (10.932) de 2006 até 2018

(ANFAVEA, 2020b). O número de VEs adquiridos no Brasil em 2020 ainda representa apenas 1% da nova frota nacional e é constituído majoritariamente de Veículos Elétricos Híbridos (VEH) (ANFAVEA, 2020a).

Os VEs são veículos voltados à mobilidade e que usam eletricidade como fonte de energia, principal ou secundária, para propulsão. Eles podem ter porte levíssimo, como bicicletas, patinetes, motocicletas; leve e médio, como carrinhos de golf, carros e camionetes; e pesados, como ônibus, tratores e caminhões. A energia deriva de baterias propulsoras, como nos Veículos Elétricos à Bateria (VEBs) e nos Veículos Elétricos Híbridos *Plug-in* (VEHPs); de célula a combustível, como nos veículos movidos a hidrogênio; ou de cabos externos, como os bondes e trólebus.

Os VEH, dominantes na categoria de elétricos leves no Brasil, são VCI com um sistema de eletrônica embarcada inteligente que faz a função de ligar e desligar o motor quando parado e, dependendo do modelo, adiciona potência na aceleração com motores elétricos. Apenas alguns modelos de VEH são capazes de se locomover apenas com motores elétricos, porém a distâncias curtas. As baterias têm capacidades de armazenamento entre 1 a 8 kWh e são recarregadas através de um sistema de freio regenerativo e o alternador conectado ao motor à combustão interna (MCI) (BUCHMANN, 2019a). O freio regenerativo captura energia da redução de velocidade, a qual outrora seria desperdiçada, usando o próprio motor elétrico como um gerador e armazena a energia nas baterias. Juntos, estes recursos resultam em economia de combustível sem prejudicar o desempenho esperado do veículo.

Outro tipo híbrido, o VEHP utiliza baterias maiores, entre 8 e 22 kWh, para fornecer energia ao motor elétrico e algum outro combustível para alimentar um MCI, o qual pode atuar tanto como propulsor do veículo (híbrido paralelo) quanto apenas um recurso para recarregar as baterias (híbrido série) (Figura 1). Esta modalidade também pode recarregar as baterias através dos freios regenerativos e por energia da rede elétrica, conectando através de uma tomada adaptada, daí o termo *plug-in* (BUCHMANN, 2019a; ZUBI et al., 2018). O consumo de combustível é reduzido em relação aos veículos convencionais, pelo fato de o VEHP usar eletricidade da rede para circular. Eles podem percorrer distâncias de 30 a 85 km no modo elétrico sem recarregar a bateria (ZUBI et al., 2018).

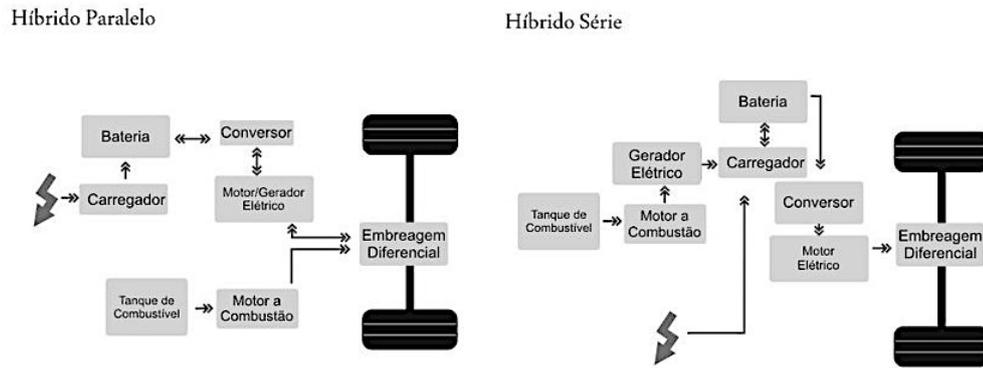


Figura 1 – Arquitetura de Veículos Híbridos Paralelo e Série  
Fonte: Adaptado de MEYER (2010)

O VEB não comporta um motor à combustão, sendo tracionado exclusivamente por um ou mais motores elétricos. Esta categoria usa as baterias para armazenar a energia elétrica requerida pelos motores. As baterias podem ter capacidades de armazenamento de 16 a 100 kWh, e são recarregadas por uma fonte de energia elétrica externa enquanto o veículo está estacionado ou por freio regenerativo durante a operação do veículo. As maiores capacidades das baterias permitem uma viagem mais longa com VEB, podendo atingir cerca de 500 km nos modelos maiores da Tesla, alcance equivalente aos modelos convencionais com MCI (BUCHMANN, 2019a; ZUBI et al., 2018). No Apêndice A consta uma lista de VEBs e VEHPs dos principais fabricantes mundiais e suas características técnicas envolvendo o VE e a bateria.

O aproveitamento energético do uso dos VEBs está bastante acima dos veículos convencionais, com eficiência energética acima de 77% considerando a energia do carregamento da bateria e a recuperação energética do freio regenerativo, contra 12% a 30% dos veículos à gasolina (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, [s.d.]). Tanto a eficiência quanto a autonomia dos VEBs variam bastante com as condições de viagem, reduzindo ambas pelo uso de climatização e aumentando ambas com a recuperação de energia pelo freio regenerativo. Ademais, a forma de condução também influencia nestes quesitos, pois arrancadas bruscas e altas velocidades demandam mais energia dos motores, assim como excesso de peso e rotas muito inclinadas (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, [s.d.]).

Os VEs leves ainda são mais caros no Brasil que os veículos convencionais, no entanto o custo inicial pode ser compensado por economias significativas no abastecimento, naturalmente a depender da relação de custos de manutenção e entre a eletricidade e o combustível. Até 2020, apenas nove modelos de VEB leves estavam disponíveis ao consumidor brasileiro. Os preços variavam de R\$129.000 para o JAC iEV20, com uma bateria de 41 kWh e autonomia

máxima de 400 km; até R\$452.200 para o Jaguar I-Pace, com bateria de 90 kWh e autonomia de 470 km (ANGELO, 2020).

O preço desta modalidade de transporte ainda é um fator relevante na decisão de compra do consumidor. As baterias representam um ponto chave no contexto do transporte elétrico, por ser o elemento de fonte energética móvel e o maior custo na cadeia de valor (BERMÚDEZ-RODRÍGUEZ; CONSONI, 2020). No entanto, segundo Lutsey e Nicholas (2019), a melhoria da tecnologia das baterias e a redução de preços de fabricação destas podem equiparar custos de aquisição de VEs e VCI de mesmo porte. Em 2020, o preço médio das baterias propulsoras foi de 137 U\$.kWh<sup>-1</sup> o que, na média, representou 21% do preço total de um VEB (HENZE, 2020). Alguns outros fatores, além da justificativa ambiental, também podem contribuir para a inclinação de compra do consumidor, como políticas públicas que beneficiam a adoção e uso da mobilidade elétrica (ADNAN et al., 2018; CONSONI et al., 2018). Políticas públicas, por sua vez, devem incentivar a capacidade produtiva e o mercado de consumo dos VEs; estimular o aprendizado e o desenvolvimento em ciência e tecnologia aos setores interessados no transporte elétrico; habilitar infraestruturas de integração dos VEs aos sistemas locais de transporte e mobilidade, entre outras ações (CONSONI et al., 2018).

O aumento do número de VEs nas ruas traz à tona outro debate com cunho ambiental. Olhando exclusivamente para fase de uso de VEs, ela representa menores emissões de GEE e poluentes, principalmente em regiões urbanas, em relação aos VCI (CONSONI et al., 2018). Porém o desempenho ambiental do ciclo de vida completo da utilização dos VEs depende diretamente das fontes energéticas da matriz elétrica da região. Além disso, o processo de fabricação dos VEs, principalmente das baterias, acarreta em índices de emissões de GEE maiores que dos VCI, além de outros danos ambientais devido a processos de mineração de recursos, como lítio e cobalto (NORDELÖF et al., 2014). Por isso, prolongar ao máximo a vida útil das baterias veiculares melhora o desempenho ambiental tanto do veículo quanto da própria bateria.

Dentre outras funções, a bateria determina a autonomia dos VEs, principalmente nos VEBs. Quando a autonomia não garante segurança de ida e volta nas viagens, a bateria deve ser trocada. Desde 2016 os fabricantes de VEs disponibilizados nos EUA já garantiam a durabilidade da bateria propulsora entre 7 a 10 anos e 160.000 km rodados, perdurando estas garantias para os modelos mais recentes (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2016). O fim da vida útil (FVU) da bateria no uso veicular acontece quando a capacidade de armazenamento atinge entre 80% e 70% da capacidade nominal (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018) - inclusive alguns fabricantes garantem a troca da bateria caso esta degradação seja atingida dentro da

cobertura da garantia (GORZELANY, 2019). Tendo em vista que as baterias propulsoras têm capacidade nominal de armazenamento na ordem de dezenas, até centenas, de kWh, essa porcentagem ainda representa uma capacidade de armazenamento considerável para outros empregos menos intensivos.

Devido ao aumento no número de VEs e, conseqüentemente, aumento do descarte de suas baterias posteriormente, considerar um segundo uso da bateria após não ser mais apta ao veículo significa prolongar a sua vida útil. Ao evitar o descarte direto da bateria, reintegra-se ao mercado um produto com certa capacidade técnica, ainda com valor econômico agregado e com altos impactos ambientais associados à sua fabricação (CREADY et al., 2003; NEUBAUER; PESARAN, 2011; REID; JULVE, 2016).

As baterias de segunda vida (BSVs) conectam a cadeia de valor dos VEs com o setor de armazenamento de energia. Elas podem proporcionar menores dispêndios para aquisição de um sistema de armazenamento e explorar funcionalidades para baterias as quais não seriam inicialmente atrativas economicamente, se comparado à fabricação e aquisição de novas baterias (CREADY et al., 2003; NEUBAUER; PESARAN, 2011). Algumas análises estimam que baterias de veículos para pequenas distâncias poderiam prover energia elétrica para uma família norte americana por metade de um dia, enquanto as baterias utilizadas em veículos com maiores autonomias poderiam sustentar a demanda por eletricidade de uma família por alguns dias (KELLY-DETWILER, 2014).

A utilização de armazenamento de energia no setor elétrico ganhou notoriedade pela expansão nos últimos anos. Novos serviços de armazenamento instalados cresceram exponencialmente a cada ano, variando de 0,2 GW em 2013 a 3,3 GW em 2018 (IEA, 2020b). O ano de 2019 não seguiu a tendência de crescimento e contabilizou 3 GW de novas instalações de armazenamento de energia. A Coreia do Sul está expandindo a disponibilidade de energia elétrica a partir deste serviço, sendo que em 2018 instalou 1 GW de potência. Acompanhada da China, EUA e Alemanha, representam mais de 70% das instalações de armazenamento (IEA, 2020b). O consumidor de energia elétrica teve papel crucial nesta expansão, sendo responsável por 1,8 GW de potência instalada por ano em 2018 e em 2019, representando 54% e 58% da capacidade instalada nos anos respectivamente citados (IEA, 2020b).

Armazenar energia não é nada novo no setor elétrico, vide sistemas de usinas hidrelétricas reversíveis, baterias de chumbo-ácido e os próprios combustíveis; no entanto, este tipo de serviço foi impulsionado pela maturidade das tecnologias de baterias de íon lítio (*Lithium Ion Batteries* – LIBs) e pelo estímulo à descarbonização do setor energético (GALLO et al.,

2016; IEA, 2020b). Essa tecnologia usa transformação eletroquímica da energia e se adapta tanto ao setor de transportes e quanto ao setor elétrico pela modularidade dos sistemas. No setor elétrico proporciona produtos para serviços tanto à frente do medidor, nos setores de geração, transmissão e distribuição (T&D); quanto atrás do medidor, para os consumidores de energia industriais, comerciais e residenciais (EPE, 2019a). Como descrito na Figura 2, há interesse nos serviços prestados por armazenadores de energia em toda a cadeia de suprimento de energia elétrica.

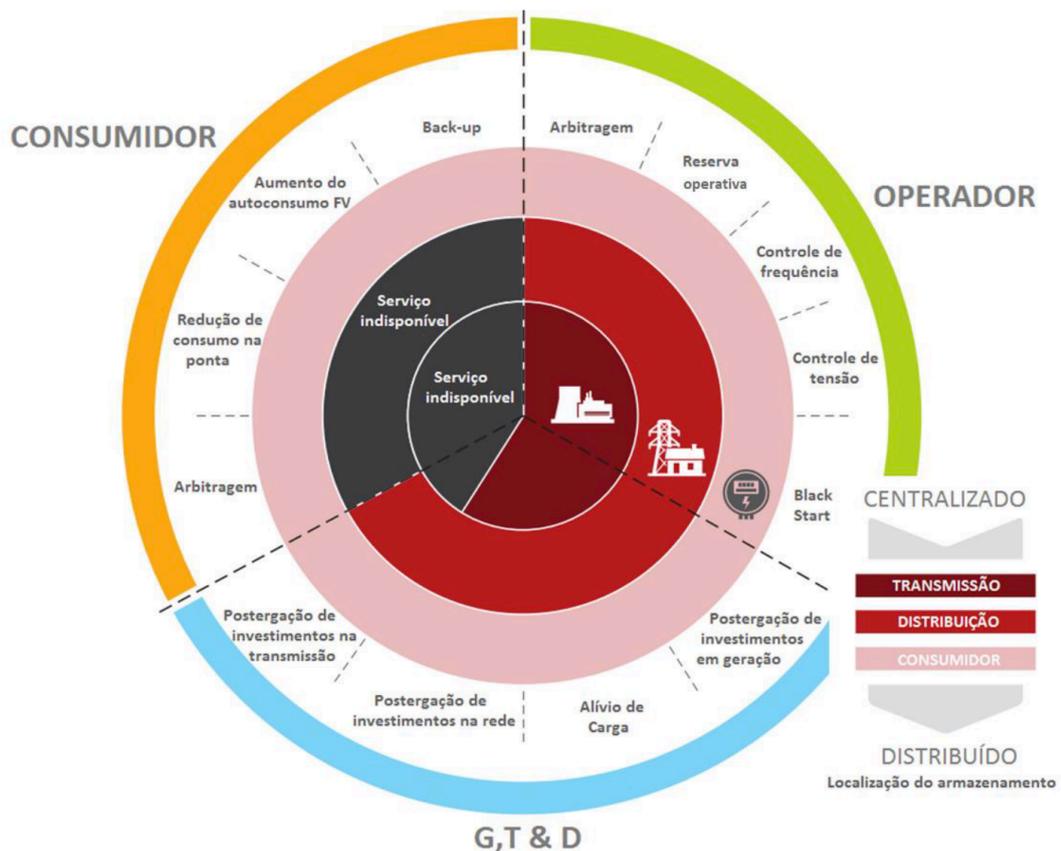


Figura 2 – Possibilidades de serviços prestados por bateria.

Fonte: EPE (2019a)

O consumidor de energia elétrica pode ver algumas vantagens do serviço de armazenamento atrás do medidor ao gerir o consumo de eletricidade e a demanda de energia contratada, ter segurança em caso de falhas e integrar com a geração distribuída (EPE, 2019a). Assim deixa de ser apenas um consumidor e passa a atuar como um “prossumidor”, termo relacionado ao consumidor de energia que também gera e gerencia sua própria energia elétrica. À frente do medidor, o setor de T&D se utiliza de armazenadores de energia para evitar novos investimentos em linhas ou subestações para atender picos temporários de consumo ou de geração ou melhorar a qualidade da energia, absorvendo flutuações de geração e quedas repentinas.

Além disso, o setor de geração melhora a qualidade e confiabilidade dos serviços de energia elétrica a partir de geração renovável intermitente e substitui a geração à combustão tanto em sistemas integrados à rede quanto em sistemas isolados (EPE, 2019a; EYER; COREY, 2010). Indo um pouco mais além, armazenadores de energia são sistemas fundamentais para democratizar o acesso à energia elétrica em comunidades isoladas, principalmente se o seu fornecimento for a partir de fontes renováveis. O acesso à energia segura movimentada a economia local, podendo gerar empregos, melhorias na educação e segurança (AMBROSE et al., 2014; ELETROBRAS, 2019).

As BSVs podem ser opções para compor os sistemas de armazenamento modulares. Sob a perspectiva de ciclo de vida, o reaproveitamento de um produto é uma opção melhor que o descarte direto após cumprir sua funcionalidade inicial e com as baterias, como um produto, o princípio não é diferente. A Figura 3 demonstra o ciclo de vida da bateria com e sem a segunda vida.

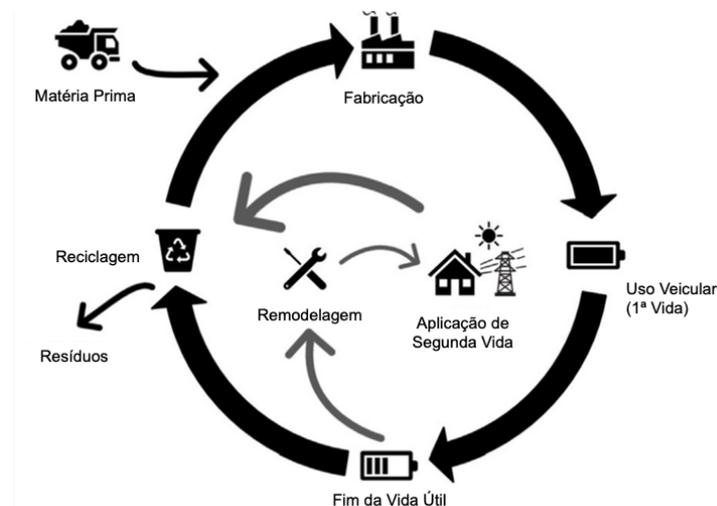


Figura 3 – Ciclo de vida das baterias de VEs considerando um segundo uso  
Fonte: Adaptado de Reinhardt et al. (2019)

Prolongar a utilidade dos recursos naturais já extraídos e da energia consumida para fabricação já se mostra uma oportunidade para mitigação de impactos ambientais. Por outro lado, a bateria é um produto que depende de outros insumos para ser útil, como uma fonte energética e sistemas eletrônicos de controle e potência. Assim, o reaproveitamento da bateria deve ser minuciosamente planejado em pelo menos três aspectos: técnico, econômico e ambiental. Esta dissertação levanta as diretrizes destes aspectos baseadas em publicações científicas e relatórios de laboratórios industriais sobre a segunda vida de baterias em diversos setores interessados, analisando a sua aplicabilidade no setor residencial.

Em termos de aptidão técnica, as BSVs devem cumprir seu serviço por uma segunda vida útil, cujo tempo de duração depende da capacidade residual e da aplicação. Elas devem estar em condições de atuar dentro das atividades previstas com segurança e sem desperdiçar muita energia devido à eficiência de ciclo carga e descarga desgastada (CREADY et al., 2003). Pelo ponto de vista econômico, as BSVs carregam um valor de mercado e inserem mais atividades na cadeia de valor da bateria, como o processo de remodelagem por exemplo. A aplicação deve ser justificada financeiramente e tecnicamente para promover a adesão de um produto de segunda mão por parte dos interessados (NEUBAUER et al., 2012).

A relação ambiental do reaproveitamento das baterias não deve ser analisada apenas da perspectiva do produto, mas sim do ciclo de vida como um todo, incluindo os insumos para uso e a substituição de um produto ou serviço (FARIA et al., 2014; RICHA et al., 2015). Os indicadores ambientais sobre o ciclo de vida usam ferramentas para levantar e comparar impactos ambientais em todos os processos. A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é a ferramenta desenvolvida para avaliar e analisar o desempenho ambiental e consumo de energia durante toda a vida de um produto, processo ou sistema. Geralmente segue abordagens como “do berço ao túmulo” (*cradle-to-grave*), contemplando a retirada de matéria prima, transporte, processamento dos materiais, fabricação, distribuição e uso até o fim da vida do produto. Outra abordagem, conhecida como “do berço ao portão”, limita a análise até o fim da fabricação. A ferramenta segue às normas internacionais ISO 14040 e ISO 14044, consistindo de quatro passos distintos (Figura 4). (ABNT, 2014a, 2014b).

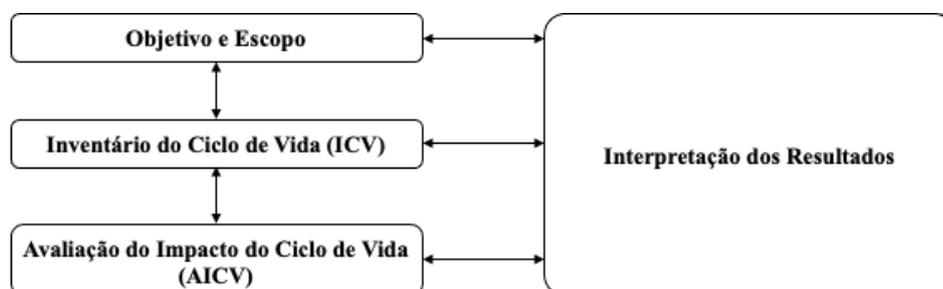


Figura 4 – Estrutura da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)

Fonte: Elaboração própria

1. Objetivo e escopo: determina as diretrizes da pesquisa, estabelece fronteiras no sistema, estabelece uma unidade funcional (UF) e formula algumas suposições
2. Inventário de Ciclo de Vida (ICV): aquisição de dados, os quais consistem em fluxos de entrada (matéria prima, recursos hídricos, energia, etc.), processos

intermediários e fluxos de saída (produto final, coprodutos, tratamento de resíduos, potenciais emissões ao ar, água e solo) para cada estágio do ciclo de vida.

3. Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida (AICV): é composta por modelos matemáticos de caracterização que interpreta o potencial de impactos ambientais do sistema baseado em formulações de categorias de impactos como aquecimento global, acidificação do solo, depleção de recursos minerais, ecotoxicidade, depleção da camada de ozônio, entre outros (IBICT, 2014).
4. Interpretação: resume os resultados de ICV e AICV, identifica e analisa pontos críticos e discute sobre recomendações, conclusões e melhorias futuras.

Uma ACV quantifica os aspectos tecnológicos e ambientais, podendo expandir para abordagens econômicas e sociais, de um produto ou processo com potencial em reduzir os impactos no seu ciclo de vida, visando opções mais sustentáveis. Os dados que compõem o ICV devem ser os mais realistas e mais regionalizados possíveis para chegar a resultados próximos dos processos praticados (IBICT, 2014).

A fase de AICV transforma os resultados do inventário em informações relevantes sobre os impactos ambientais. Ela visa facilitar a interpretação dos resultados e facilitar as comparações dentro da ACV. Existem diversos métodos de caracterização disponíveis, os quais usam categorias de impactos específicas para cada um dos métodos (Figura 5). Os efeitos nessas várias categorias de impacto são atribuídos às principais áreas que devem receber a proteção das consequências, chamadas Áreas de Proteção (AoP). Nos métodos de AICV incluem-se as AoP como vias de impactos *endpoint*: Saúde Humana, Ambiente Natural e Recursos Naturais. Os efeitos dentro destas três categorias de impacto são conhecidos como *midpoint* (IBICT, 2014).

Com base em toda a contextualização apresentada, uma análise de aplicações de BSV foi desenvolvida nesta dissertação para entender os impactos ambientais relacionados ao armazenamento de energia em uma aplicação residencial, dentro da fatia do consumidor na Figura 2. Utilizando-se do panorama técnico, econômico e ambiental das BSVs foi determinada a aplicação de gerenciamento de energia com geração solar distribuída, na qual o consumidor aproveita a geração distribuída para recarregar uma bateria e usa a energia armazenada na bateria posteriormente para seu próprio consumo, como uma opção promissora no mundo e com oportunidades no Brasil.

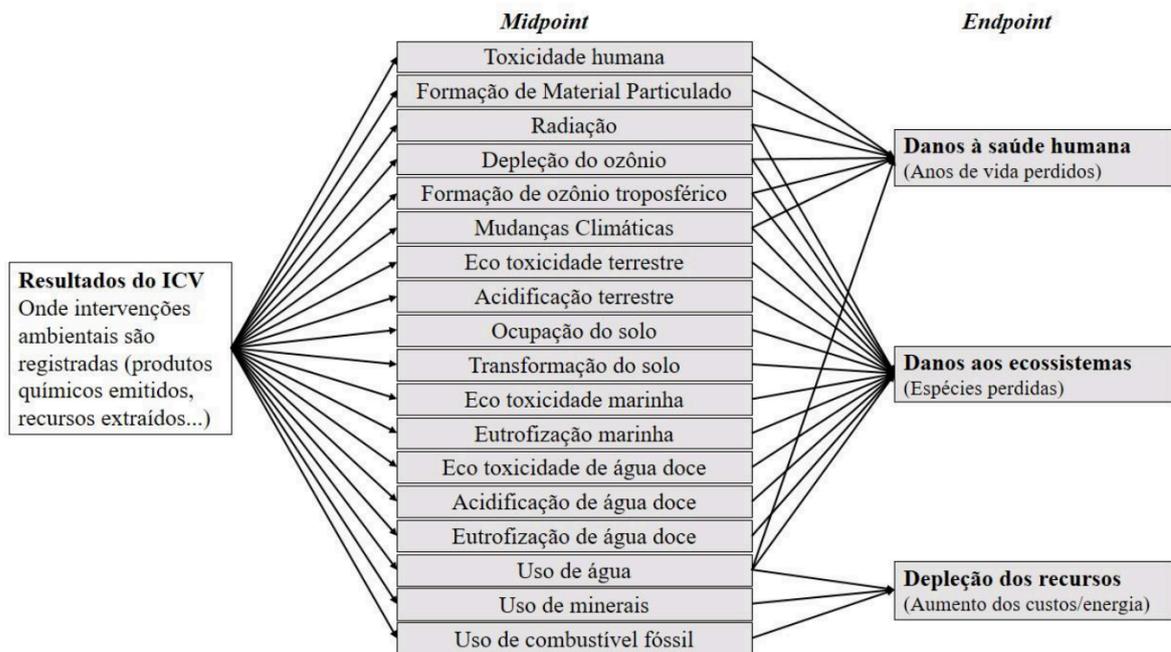


Figura 5 – Esquema da estrutura da AICV, desde os dados do ICV até as categorias de impactos e danos no ambiente em classes *midpoint* e *endpoint*.

Fonte: Giroto (2018)

## 1.1 Objetivo Geral

Esta dissertação tem como objetivo principal avaliar o potencial de utilização da segunda vida das LIBs de VEs leves e seu desempenho ambiental no contexto brasileiro.

### 1.1.1 Objetivos específicos:

1. Identificar a aplicabilidade da segunda vida das LIBs dos VEs leves baseado no estado da arte sob os pontos de vista técnicos, econômicos e ambientais,
2. Identificar e analisar oportunidades de aplicações de armazenamento de energia dentro da cadeia de energia elétrica no âmbito brasileiro;
3. Elencar indicadores de impactos ambientais para um sistema residencial de gerenciamento de energia com LIBs dos VEs leves de segunda vida, uma das aplicações identificadas como oportunas, sob a ferramenta de ACV em um contexto brasileiro.

## 1.2 Estrutura da Dissertação

Para atingir o objetivo proposto, esta dissertação foi dividida em quatro capítulos.

Neste Capítulo 1 introduz-se o assunto abordado, contextualizando o leitor aos temas pertinentes; levanta-se problemáticas e possíveis contornos; e explicita-se os objetivos desta dissertação, assim como a metodologia utilizada. O Capítulo 2 traz a revisão bibliográfica minuciosa sobre o andamento de pesquisas e aplicações do reuso de baterias. À luz dessas experiências, uma análise preliminar das oportunidades para o contexto brasileiro também é apresentada. No Capítulo 3, o estudo do desempenho ambiental de uma aplicação de segunda vida no cenário brasileiro é explorado. Neste capítulo, as etapas relacionadas à avaliação ambiental e à ferramenta de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) são detalhadas, em especial, descrevendo proposições, projeto técnico e premissas do contexto avaliado. Os resultados da ACV, bem como sua validação e limitações, são expostos e discutidos neste mesmo capítulo. Por fim, no Capítulo 4 encontram-se a conclusão da dissertação e a proposição de trabalhos futuros visando aprofundar a temática da segunda vida das baterias de VEs no Brasil.

## 1.3 Metodologia

O procedimento metodológico adotado nesta dissertação tem caráter predominantemente exploratório, buscando explicitar ideias, problemáticas e conceitos, tornando-os mais familiares à comunidade interessada (GERHARDT; SILVEIRA, 2009; GIL, 2007). A pesquisa buscou, inicialmente, elucidar a situação do reaproveitamento de baterias propulsoras de VEs com um levantamento bibliográfico e realizar um estudo de caso para avaliação ambiental de uma das formas de reaproveitamento (Figura 6).

Para compor o levantamento bibliográfico, foram elencadas publicações de cunho científico e tecnológico a respeito do tema de baterias de segunda vida e reuso de baterias veiculares. Dentre os materiais coletados estão publicações em revistas científicas internacionais e nacionais e em congressos; relatórios técnico-científicos de empresas públicas, privadas e do terceiro setor; teses e dissertações acadêmicas e informações a partir de veículos de imprensa. Visto que é um assunto relativamente novo, não foi delimitado um ano mínimo para publicação do conteúdo.

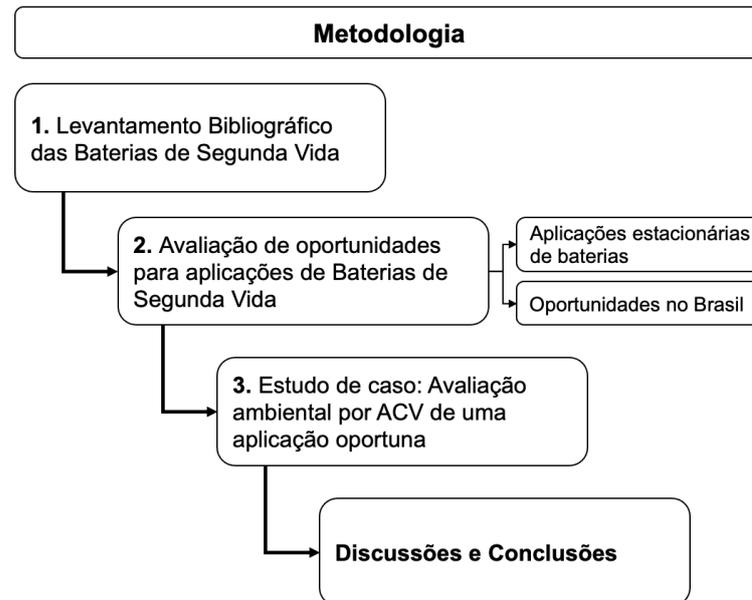


Figura 6 – Diagrama descritivo do procedimento metodológico

Fonte: Elaboração própria

O estudo de caso busca realizar uma comparação de impactos ambientais para uma aplicação de segunda vida. A ACV foi a ferramenta utilizada para estimar os impactos ambientais de um sistema residencial de gerenciamento de energia com BSVs integrado com geração distribuída. Uma análise comparativa considerou quatro possíveis situações: (i) uma residência apenas conectada à rede de distribuição de eletricidade, sem geração distribuída e sem gerenciamento de energia, configurada como um caso atual e próximo do real (cenário base); (ii) uma residência com geração distribuída, porém sem gerenciamento de energia, também como um possível caso atual; (iii) uma residência com geração distribuída e gerenciamento de energia aplicando uma BSV; e (iv) uma residência com geração distribuída e gerenciamento de energia aplicando LIBs novas. As quatro situações de residências são investigadas em uma composição conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e em outra composição em uma mini-rede elétrica no Sistema Isolado brasileiro.

## 2 SEGUNDA VIDA PARA BATERIAS PROPULSORAS

### 2.1 Contextualização das baterias veiculares

Baterias são armazenadores de energia eletroquímicos. Estes dispositivos aproveitam energia das reações eletroquímicas de oxirredução, as quais convertem energia química em energia elétrica, e podem também seguir o processo contrário, aproveitando a energia elétrica para convertê-la em energia química (LINDEN; REDDY, 2012). Este tipo de reação transfere elétrons de um material para outro através de um condutor elétrico. Uma bateria é um armazenador de energia eletroquímico composto por várias unidades básicas eletroquímicas, chamada de pilha (ou célula eletroquímica). A pilha é basicamente formada por dois eletrodos (um cátodo e um ânodo) e um eletrólito.

A escolha do tipo apropriado de bateria para cada aplicação está relacionada com suas características técnicas. Primeiramente avalia-se a energia que pode ser fornecida por cada combinação eletroquímica baseada nos materiais ativos aplicados, o que determina a tensão da célula, e suas quantidades, influenciando na capacidade de armazenamento de energia. Para o uso em VEBs, a bateria deve fornecer suprimento elétrico de acesso rápido e com longa durabilidade (ELKIND, 2014). Este tipo de aplicação exige tecnologias que comportem bastante capacidade energética em espaços reduzidos e menos peso, assim uma característica considerada é a densidade energética. Estas características são determinantes para a escolha da tecnologia ideal de bateria para os VEs.

Os tipos de bateria mais aplicados em veículos são (i) chumbo-ácido (Pb-A), a tecnologia disseminada nas primeiras versões de VEs no século XIX, elétricos de pequeno porte e ainda aplicada para alimentar a eletrônica embarcada dos veículos convencionais; (ii) níquel-hidreto metálico (NiMH), utilizada em algumas marcas de VEHs e VEHPs, como o Toyota Prius, nos anos 1980 em diante; e (iii) íons de lítio (Li-ion), mais aplicada em VEBs hoje em dia por entregar melhor densidade energética e capacidade de reciclagem dos componentes (ELKIND, 2014; ZUBI et al., 2018).

### 2.1.1 Bateria de chumbo-ácido

É o tipo de armazenador eletroquímico secundário mais difundido mundialmente, com sua aplicação iniciada no século XIX (BOCCHI; FERRACIN; BIAGGIO, 2000). Elas têm a característica de utilizar o mesmo material ativo, o chumbo, no ânodo e cátodo. O eletrólito que compõe a bateria é uma solução de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ), diluída na proporção de 36% ácido sulfúrico e 64% água (BOCCHI; FERRACIN; BIAGGIO, 2000; LINDEN; REDDY, 2012).

Existem basicamente dois tipos principais de projeto de baterias: a bateria úmida, que requer reposição de água; e bateria selada, lacrada com superdimensionamento do eletrólito para toda vida útil. A primeira demanda manutenção periódica para seu funcionamento e pode exalar gases tóxicos contendo enxofre, enquanto a segunda tem tamanho e ciclo de vida limitado. As baterias úmidas têm aplicações automotivas, alimentando o motor de arranque e toda a eletrônica embarcada quando não são a fonte energética da tração; e industriais, como segurança de suprimento energético e fonte de sistemas isolados (LINDEN; REDDY, 2012). As baterias de chumbo-ácido seladas são aplicadas em funções que demandam menos carga, como aparelhos eletrônicos, iluminação e veículos levíssimos. Estas duas configurações possibilitam uma versatilidade grande de aplicações, variando a capacidade de armazenamento na ordem de 100mAh até 10.000Ah (LINDEN; REDDY, 2012).

Devido à sua longevidade de atuação comercial, a bateria chumbo-ácido tem o menor custo de aplicação na maioria dos casos, ainda oferecendo performance e tempo de vida competitivos. Pelo mesmo motivo citado, o sistema de reciclagem para este tipo de bateria é o melhor estruturado (LINDEN; REDDY, 2012).

### 2.1.2 Bateria de Níquel-Hidreto Metálico (NiMH)

As baterias NiMH têm o funcionamento eletroquímico muito próximo das baterias de Níquel/Cádmio (NiCd), com impacto ambiental menor por não conter justamente o cádmio. A diferença entre elas é que a NiMH utiliza o hidrogênio absorvido na forma de hidreto metálico como material ativo do ânodo. Este tipo de bateria secundária pode ser encontrado em aparelhos eletrônicos comerciais, em muitos casos substituindo pilhas primárias alcalinas, e em VEs. Os primeiros estudos das baterias NiMH deriva das tecnologias de níquel (Níquel-Cádmio e  $NiH_2$ ) aplicadas em satélites em meados dos anos 1960 (LINDEN; REDDY, 2012). Ela apresentou melhores condições de densidade energética e menor custo, além das vantagens ambientais em relação às suas tecnologias originárias. A penetração no mercado comercial foi impulsionada

primeiramente com uso em computadores portáteis, em 1989, e posteriormente em aplicações veiculares, principalmente nos VEH e VEHP, como o Toyota Prius até o modelo de 2014 (LINDEN; REDDY, 2012).

Assim como as baterias de chumbo-ácido, o mercado já está bem disposto para baterias NiMH. A maturidade da tecnologia se encontra em estado avançado e com processos produtivos bem padronizados e difundidos. Desta forma apresenta preços bastante competitivos e performance comprovadamente confiável (LINDEN; REDDY, 2012).

### 2.1.3 Baterias de íons Lítio (LIB)

As LIBs são muito versáteis, com aplicações móveis em aparelhos eletrônicos e estacionárias. Entretanto o desenvolvimento deste tipo de tecnologia está sendo impulsionado pelo emprego em VEs (GEA, 2017). O lítio é um metal altamente reativo, desta forma é capaz de fornecer altas densidades de energia. As LIBs utilizam este elemento como eletrólito não aquoso na forma de sais de lítio (BOCCHI; FERRACIN; BIAGGIO, 2000; LINDEN; REDDY, 2012).

Desde o início das pesquisas da LIB até a grande maioria das baterias comerciais de hoje utiliza-se o óxido de Lítio cobalto ( $\text{LiCoO}_2$  – cuja sigla é LCO) como eletrodo positivo. O LCO tem a vantagem de poder ser facilmente preparado e apresentar propriedades de segurança, além de entregar um desempenho elétrico bom e ser relativamente insensível à umidade. Recentemente outras composições de materiais foram introduzidas comercialmente como eletrodo positivo, como o fosfato de ferro ( $\text{LiFePO}_4$  - LFP), óxido de manganês ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$  –LMO), óxido de níquel manganês cobalto ( $\text{Li}(\text{Ni}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z)\text{O}_2$  - NMC) e óxido de níquel cobalto alumínio ( $\text{Li}(\text{NiCoAl})\text{O}_2$  - NCA). Cada um desses materiais oferece vantagens, tais como baixo custo, estabilidade térmica, ciclo de vida longo e/ou maior capacidade, alta taxa de carga e descarga, que podem ser aproveitadas de acordo com a aplicação (LINDEN; REDDY, 2012).

Grafite é o material mais comumente usado no ânodo porque, além de apresentar estrutura lamelar, é capaz de intercalar reversivelmente os íons lítio entre suas camadas de carbono sem alterar significativamente sua estrutura (LINDEN; REDDY, 2012). Um material alternativo para o ânodo é composto por titânio, o titanato de lítio ( $\text{Li}_{4/3}\text{Ti}_{5/4}\text{O}_4$  - LTO). Apesar do LTO ter menor densidade de armazenamento que o grafite, ele oferece ciclo de vida mais longo e melhor estabilidade térmica em relação ao grafite (LINDEN; REDDY, 2012).

As células de lítio podem ter eletrólitos para condução dos íons  $\text{Li}^+$  tanto na forma líquida quanto na forma sólida, este último fruto de descobertas relativamente recentes para esse tipo de célula. O princípio químico de funcionamento das LIBs favorece a variedade de composição de seus componentes. Algumas composições químicas de cátodo, ânodo e eletrólito podem ser vistas na Tabela 1 e as características técnicas estão expostas na Figura 7.

Tabela 1 – Resumo dos tipos de LIBs.

Componentes	Composição
Cátodo	Óxido de cobalto e lítio ( $\text{LiCoO}_2$ ) – LCO
	Óxido de manganês e lítio ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) – LMO
	Óxido de cobalto, manganês, níquel e lítio ( $\text{LiNiMnCoO}_2$ ) – NMC
	Fosfato de ferro e lítio ( $\text{LiFePO}_4$ ) – LFP
	Óxido de alumínio, cobalto, níquel e lítio ( $\text{LiNiCoAlO}_2$ ) – NCA
Ânodo	Grafite, Titânio de lítio ( $\text{Li}_2\text{TiO}_3$ ) – LTO
Eletrólito	Solvente orgânico + $\text{LiPF}_6$ , $\text{LiBF}_4$ , $\text{LiCF}_3\text{SO}_3$ ou $\text{Li}(\text{SO}_2\text{CF}_3)_2$

Fonte: Adaptado de Buchmann (2019b); Zeng, Li, Singh (2014).

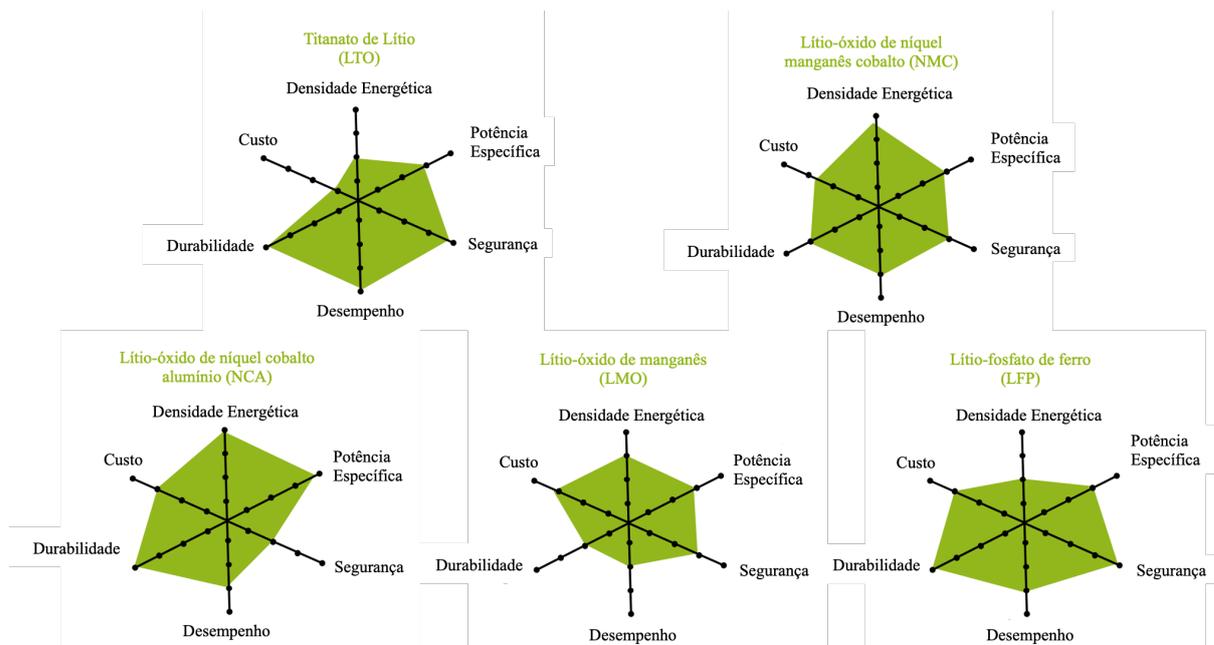


Figura 7 – Características técnicas de cinco composições de eletrodos das baterias de íons lítio  
Fonte: Adaptado de Reid & Julve (2016)

Eletrólitos líquidos consistem em um solvente orgânico, como carbonato de etileno, carbonato de dimetil e carbonato de dietil com sais de lítio dissolvidos, como  $\text{LiPF}_6$ ,  $\text{LiBF}_4$  ou  $\text{LiClO}_4$  (LINDEN; REDDY, 2012). Eletrólitos sólidos cerâmicos são principalmente óxidos

metálicos de lítio que permitem o transporte de íons de lítio através do sólido mais rapidamente. O principal benefício dos eletrólitos sólidos é que não há risco de vazamentos, o que é um sério problema de segurança para baterias com eletrólitos líquidos (LINDEN; REDDY, 2012). Alternativamente, as células de íon de lítio e polímero (Li-ion Polymer) são produzidas adicionando um monômero ao eletrólito e polimerizando termicamente após a montagem da célula. Nessas células poliméricas, as camadas positiva, separadora e negativa são ligadas pelo polímero e são laminadas juntas para formar um dispositivo monolítico que normalmente possui um fator de forma fino (LINDEN; REDDY, 2012).

Pelo lítio não estar presente na forma metálica nas células, a LIB é menos quimicamente reativa, assim mais segura, e oferece tempo de vida útil longo (LINDEN; REDDY, 2012). Ademais, os materiais de baixa densidade empregados permitem projetar baterias com características vantajosas como menor massa e boa densidade energética. Por esse motivo, esse tipo de bateria recebe grande investimento para desenvolvimento, tendo em vista que a aplicação veicular almeja grandes capacidades com boa densidade de potência e de energia (MANZETTI; MARIASIU, 2015).

#### 2.1.4 Comparações técnicas

Em relação a outras tecnologias em situação de estado-da-arte e comercialmente disponíveis as LIBs apresentam algumas outras características técnicas que se destacam, como maior densidade energética, podendo armazenar mais energia em menor volume; e ciclos de carga e descarga (também conhecido como ciclabilidade) com baixa auto descarga, ou seja, há pouca perda de capacidade quando a bateria está inoperante, como se pode ver na Tabela 2 (LINDEN; REDDY, 2012; MANZETTI; MARIASIU, 2015).

Tabela 2 – Características Técnicas das Principais Baterias de VEs

Tecnologia de bateria (tipo)	Energia específica (Wh/kg)	Coefficiente de energia/volume (Wh/L)	Coefficiente de potência/peso (W/kg)	Coefficiente de auto descarga (% por 24 h)	Número de ciclos de recarga
Chumbo-ácido	40	70	180	1	500
NiMH	70	250	1000	2	1350
Íon Li	125	270	1800	1	1000

Fonte: Adaptado de Manzetti & Mariasiu (2015)

Todos os campos da Tabela 2 são influenciados pela química da bateria, cujas reações internas influenciam diretamente no coeficiente de auto descarga e no número de ciclos de

recarga devido à degradação dos materiais. Os materiais que compõem a bateria, assim como a química também, têm grande influência no peso e volume que a célula final terá para determinada capacidade de carga, assim relacionados à energia específica, ou densidade energética, e aos coeficientes de energia por volume e por peso (LINDEN; REDDY, 2012).

Apesar da bateria de lítio ser, atualmente, a principal solução comercialmente viável para aplicações propulsoras por apresentar vantagens em relação às tecnologias concorrentes, ainda existem alguns desafios para aplicação plena (Tabela 3). Para garantir a segurança e melhor rendimento das células quando configuradas em combinações serie/paralelo é necessário um equipamento de circuito eletrônico para controlar a operação da bateria, impedindo condições de risco como sobrecarga, descarga profunda, temperatura elevada, curto-circuito externo, etc. (ZUBI et al., 2018). Esse sistema eletrônico, conhecido como BMS (*Battery Management System*, ou Sistema de Gestão da Bateria), é o cérebro da bateria dos VEs. Sem o BMS apropriado, podem ocorrer falhas prematuras que apresentam riscos de segurança devido às más práticas de operação elétrica e térmica (HU et al., 2017).

Ainda que os materiais aplicados nos eletrodos não apresentem grandes riscos de contaminação ambiental quando descartados, o lítio não é um material amplamente disponível na natureza, assim como o cobalto aplicado em algumas configurações de cátodo (LINDEN; REDDY, 2012; ZUBI et al., 2018). Por isso, garantir a longevidade e prolongar ao máximo o uso dessa tecnologia de armazenamento requer um planejamento de uso prolongado e sistema de reciclagem ótimo.

Tabela 3 – Vantagens e Desvantagens entre Baterias de Chumbo-ácido, Íons Lítio e NiMH

<b>Tipo de Baterias</b>	<b>Forças</b>	<b>Fraquezas</b>
Chumbo-Ácido	Custo inicial relativamente baixo	Energia e potência específicos modestos
	Tecnologia madura	Ciclo de vida curto
	Grande número de fabricantes no mundo	Altos requisitos de O&M
	Confiança em materiais baratos abundantes	Desempenho sensível à temperatura
	Eficiência de ciclo satisfatória	Confiabilidade limitada
	Sem efeito memória	Tempo de carregamento longo
	Baixa taxa de auto descarga	Preocupações de segurança; liberação de gás
Íons de Lítio	Eficiência comprovada de esquemas de reciclagem	Dependência de chumbo (tóxico)
	Excelente energia e potência específicas	Custo inicial maior
	Ciclo de vida longo	Requer sistema de monitoramento avançado
	Alta eficiência de um ciclo	Preocupações de segurança; incidentes com fugas térmicas
	Baixos requisitos de O&M	Limitantes materiais; lítio e cobalto
	Faixa de temperatura operacional satisfatória	Sistema de recuperação e reciclagem atualmente fracos
	Alta confiabilidade	
	Diversidade tecnológica; várias químicas	
	Esforços globais de P&D intensivos	
	Químicas com materiais de baixo dano ambiental	
	Taxa razoável de auto descarga	
Recarga relativamente rápida		
NiMH	Custo inicial moderado	Alta taxa de auto descarga
	Energia e potência específicas satisfatórias	Ligeiro efeito de memória
	Eficiência de ciclo satisfatória	Ciclo de vida relativamente curto
	Baixos requisitos de O&M	Sistemas de recuperação e reciclagem atualmente fracos
	Alta confiabilidade	
	Confiança em materiais ecológicos	
	Bom registro de segurança	
	Faixa de temperatura operacional satisfatória	
	Recarga relativamente rápida	

Fonte: Adaptado de ZUBI et al. (2018)

### 2.1.5 Técnicas de reciclagem de LIBs

As regras ambientais atuais de alguns países impõem a obrigação aos distribuidores de baterias de coletá-las e aos fabricantes de reciclá-las, inclusive no Brasil, China e União Europeia . Segundo a Lei n. 12.305, de 2 de agosto de 2010, a qual institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, art. 33, os fabricantes, importadores, distribuidores e comerciantes de materiais nocivos, como as baterias, compartilham a responsabilidade do ciclo de vida deste produto. Assim, devem organizar toda a cadeia de logística reversa, reutilização quando viável, reciclagem e descarte adequado destes produtos. Essa obrigatoriedade se originou pela importância dada à proteção ambiental contra descartes incorretos de materiais nocivos (FRANCO; PERSIO; BOON-BRETT, 2014). Além do mais a reciclagem visa a recuperação dos materiais que compõem a bateria, com a possibilidade de reutilizá-los na produção de novas baterias ou em outras aplicações, influenciando nos custos dos materiais, principalmente os mais raros (EKBERG; PETRANIKOVA, 2015; SWAIN, 2017).

Até 2016 o mundo tinha capacidade de reciclar 94.000 toneladas de baterias LIB, NiMH e NiCd. Poucos países têm participação relevante neste processo, sendo a China responsável por 33% da capacidade de reciclagem. Os outros países que participam da reciclagem de baterias são os europeus França, Finlândia, Noruega, Dinamarca e Bélgica, Japão, Canadá e EUA (STEWART; MAYYAS; MANN, 2019). No entanto, apenas 5% das LIBs que atingiram o FVU são recicladas (IISD, 2019).

Destinar corretamente os materiais da bateria requer processamentos físicos e químicos para dismantelar os componentes. São três os principais processos de tratamento das LIBs (EKBERG; PETRANIKOVA, 2015). O processamento mecânico separa os diferentes componentes da bateria de acordo com suas propriedades físicas, como estado físico, condutividade, tamanho de partícula, comportamento magnético, densidade, entre outros fatores. Este também pode ser considerado como um pré-tratamento das baterias, concentrando a composição metálica e evitando a necessidade de purificação de materiais lixiviados (XU et al., 2008). O processamento hidrometalúrgico consiste na dissolução dos metais em soluções ácidas ou alcalinas, posteriormente realizando recuperação seletiva. É um processo bastante versátil com baixa demanda energética, porém gera efluentes que requerem tratamento para não ser danoso ao ambiente (XU et al., 2008). O processo de pirometalurgia usa altas temperaturas para recuperação de metais. Apesar de ter bons resultados no tratamento de ligas metálicas, esse tipo de processamento consome muita energia e emite muitos gases poluentes (XU et al., 2008).

Dois fatores, taxa de coleta e eficiência na reciclagem, determinam a produtividade da reciclagem das baterias. A taxa de coleta expressa a fração de baterias de íon-lítio produzidas que foram coletadas no final da vida útil, enquanto a eficiência da reciclagem é expressa como a porcentagem em peso de metais, compostos metálicos, plásticos e outros produtos recuperados dos resíduos coletados que podem ser diretamente reutilizado na produção de baterias ou em outras aplicações (NEUBAUER et al., 2015).

Para o lítio o processo de reciclagem tem carácter plenamente ambiental. Ainda que o lítio seja completamente recuperado de uma bateria em seu fim de vida útil, seu custo é cinco vezes maior que o custo de produção mais caro (REID; JULVE, 2016). Devido aos preços baixos do lítio, praticamente não há lítio reciclado nas baterias comerciais. O valor econômico dos processos de reciclagem vem dos metais mais valiosos, como cobalto e níquel, enquanto a escória contendo lítio pode ser utilizada no setor de construção (REID; JULVE, 2016). No entanto, com o crescente número de VEs entrando no mercado no futuro e com uma redução significativa da oferta, espera-se que a reciclagem seja um fator importante a ser considerado no fornecimento eficaz de material para a produção de baterias (REID; JULVE, 2016).

Como o próprio processo de reciclagem é energeticamente intensivo, a reciclagem das LIBs não se mostra atrativa a investidores pioneiros, os quais deverão absorver os riscos associados (WARNER, 2015). A reciclagem acarreta custos e desperdício em potencial, tornando ainda mais importante seu reaproveitamento por uma segunda e terceira vida útil, a fim de maximizar seu valor econômico e ambiental antes da reciclagem (ELKIND, 2014; WARNER, 2015).

## **2.2 Reutilização das Baterias Veiculares**

O mercado de VEs baseado na tecnologia de LIBs intensificou também o interesse global no uso de segunda vida destas baterias. Um relatório da Bloomberg aponta que o mercado de segunda vida de baterias pode alcançar 26 GWh em aplicações estacionárias em 2025, aproximadamente um terço da potência total das baterias retiradas dos VEs pelo tempo de uso (CLAIRE CURRY, 2017). Essa quantidade significativa de baterias com a possibilidade de reuso representa uma oportunidade não só para a indústria de mobilidade, mas também a outros setores interessados em energia e armazenamento desta. De qualquer forma, ainda é necessário explorar e analisar as viabilidades técnicas, econômicas e socioambientais do reuso das baterias

retiradas dos VEs para que este conceito seja adotado pela indústria e fornecedores de serviços energéticos (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018).

Além de prolongar a utilidade das LIBs, em muitos casos o reuso pode, supostamente, tanto evitar que novas baterias sejam fabricadas desnecessariamente quanto reduzir o suprimento de energia por fontes intensas em emissões de GEE, como carvão e diesel, para atender a futuros aumentos de demanda, diminuindo, assim, a pegada ambiental (CREADY et al., 2003; REID; JULVE, 2016). De maneira geral, a aplicação em segunda vida implica em mitigações da pegada ambiental da bateria já fabricada (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018). A eficiência da mitigação dos custos ambientais na implementação da segunda vida da bateria está diretamente atrelada à expectativa do ciclo de vida restante e ao comportamento de uso da primeira vida (Figura 8) (CREADY et al., 2003; NEUBAUER et al., 2015). Outras quatro etapas da vida completa da bateria e de sua aplicação que influenciam no comportamento ambiental são seu processo de produção, a fonte da energia para recarga, o procedimento de carga e descarga, e ainda, no FVU, processo de reciclagem e descarte (AHMADI et al., 2014a).

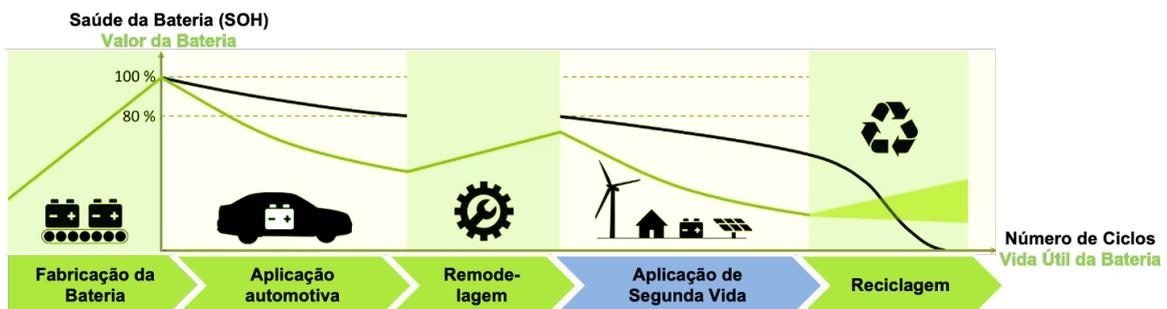


Figura 8 – Ciclo de vida das baterias de tração  
Fonte: Adaptado de Richter, Rehme, Temmler (2016)

Durante a fase de reuso identifica-se uma correlação direta entre a eficiência das viagens na vida aplicada em mobilidade e a diminuição da capacidade e do número de ciclos das baterias durante a segunda vida útil, por mais que a taxa de degradação da bateria durante a segunda vida estacionária seja sempre mais lenta do que na primeira vida útil (LUNZ et al., 2012). Se o desgaste da bateria em seu uso primário for muito intenso, a capacidade final pode estar abaixo do aproveitável para a segunda vida (BOBBA et al., 2018a).

Os VEBs e VEHPs contribuem com BSV com capacidades residuais altas visto que degradam apenas 80% da capacidade nominal na fase veicular. Já os VEH, que comportam baterias de menor capacidade, oferecem BSVs mais desgastadas contudo, ainda aproveitáveis (REID; JULVE, 2016).

### 2.2.1 Adaptando a bateria para segunda vida

Após seu uso veicular, as baterias passam por um processo de remodelagem para adaptá-las à nova funcionalidade, processo que inclui a remoção da bateria do VE e análise qualitativa de todos os componentes. Tal procedimento demanda mão de obra especializada por trabalhar com tensão da ordem de 300 V, o que representa risco à vida (HARPER et al., 2019).

Existem duas estratégias para a remodelagem, como é demonstrado na Figura 9 (BOBBA et al., 2018a):

- I. a bateria não é desmontada, apenas retira-se os invólucros superficiais e testa-se a capacidade dela, direcionando para adaptação técnica e reuso quando apta;
- II. a bateria é desmontada ao nível de módulos ou células para serem testados e reorganizados em uma nova configuração de bateria.

Do ponto de vista técnico e econômico é preferível a primeira opção, pois necessita apenas de testagem e reconfigurar as conexões da bateria para a tensão de operação da nova aplicação (AHMADI et al., 2014b). Como o sistema da bateria comporta vários módulos, a segunda opção proporciona projetos modulares para a BSV e evita que módulos e células ainda em condições de uso sejam descartados sob o diagnóstico de não aproveitamento da bateria como um todo (BOBBA et al., 2018a).

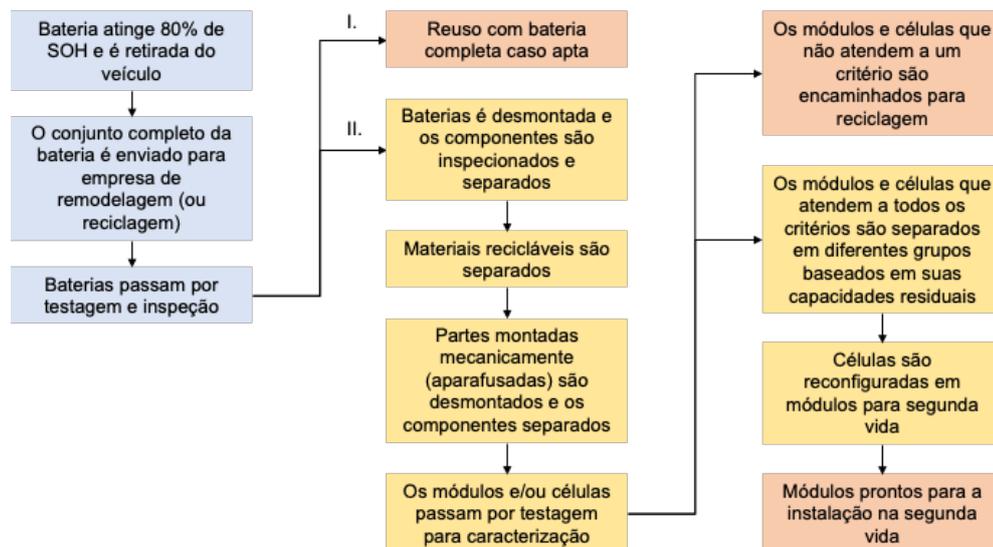


Figura 9 – Ciclo de preparação da bateria para a segunda vida  
Fonte: Adaptado de Hossain et al. (2019) e Warner (2015)

Seguindo a segunda estratégia, o primeiro estágio é desmontar o conjunto de baterias até o nível de módulos ou células, evitando causar quaisquer danos nesta etapa. As células com qualquer evidência de danos físicos, vazamento ou protuberância são descartadas (RAMONI;

ZHANG, 2013). As células devem passar, então, por levantamentos técnicos para determinar sua aptidão para aplicações de segunda vida. É essencial que se caracterize devidamente as células em termos de tensão, capacidade e estado de saúde (*State of Health* – SOH) porque a capacidade e potência da bateria final são determinadas pelo desempenho da célula de menor capacidade (HOSSAIN et al., 2019). Essa análise pode ser baseada em testes dos componentes, seguindo normas internacionais, e levantamento dos dados do software do BMS (REID; JULVE, 2016). Esses dados evitam que seja necessário desmontar os módulos da bateria e avaliar individualmente cada célula, diminuindo, assim, os custos.

Projetos conduzidos pelo NREL (*National Renewables Energy Laboratory* - EUA) indicam que os custos de remodelagem estava entre 25 e 50 U\$/kWh em 2015. O custo depende diretamente do tipo e do estado da bateria, efeitos de escala e do processo de remodelagem (NEUBAUER et al., 2015). Porém o processo não é facilmente padronizável devido às diferenças de projetos de baterias de cada fabricante. Existe uma gama de possibilidades de configuração das células, módulos e conjuntos completos da bateria, além da química destas, o que acaba acarretando em desafios tanto para a remodelagem quanto para a reciclagem (HARPER et al., 2019). A Figura 10 apresenta detalhadamente três variedades de composição das células e formação física de bateria de veículos comerciais de 2014. As diferenças na forma são nítidas, o que requer diferentes abordagens para desmontar as baterias e dificulta a automatização do processo (HARPER et al., 2019).

As baterias devem atender critérios técnicos para aplicar na segunda vida. A química das baterias deve ser a mesma para manter a faixa de tensão de uso mais homogênea possível (HART et al., 2014). Diferenças no desempenho da tensão e da corrente implicaria perda de carga diferentes em cada conjunto de módulos, o que também acarreta, a longo prazo, em diferença no desgaste da capacidade das baterias. Como cada fabricante dá preferência para uma química de célula, seria tecnicamente impróprio configurar uma BSV com módulos e células de origens diferentes. No entanto, um algoritmo de gerenciamento de energia consegue igualar as perdas de energia das BSVs. Com isso, equaliza-se as perdas de energia em cada bateria ou módulo da segunda vida, o que pode contribuir para equilibrar o padrão de envelhecimento (HART et al., 2014).

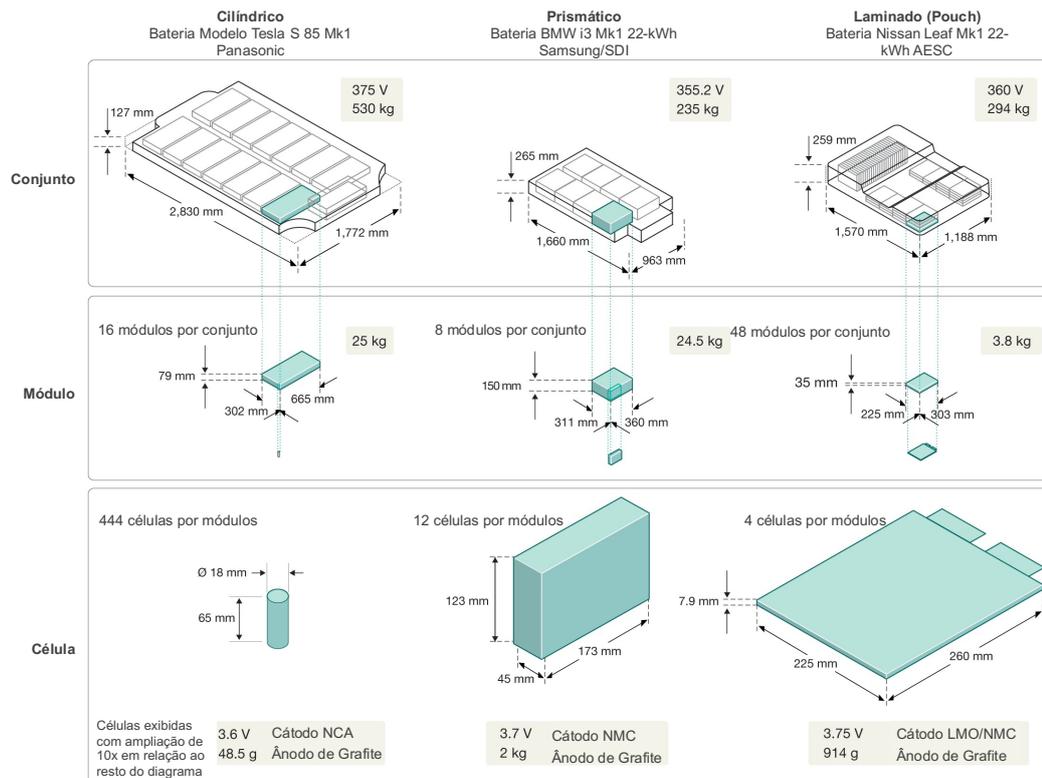


Figura 10 – Três exemplos de configuração de baterias, módulos e células (cilíndrica, prismática e laminada ou “pouch”) utilizados em VEs no ano de 2014

Fonte: Adaptado de Harper et al. (2019)

### 2.3 Aplicações de segunda vida

A bateria pode ser remodelada para operar em serviços estacionários de energia ou em serviços de mobilidade (HOSSAIN et al., 2019). Na mobilidade, as BSV podem operar em VEs cuja viagem diária a ser percorrida seja menor que o VE da primeira vida ou em veículos de menor porte em relação à sua operação na primeira vida, como motocicletas, bicicletas, patinetes ou empilhadeiras (HOSSAIN et al., 2019). Em casos em que a bateria é retirada de veículos de grande porte, como ônibus e caminhões, existe a possibilidade de remanufatura da bateria para operar em VEs leves (REID; JULVE, 2016). No entanto, a atividade intensa da BSV em mobilidade pode acelerar a degradação.

Em um olhar geral, uma BSV ainda saudável pode ser aplicada praticamente nas mesmas operações técnicas estacionárias nas quais as baterias recém-fabricadas atuam, no entanto sob controle de estado mais rígido (BURKE, 2009; CREADY et al., 2003; HOSSAIN et al., 2019; NARULA et al., 2011). Como as BSVs mantêm capacidade significativa, elas podem ser adequadas para várias aplicações tanto de consumidores individuais de energia quanto dos

conectados à rede, principalmente se agregadas para armazenamento de energia de forma distribuída (ELKIND, 2014). Usuários comerciais e residenciais também podem aplicar as BSVs combinando com geração solar distribuída como uma segurança de suprimento (ELKIND, 2014).

Do ponto de vista do fornecedor de energia, as baterias são úteis como resposta rápida à demanda, regulando a frequência da rede, e fornecendo serviços auxiliares (REID; JULVE, 2016). Existem estudos do uso de baterias para manter a qualidade e a confiabilidade do suprimento de energia, a começar pelas intervenções em sistemas de geração a partir de fontes renováveis intermitentes e segurança em casos de acidentes com uma usina de geração elétrica qualquer (NEUBAUER et al., 2015; SAEZ-DE-IBARRA et al., 2015). Outra função importante é a injeção de energia na rede durante os horários de pico de demanda (CICCONI et al., 2012; NEUBAUER; PESARAN, 2011). Uma das iniciativas também seria substituir o uso de termoelétricas de reserva por banco de BSVs para suprir a demanda excessiva nos horários em que o sistema de geração tradicional não é suficiente (AHMADI et al., 2014b; NEUBAUER; PESARAN, 2011).

Tendo em vista a projeção do aumento de VEs, estuda-se a capacidade de suprir a crescente demanda por energia destes automóveis com sistemas de BSVs retiradas da própria frota de VEs (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA, 2013). Bancos de baterias alimentariam as estações de recarga dos VEs, influenciando no tipo de infraestrutura a ser aplicada para atender a demanda tanto de veículos de uso comercial quanto de uso doméstico (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA, 2013; SAKOVICA, 2017). As vantagens seriam que, ao invés de construir mais estrutura para geração, os investimentos seriam voltados para armazenar energia gerada pelo sistema atual em períodos de baixa demanda do sistema elétrico integrado do local (SAKOVICA, 2017).

Uma simulação indica que BSVs usadas como suporte para estações de recarga de VE podem durar mais de 30 anos, melhorando o caráter ambiental da eletromobilidade (CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019). Em comparação, a simulação aponta que no uso residencial a BSV trabalha em torno de doze anos, enquanto em aplicações de manutenção e segurança da rede ela se mantém útil entre cerca de 6 a 12 anos (CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019). Estes resultados são melhor detalhados na Seção 2.4.

Empresas também começaram a desenvolver seus próprios protótipos para aplicar BSVs. Uma parceria entre a *Bosch*, *BMW* e *Vatenfall*, empresa sueca de distribuição de energia, foram pioneiras na Europa aplicando 2 MW de baterias retiradas do modelo *BMW i3* em um

sistema de *smart grid* para o porto de Hamburgo (GOHLA-NEUDECKER; BOWLER; MOHR, 2015; HUSTADT, 2018). A *BMW* ainda tem uma parceria com a Universidade de San Diego (*UC San Diego*) com aplicações em um sistema de geração fotovoltaica com 108kW de BSV retiradas do veículo *Mini E*. A *Vatenfall* tem pretensões de usar BSVs em seu produto de armazenamento residencial, o *SunBESSy* (HUSTADT, 2018).

A *Nissan* e a *Eaton*, empresa dedica ao gerenciamento de energia, fizeram uma parceria para desenvolver um sistema de armazenamento comercial, o “*xStorage*” (EATON, 2016). O equipamento utiliza baterias retiradas do *Nissan Leaf* e pode ter aplicações residenciais e comerciais. O *xStorage* já foi implementado com 280 BSVs na *Amsterdam Arena*, permitindo o gerenciamento e suprimento de energia de suporte, além de funcionar como um regulador de cargas para o suprimento dos imóveis vizinhos à arena (AMSTERDAM ARENA, 2016). A *Nissan* também colaborou com a *Freewie Technologies* para desenvolver o *MOBI*<sup>®</sup>, uma estação móvel de recarga de VEs. O sistema é capaz de oferecer carregamento rápido (*Fast Charge Level 2*) em corrente contínua adotando 48kWh de BSV do *Nissan Leaf*. A *Renault* também tem um produto em desenvolvimento para carregamento rápido de VEs em parceria com a *Connected Energy*, chamado de *E-Stor* (RENAULT PRESS, 2016). Ele disponibiliza 50kW retirados de baterias de VEs para prover energia ao carregador móvel.

Já a *Mitsubishi* e a *Peugeot* se uniram com a *Forsee Powers* para aplicar as LIBs retiradas dos seus veículos em um projeto experimental (CLEANTECHNICA, 2015). Eles citam que a proposta é demonstrar a viabilidade, tanto econômica quanto em questão de eficiência, de práticas de gerenciamento de energia baseado na otimização de armazenamento de energia, tecnologia de carregamento e geração tendo em vista a demanda existente (CLEANTECHNICA, 2015).

O projeto *Sunbatt*, na Espanha, é uma parceria entre a *Universitat Politècnica de Catalunya* (UPC) e a *SEAT*, fabricante de automóveis, que desenvolve pesquisas com baterias retiradas de VEHPs, com capacidade residual estimada em 7 kWh (CANALS CASALS et al., 2015). Inicialmente o projeto almejou um protótipo de container com quatro baterias, dois inversores, um sistema de monitoramento e aquisição de dados e um sistema de gerenciamento de energia. Com os dados eles podem testar algumas estratégias para gerenciamento da energia sob aplicações diferentes. Concomitantemente analisam o comportamento das baterias e recebem dados do seu desgaste, pretendendo elaborar o melhor sistema de remodelagem para a segunda vida e comprovar a viabilidade técnica e econômica desta aplicação (CANALS CASALS et al., 2015).

### 2.3.1 Aspectos técnicos

A vida útil é uma das características para determinar se uso de baterias, principalmente de segunda vida, é viável ou não, pois deixam claro quanto tempo o sistema de armazenamento estará operando a níveis confiáveis de carga. O envelhecimento de uma célula de bateria ocorre devido aos processos de degradação eletroquímica que acontecem durante a fase de operação, denominados na literatura internacional de *cycle aging*; e também a processos que levam à degradação de uma célula de bateria independente do ciclo de carga e descarga, conhecido internacionalmente como *calendar aging* (FARIA et al., 2012; VETTER et al., 2005).

Ao se deteriorarem, as baterias também aumentam a resistência interna e perdem eficiência nos processos de carga e descarga. O ciclo de uso e sua eficiência são também fatores importantes, pois indicam a quantidade de energia demandada para reabastecer a bateria e a quantidade de energia que o sistema de armazenamento pode entregar. Quanto menor a eficiência do ciclo de uso, mais energia é necessária para recarregar a bateria e menos energia poderá ser fornecida pelo sistema de armazenamento. Este fator acaba influenciando resultados econômicos e ambientais do uso de baterias.

O SOH indica o quanto da capacidade de armazenamento de uma bateria foi deteriorada, cujo índice simplificado é calculado pela razão entre a capacidade da bateria depois de um certo tempo e a capacidade nominal. Este é um parâmetro que reflete a condição atual da célula de uma bateria descrito em porcentagem, sendo 100% uma célula recém fabricada (BARRÉ et al., 2013). Por exemplo, estima-se que uma bateria veicular não está mais apta quando sua capacidade máxima de armazenamento está entre 20% e 30% abaixo da capacidade nominal, ou seja, seu SOH está entre 80% a 70% (CICCONI et al., 2012; CREADY et al., 2003; MARTINEZ-LASERNA et al., 2018).

Para obter informações mais rígidas sobre o SOH de uma bateria é necessário conhecer o aumento da resistência interna e a taxa de auto descarga. Os principais fatores que podem acelerar (ou reduzir) a deterioração de uma bateria são: Temperatura, Profundidade de Descarga (*Depth of Discharge – DOD*), Estado de Carga (*State of Charge – SOC*) e Intensidade de Carga (*Intensity rate – C-rate*), além do próprio tempo desde que foi fabricada (BARRÉ et al., 2013; CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA; GONZÁLEZ BENÍTEZ, 2016b; VETTER et al., 2005). O *calendar aging* é mais influenciado pela temperatura e pelo SOC nos quais a bateria é mantida; já o *cycle aging* sofre influência dos quatro parâmetro indicados acima (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA; GONZÁLEZ BENÍTEZ, 2016b).

O SOC de uma célula indica a quantidade de energia armazenada na bateria ainda utilizável. Também é expresso em porcentagem em relação à capacidade nominal. A diferença entre SOC e SOH é que o SOC indica a capacidade útil para um único ciclo de descarga (ABDI et al., 2017; BUCHMANN, 2019b). Este indicador seria a porcentagem restante de bateria indicado nos celulares e *smartphones*, análogo ao marcador de combustível em um veículo. Se o SOC é 100%, significa que a bateria está completamente carregada, enquanto que 0% indica que a bateria está completamente descarregada. (ABDI et al., 2017).

A DOD é uma característica complementar ao SOC. Enquanto SOC indica quanto resta de armazenamento, a DOD indica quanto da bateria foi descarregada. Este indicador pode ser em porcentagem, em relação ao estado da bateria totalmente carregada, ou em relação à carga descarregada, sendo indicado em Ah.

A C-rate expressa a taxa na qual a bateria é descarregada ou recarregada. Este fator é indicado em relação a 1C da bateria. 1C significa que a bateria seria descarregada (ou recarregada) em uma hora. Por exemplo, se temos uma bateria de 10Ah e ela é descarregada a 1C, significa que ela foi descarregada com corrente de 10A por uma hora; enquanto se ela for descarregada a 0,5C ela deveria durar 2h e ser descarregada com 5A de corrente. Por outro lado, se ela for carregada por *fast charger* (ou descarregada por *fast discharge*) a C-rate seria cima de 1C, por exemplo 5C, o que significa que a bateria de exemplo seria recarregada em 12 minutos com uma corrente de 50A.

A grande questão inicial para as BSVs é se elas são capazes de desempenhar a mesma função que uma LIB nova e com a mesma qualidade. A empresa TÜV SÜD realizou um estudo com 104 módulos de baterias de VEBs que já haviam percorrido pelo menos 80.500 km dentro de três a quatro anos. O teste rápido resultou que todas tinham pelo menos 90% da capacidade inicial. A resistência interna de 10 módulos aleatórios deste teste inicial também foi avaliada. Os oito módulos que inicialmente tiveram menos uso, apresentaram resistência interna apenas 5% maior que os  $3\text{m}\Omega$  de um módulo novo. Os dois com maior desgaste inicial apresentaram aumento menor que 13%, mesmo assim bem abaixo do limite recomendado para descartar uma célula usada (BREY; MAYER, 2014).

BSVs normalmente são comparadas com baterias de capacidade equivalente de diferentes tecnologias, incluindo a própria. Cready et al. (2003) compararam o comportamento de baterias de NiMH retiradas de VEHPs com baterias de chumbo-ácido novas e chegaram à conclusão que são equivalentemente funcionais. Em alguns casos, as BSVs de NiMH demonstraram capacidade de operação por ciclos mais longos que as baterias de chumbo-ácido (CREADY

et al., 2003). Indo um pouco além, as baterias retiradas de VEs, se mantiverem pelo menos 70% da densidade energética inicial, ainda terão quase o dobro da densidade energética efetiva em comparação com baterias de chumbo-ácido (AMBROSE et al., 2014).

A primeira vida veicular influencia diretamente na capacidade residual para a segunda vida. De acordo com Cicconi et al. (2012), uma bateria LFP operava em torno de 2000 ciclos para atingir 120.000 km, quilometragem estimada para o fim da primeira vida útil (FPVU) das baterias de VEHP na época. Neste estudo, foi verificado que uma célula do tipo LFP de bateria de VEHP submetida a 2000 ciclos e taxa de carga e descarga 1C a 25°C teve sua capacidade reduzida de 30Ah para 24Ah, enquanto outra célula do mesmo material com 20Ah iniciais, sob a mesma condição de ciclagem, apresentou capacidade residual de 16Ah (CICCONI et al., 2012). Isso demonstra que 2000 ciclos realmente aposentariam a bateria do veículo por reduzir a capacidade em 20%, no entanto ela ainda apresenta capacidade de armazenamento útil para um possível segundo uso. Ambas as baterias estudadas mantiveram condições técnicas de operação até 3000 ciclos, quando o experimento foi interrompido. Estima-se que na segunda vida, a bateria em análise poderia trabalhar por mais 1000 a 1300 ciclos (CICCONI et al., 2012).

Para um planejamento mais preciso da segunda vida, é preciso conhecer o comportamento da degradação da bateria ao longo do uso. Simulando o comportamento de perda de capacidade de uma bateria de 16 kWh, estimou-se que no primeiro ano de uso no veículo (300 a 350 ciclos) a degradação segue uma curva exponencial, chegando a reduzir 8% da capacidade nominal (AHMADI et al., 2014b). O ensaio se dispôs a taxa média de 1C para ciclo carga e descarga e a temperaturas controladas com profundidade de descarga de 75% com 2920 ciclos para o uso veicular (oito anos) e, posteriormente, 3650 ciclos (dez anos) para uso estacionário nas mesmas condições (AHMADI et al., 2014b). Ao longo dos dez anos de uso estacionário, sob as condições de uso menos estressantes, estimou-se que seriam perdidos mais 15% da capacidade inicial, além dos 20% quando saiu do veículo.

Estes estudos foram realizados em condições bastante específicas, porém o uso veicular real está sujeito a variações de temperatura, cargas e descargas mais intensas e até variações na produção das células da bateria (ABDEL-MONEM et al., 2017; BERECIBAR et al., 2016). Além disso, o perfil de direção do usuário influencia na degradação de capacidade de armazenamento da bateria para uma dada distância. Um uso mais intensivo requer mais ciclos para atingir uma certa quilometragem do que um uso mais econômico por consumir mais energia, ter maiores perdas e menor eficiência energética (FARIA et al., 2014). Assim sendo, o fator que mais contribui para degradação da bateria em uso intensivo é a ciclagem, enquanto para

usos mais leves seria a degradação natural. Faria et al. (2014) usaram a Equação (2.1), em que é possível calcular a capacidade residual ( $C_{curr}$ ) das baterias, incluindo as de segunda vida, levando em consideração a capacidade nominal dela ( $C_{ini}$ ); os coeficientes de *calendar aging* ( $A_{cal}$ ), em Wh/dia; e *cycle aging* ( $A_{cyc}$ ), em Wh/ciclo; o tempo de vida ( $t$ ); e o número de ciclos ( $N$ ) (FARIA et al., 2014).

$$C_{curr} = C_{ini} - (A_{cal} \cdot t + A_{cyc} \cdot N) \quad (2.1)$$

Bobba et al (2018a, 2018b) adaptaram essa equação para uma evolução temporal baseada em cada ciclo ( $n$ ) do uso da bateria. Eles levam em consideração o DOD de cada ciclo ( $DOD_{n-1}$ ) e o DOD máximo ( $DOD_{max}$ ) permitido, chegando à Equação (2.2) (BOBBA et al., 2018b, 2018a).

$$C_n = C_{n-1} - \left( A_{cal} + A_{cyc} \cdot \frac{DOD_{n-1}}{DOD_{max}} \right) \quad (2.2)$$

Existem métodos experimentais para estimar a capacidade real da bateria, alguns por medição e outros por modelagem e simulações. Não há consenso de qual técnica é a mais eficiente, porém pode-se dizer quais entregam resultados mais rápidos ou mais precisos (BERECIBAR et al., 2016). Na prática, o ideal seria controlar todas as células e combinar as que apresentarem SOH similares para o melhor aproveitamento da capacidade residual de cada célula (GOHLA-NEUDECKER; BOWLER; MOHR, 2015; MARTINEZ-LASERNA et al., 2016). Desta forma é possível maximizar a eficiência energética, minimizar processos de envelhecimento não uniformes no sistema e operar a uma faixa de SOC ampla para processos de carga/descarga com potência constante (GOHLA-NEUDECKER; BOWLER; MOHR, 2015).

Martinez-Laserna et al. (2016) avaliaram o perfil de degradação de células de baterias veiculares NMC de 20 Ah durante a primeira e segunda vida. Para o estudo da primeira vida submeteram duas células a comportamento de direção realista, baseado em dados dos EUA, e algumas semanas de intervalo entre a primeira e a segunda vida; outras duas células sob o mesmo comportamento de direção, mas com emprego na segunda vida imediato; e um terceiro perfil com a degradação natural, sem cargas ou descargas, e emprego na segunda vida após algumas semanas do fim da primeira vida. Na segunda vida, aplicaram dois conjuntos combinando uma célula de cada perfil da primeira vida em integração com energia renovável a nível de geração. Para determinar a degradação das células avaliaram a redução de capacidade em relação a capacidade nominal e o aumento da resistência interna em relação à resistência medida antes de iniciar os testes. Eles observaram que quanto mais intenso o uso na primeira vida, mais degradada estará a célula para a segunda vida. Já pela aplicação de células heterogêneas na segunda vida, obtiveram um comportamento de degradação similar entre as células,

independente da primeira vida, mesmo que uma já estivesse com capacidade residual menor que as outras duas (MARTINEZ-LASERNA et al., 2016).

As células que são reutilizadas em segunda vida antes de chegarem à degradação exponencial, ou seja, quando a degradação da capacidade deixa de ser linear e tende a ser reduzida exponencialmente, se mostram capazes de atuar em alta performance. Por outro lado, as células que já atingiram a degradação exponencial não estão mais aptas ao reuso (MARTINEZ-LASERNA et al., 2016).

Cada aplicação e consumidor têm suas particularidades no que diz respeito à frequência de carga de descarga, bem como as condições de operação. Assim, para definir a tecnologia ideal a ser utilizada no sistema, deve-se levar em conta essas variáveis.

A química de formação da bateria influencia tanto na primeira, quanto na segunda vida. As características técnicas exibidas na Figura 7 se reproduzem na segunda vida, sendo as desvantagens mais críticas neste caso. Funções que demandam altos DOD, como gerenciamento de energia, devem ter combinações químicas que permitam amplitudes de voltagem consideráveis. Os eletrodos de grafite aceleram a degradação por formar dendritos de lítio quando atingem baixas tensões ou sob altos C-rates. Por isso, baterias com ânodo de LTO são recomendadas pela característica de durabilidade. No entanto, eletrodos de LTO diminuem a densidade energética e aumentam os custos (CASALS et al., 2015). Já no caso de aplicações em sistemas isolados, o planejamento para baixas intensidades energéticas e baixos DODs permite ambos tipos de ânodos. Neste caso o grafite se sobressai pelo menor e melhor densidade energética (CASALS et al., 2015).

Os cátodos misturam mais suas vantagens e desvantagens. Os eletrodos LMO e LFP apresentam melhor segurança que os de NMC e NCA, por isso são mais indicados em funções atrás do medidor. Por outro lado, cátodos LMO se degradam mais rápido que os outros, o que proporciona menor durabilidade (CASALS et al., 2015). Para sistemas de aplicações junto à geração renovável e serviços ancilares, o eletrodo deve suportar diversos ciclos curtos de carga e descarga. Os cátodos NMC e NCA apresentam boa ciclabilidade, alta densidade energética e perdem menos eficiência ao longo dos ciclos, sendo indicados para essas funções, principalmente para dimensões de potência atrás do medidor.

Algumas aplicações de segunda vida possibilitam o monitoramento em tempo real das características técnicas da bateria, permitindo, assim, acompanhar o SOH das células. A degradação na segunda vida se dá de forma mais lenta e, em alguns casos, previsível. Conhecer o

perfil de operação da BSV permite otimizar o projeto do sistema de acordo com a aplicação (PODIAS et al., 2018).

### 2.3.2 Aspectos econômicos

A cadeia econômica emergente das BSVs tem o potencial de revolucionar os cenários atuais dos setores automotivos e de energia, pois a reutilização de LIBs proporciona a solução de armazenamento com melhor custo-benefício atualmente (REINHARDT et al., 2019). O ciclo de vida da bateria, contando com a segunda vida, envolve diversas partes interessadas e incentiva a inovação dentro da cadeia econômica das baterias, criando novos modelos de negócios e empreendimentos (Figura 11) (REINHARDT et al., 2020).

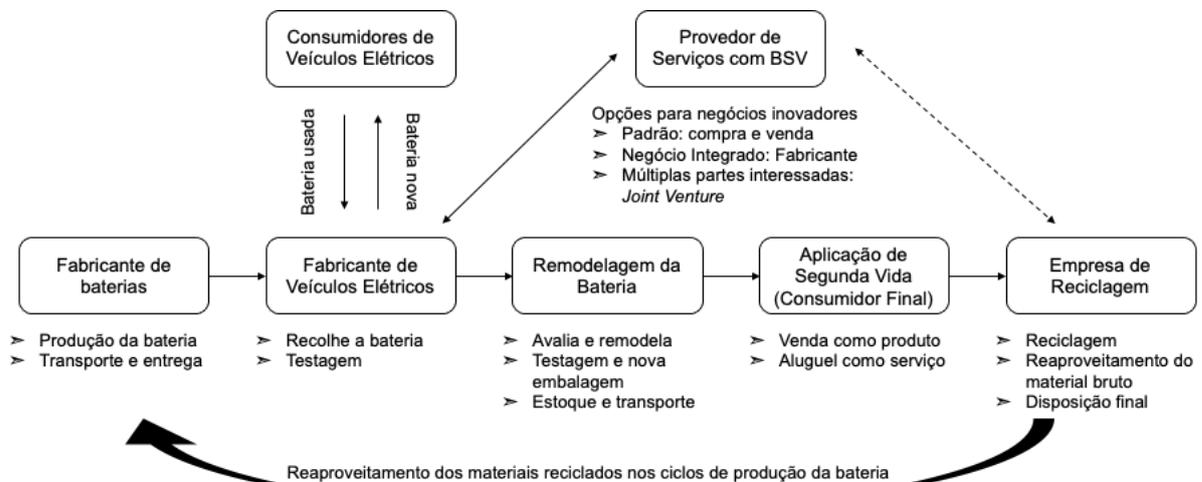


Figura 11 – Estrutura da cadeia de valor das baterias e as partes envolvidas  
Fonte: Adaptado de Reinhardt et al. (2019)

Em diversos mercados no mundo, os fabricantes de VEs são os responsáveis por lidar com a troca de baterias de seus veículos, permitindo aos proprietários maior segurança em relação ao valor dos veículos. Assim, os fabricantes são efetivamente os donos das baterias, estando também envolvidos no interesse em expandir a utilidade de seu produto (JIAO; EVANS, 2016a). A proposta de valor da cadeia de reaproveitamento da bateria se baseia em um produto com boa qualidade para empreendimentos de armazenamento de energia de diversas magnitudes, além de envolver serviços de remodelagem e logística, impactando na criação de novos negócios e de empregos (REINHARDT et al., 2019). Novas formas de gerenciar a bateria propulsora e aproveitá-la como um serviço, além de um produto, proporcionarão modelos de negócios inovadores. O potencial de valor da segunda vida das baterias é impactado pela química

e configuração da bateria, como ela foi utilizada na primeira vida veicular, métodos de coleta, testagem e remodelagem, aplicação na segunda vida e valor do processo de reciclagem (JIAO; EVANS, 2016b).

A segunda vida de baterias pode trazer benefícios tanto ao mercado de armazenamento de energia, quanto ao mercado de VEs. O reuso das baterias após a aplicação veicular poderia estimular a diluição dos altos custos de produção da tecnologia de lítio em dois ciclos de vida (RICHA et al., 2015). Desta forma, a aplicação das baterias em um segundo uso pode ter reflexos sobre o custo inicial das baterias em VEs. Neubauer e Pesaran (2011) estimaram quanto o uso da bateria em segunda vida influencia no valor de compra de um VE. Para valores da época, a redução de custos era negligenciável, atingindo um máximo de 2,2% de desconto para uma taxa de desconto de apenas 5%. Eles projetaram a redução de preços das LIBs para 2015 e aí sim, conseguiram uma redução de custos máxima de 11% para VEBs sob a mesma taxa de desconto, neste caso esperando que os preços para segunda vida fossem mantidos a níveis de 2011 (NEUBAUER; PESARAN, 2011).

Posteriormente, Neubauer et al (2012) complementaram os cálculos da publicação anterior com a taxa de falha nas baterias durante os testes, tendo em vista que nem todas as células das baterias estariam aptas para reuso. Nesta situação, o desconto máximo obtido sobre o valor inicial da bateria de lítio foi de 5% (NEUBAUER et al., 2012). Debnath et al. (2016) conseguiram uma redução do custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy – LCOE*) na bateria de, no máximo, 20% ao aplicar o reuso. Esse valor máximo se dá em um caso muito particular com valores iniciais de compra e desconto altos para a realidade atual (DEBNATH; AHMAD; HABIBI, 2016). A hipótese de reduzir o tempo de uso durante a vida veicular para melhorar os rendimentos na segunda vida também foi levantada. A literatura indica que prolongar a vida veicular seria a melhor forma de otimizar o custo-benefício da vida útil da bateria (DEBNATH; AHMAD; HABIBI, 2016; MARTINEZ-LASERNA et al., 2018; NEUBAUER et al., 2015).

A influência da segunda vida nos custos iniciais da bateria pode perder ainda mais relevância com a redução de preços das baterias veiculares (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018). Isso mostra que a aplicação de segunda vida das baterias seria de interesse financeiro maior por parte do agente do setor energético e menor do mercado potencial de VEs. No entanto regulamentações com produtos nocivos, inclusive brasileiras, obrigam os fabricantes e distribuidores de baterias a comporem o sistema de logística reversa e encaminharem as baterias para o destino adequado, seja reuso ou reciclagem. Portanto não isenta a responsabilidade dos fabricantes e distribuidores de VEs sobre as baterias.

Independentemente da influência nos veículos, o mercado de armazenamento de energia receberá uma grande quantidade de baterias retiradas de VEs que seriam de grande interesse para aplicações estacionárias (REINHARDT et al., 2019). A adesão comercial de baterias de reuso está sujeita à viabilidade econômica. Para isso, deve-se comprovar que os custos de implementação estão equivalentes ou menores que sistemas com baterias novas e desempenham satisfatoriamente dentro da vida útil, se comparado a baterias estacionárias novas de chumbo-ácido ou mesmo de lítio (BURKE, 2009). Tendo em vista que as BSVs podem suprir as demandas de várias aplicações estacionárias, empregá-las pode se tornar uma solução para que as LIBs sejam mais acessíveis economicamente.

Algumas estimativas sugeriam que o preço de LIBs novas para VEs seja entre 130 a 160 U\$.kWh<sup>-1</sup> por volta de 2020 e 2022, podendo atingir a faixa de 120 a 135 U\$.kWh<sup>-1</sup> em 2025 (LUTSEY; NICHOLAS, 2019). De fato o custo da bateria de lítio chegou à média de 137 U\$.kWh<sup>-1</sup> em 2020, com destaque para baterias de ônibus elétricos na China sendo vendidas a menos de 100 U\$.kWh<sup>-1</sup> (HENZE, 2020). À medida que novas células se tornarem mais baratas, o diferencial de custo entre uma usada e uma nova diminuirá, uma vez que a taxa de declínio no custo de remodelagem deve ficar abaixo da taxa de redução no custo de fabricação original.

A decisão financeira entre reaproveitar a bateria ou encaminhar direto para reciclagem depende dos preços de venda da BSV e do posterior rendimento com a reciclagem em comparação com os rendimentos da reciclagem direta. Isto, por sua vez, depende de diversos fatores que variam no tempo, dentre eles o preço de materiais, custos de reciclagem e remodelagem, preço de uma bateria nova e capacidade de armazenamento.

O custo completo de operação de BSV deve incluir a logística de coleta das baterias dos veículos, custos de testes e remodelagem, custos diretos com trabalhadores envolvidos, infraestrutura técnica e materiais utilizados e custos indiretos, como seguro, administrativo, impostos, entre outros (CREADY et al., 2003; NEUBAUER et al., 2015). O preço comercial de BSVs sugerido por estudos de viabilidade estava entre 44 a 180 U\$.kWh<sup>-1</sup> até 2018 (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018). Esse preço sugerido leva em consideração o que o mercado está disposto a pagar por baterias que já foram utilizadas e têm parte da sua vida útil comprometida (NEUBAUER et al., 2012). Neubauer e Pesaran (2011) contribuíram com a Equação (2.3), que permite calcular o valor residual ( $S$ ) de uma BSV baseado em um fator de SOH ( $K_h$ ), fator de desconto sobre um produto de reuso ( $K_u$ ), custo de uma bateria equivalente nova ( $C_n$ ), custo de remodelagem ( $C_{rp}$ ) e a receita por reciclagem ( $C_{rc}$ ):

$$S = \max (K_h K_u C_n - C_{rp}, C_{rc}) \quad (2.3)$$

O fator de saúde  $K_h$  foi apresentado posteriormente por Neubauer et al. (2012) como a razão entre o valor presente de transferência em segundo uso ( $VPT_u$ ) pelo valor presente de transferência de uma bateria nova na mesma operação ( $VPT_N$ ) (NEUBAUER; PESARAN, 2011). A partir da Equação (2.3), pode-se interpretar que o valor residual da bateria seria o fator econômico decisivo para enviar para reciclagem ou disponibilizar para aplicação em segunda vida. No entanto, esta equação está restrita apenas à bateria e não leva em consideração os possíveis ganhos econômicos relativos ao serviço da segunda vida.

Do ponto de vista do sistema de armazenamento de energia, as baterias representam uma parcela do custo total de aplicação. Existem outras despesas com infraestrutura, equipamentos complementares, operação e manutenção (O&M) e instalação dos sistemas (CREADY et al., 2003; NEUBAUER; PESARAN, 2011). Sistemas conectados à rede precisam de controles de potência para garantir que a energia entregue siga o padrão exigido pela rede, como os inversores (tensão 127/240V, frequência da corrente alternada 60 Hz ou 50 Hz, p.e.) (CREADY et al., 2003; NEUBAUER; PESARAN, 2011).

Em geral, para se analisar a viabilidade econômica da aplicação de segunda vida é necessário um sistema substituto como comparação. Em praticamente todas as aplicações, um sistema de comparação pode ser as baterias novas de chumbo-ácido ou de lítio. Ainda assim, em cada setor pode haver um sistema similar substituto que não seja exatamente armazenamento de energia, como no caso de geração, e utilitários de T&D (NEUBAUER et al., 2012).

O estudo pioneiro de viabilidade econômica de Cready et al. (2003) com segundo uso para baterias de NiMH mostrou as baterias viáveis para serem comercializadas individualmente a preços comparados ao mercado na época do estudo. Levando em consideração o sistema completo, avaliaram que as BSV poderiam variar pouco o custo de implementação, sendo custos de O&M e do controle de potência os maiores influenciadores no custo final. Apenas quatro dos sistemas por eles avaliados se mostraram viáveis: suporte na transmissão, *load leveling* em comércios de baixa intensidade energética, segurança para redes de telecomunicação e *load leveling* residencial (CREADY et al., 2003). Como este estudo se desenrolou com baterias de NiMH, seus resultados não serão aprofundados nesta dissertação.

Neubauer e Pesaran (2011) revalidaram o estudo econômico de Eyer e Corey (2010) para aplicar BSVs nos sistemas de armazenamento avaliados. A avaliação foi sobre a receita máxima e mínima durante dez anos de operação pelo método de Valor Presente Líquido (VPL). Dentre os cenários estabelecidos dentro da realidade dos EUA em 2010, todas as aplicações

trariam receita positiva. Apenas uma aplicação, serviços de qualidade de fornecimento, foi capaz de gerar receita acima de  $1000 \text{ U}\$.\text{kWh}^{-1}$  sob o pior cenário. Esse valor era significativo, pois foi estimado como o custo geral de uso de LIBs na época (NEUBAUER; PESARAN, 2011). Cada cenário analisado pelos autores foi considerado e explorado na Seção 2.4.

Outro fator decisivo para identificar as vantagens econômicas da segunda vida, seria o mercado potencial de cada aplicação. As BSVs podem interferir reduzindo custos por serem uma alternativa mais barata e com capacidade considerável, assim como podem aumentar custos se o projeto com BSV demandar de muitas trocas de baterias. Neubauer et al (2015) identificaram que as aplicações com maiores retornos financeiros detêm menor potencial de mercado. Assim, é possível que este mercado já esteja saturado quando as baterias começarem a sair dos VEs e estiverem disponíveis para novas aplicações (DEBNATH; AHMAD; HABIBI, 2016; MARTINEZ-LASERNA et al., 2018; NEUBAUER et al., 2015). Contudo, as BSVs não precisam ser todas destinadas a somente uma aplicação.

### 2.3.3 Aspectos ambientais

Outro grande interesse em prolongar a vida útil das baterias veiculares está nos benefícios ambientais. Ao estender a vida útil da bateria veicular para um novo ciclo de uso, fabricantes de baterias e de VEs podem redistribuir os impactos ambientais relacionados à bateria que seriam atribuídos exclusivamente ao uso no veículo. Paralelamente, agentes interessados em sistemas de armazenamento por baterias podem evitar os impactos ambientais associados à produção de novas baterias (RICHA et al., 2015).

Um dos principais interesses em disseminar o uso de VEs está na redução de emissão de GEE na etapa de uso do transporte, no entanto evitar emissões também está diretamente relacionado com a fonte energética da eletricidade que abastece o veículo e ao modo de condução do veículo (FARIA et al., 2014; NORDELÖF et al., 2014). Estudos indicam que quanto maior a porcentagem de energia renovável na matriz elétrica que recarregar a bateria durante seus dois ciclos de vida, menor é a participação no impacto ao aquecimento global relacionada ao uso de baterias (CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019; RICHA et al., 2015). Algumas variáveis que também influenciam na intensidade do impacto ambiental da fase de uso veicular são o número de ciclos de operação, distância percorrida durante a primeira vida útil, comportamento de direção do dono do veículo e eficiência no ciclo de carga e descarga, além

do tipo de bateria de lítio utilizada (AHMADI et al., 2014a; FARIA et al., 2014; KIM et al., 2016; RICHA et al., 2015).

No processo de fabricação, as baterias do tipo LMO emitem cerca de 6 kg CO<sub>2eq</sub>.kg<sup>-1</sup> (NOTTER et al., 2010), menos GEE que as baterias NMC e LFP (ambas 22 kg CO<sub>2eq</sub>.kg<sup>-1</sup>) (MAJEAU-BETTEZ; HAWKINS; STRØMMAN, 2011), no entanto estes valores também variam significativamente com a fonte energética que alimenta a indústria fabricante (ELLINGSEN; HUNG; STRØMMAN, 2017; KIM et al., 2016). Outros fatores contribuem para variar a intensidade dos danos ambientais do segundo ciclo de vida como: a taxa de baterias ou células, a depender do método de remodelagem, aptas para reuso; categoria de aplicação; possível operação que o reuso irá substituir; DOD permitido e duração na segunda vida (AHMADI et al., 2014a; BOBBA et al., 2018a; CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019; CUSENZA et al., 2019a; FARIA et al., 2014; RICHA et al., 2015).

Apesar do forte indício de que VEs leves reduzem a participação do transporte no aquecimento global, outros impactos ambientais durante a fabricação do veículo e da bateria são muito intensos (AHMADI et al., 2017; BOBBA et al., 2018a; NORDELÖF et al., 2014). O processo metalúrgico e extração de metais raros para fabricar as LIBs intensificam impactos ambientais como degradação do solo e toxicidade humana (ELLINGSEN et al., 2014; ZUBI et al., 2018). O reuso das LIBs pode ser visto como forma de evitar que novas baterias, tanto de lítio quanto de outras tecnologias, sejam fabricadas, interferindo positivamente no potencial de minimização de danos ambientais durante todo o ciclo de vida de uma bateria (BOBBA et al., 2018b; FARIA et al., 2012; RICHA et al., 2015).

Richa *et al.* (2015) realizaram um estudo para quantificar qual a participação do segundo uso da bateria na redução da intensidade energética e na participação no aquecimento global. Eles levantaram a hipótese de que o dano ambiental relacionado à remodelagem da bateria e à menor eficiência das baterias usadas compensariam a fabricação de uma bateria de chumbo-ácido com a mesma capacidade útil. No cenário estudado, com taxa de reaproveitamento de 50% das baterias veiculares e cinco anos de segunda vida útil, a redução do impacto no aquecimento global e na demanda energética acumulada foi de 15% cada. A redução se deu justamente por evitar a fabricação de uma nova bateria de chumbo-ácido. Se esses mesmos impactos do ciclo de vida completo da primeira e segunda vida fossem comparados com resultados de ciclos de vida de veículos à combustão, as reduções dos impactos analisados poderiam ser entre 50% a 20% (RICHA et al., 2015). Eles também avaliaram apenas o ciclo de reuso estacionário comparado com baterias de chumbo-ácido na mesma aplicação. Neste caso foi considerada a

demanda energética da remodelagem, uso estacionário e reciclagem das LIBs comparado com a fabricação de baterias de chumbo, uso estacionário em três eficiências (alta, média e baixa) e também a reciclagem. A BSV foi considerada menos intensiva energeticamente que os três cenários de bateria de chumbo-ácido. É importante ressaltar que o estudo se deu considerando a mesma capacidade de armazenamento nas duas tecnologias e mesmo DOD durante o ciclo de uso de 33% a 42% (RICHA et al., 2015), o que seria bastante conservador para as LIBs, que podem trabalhar com DOD máximos de 80% a 90% (ZUBI et al., 2018).

A degradação e perda de capacidade devido aos ciclos de uso interferem diretamente no desempenho da bateria. Quanto maior a degradação menor é a eficiência de carga e descarga da bateria, portanto ela passa a consumir mais energia para recarga e fornece menos energia útil durante a descarga (AHMADI et al., 2014b). Isso pode acarretar em duas consequências para os impactos ambientais: a primeira na qual, durante a recarga, a bateria demandará mais energia ao longo da segunda vida e seus impactos ambientais associados ao consumo energético na fase veicular e na fase estacionária tendem a aumentar, se comparado a cenários que não consideram a degradação (AHMADI et al., 2014b, 2014a, 2017). E como segunda consequência, com a descarga comprometida pode-se acarretar em trocas da bateria ao longo da vida útil esperada pela aplicação estacionária, assim novos impactos ambientais atrelados às reposições de baterias devem ser levados em consideração (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA; GONZÁLEZ BENÍTEZ, 2016a).

#### **2.4 Viabilidade da segunda vida por aplicação**

A fim de melhor compreender como aplicar as BSVs em sistemas de armazenamento, os estudos levantados são avaliados de acordo com sua temática em nove categorias de aplicação (Figura 12). Para categorizar as aplicações de armazenamento de energia conectadas à rede (*on-grid*), optou-se por um método que propõe uma percepção logística separando em quatro categorias aplicadas atrás do medidor, ao nível de geração e T&D de eletricidade (I a IV), e outras três categorias aplicadas após o medidos, ao nível de usuário final (V a VII) (EYER; COREY, 2010; GALLO et al., 2016). As últimas duas categorias são aplicações não conectadas à rede (*off-grid*), ambas ao nível do consumidor de energia (VIII e IX). As características gerais de cada categoria encontram-se na Tabela 4. As possibilidades de aplicações para as baterias

como armazenamento de energia em mobilidade de veículos levíssimos não serão incluídas devido ao interesse com soluções estacionárias para a segunda vida.



Figura 12 – Diagrama de categorias de aplicações de BSVs

Fonte: Elaboração própria

É importante diferenciar, também, que um sistema de armazenamento por baterias pode ser voltado para aplicação de capacidade, aplicação de energia ou aplicações de potência (EYER; COREY, 2010). A primeira atua em situações onde pretende-se adiar ou reduzir a necessidade de um equipamento extra. Já a segunda envolve reter uma quantidade considerável de energia para compensar a necessidade de gerar ou de comprar energia. E a terceira, por sua vez, ajuda aplicando potência na rede, geralmente a curtos períodos de tempo. (EYER; COREY, 2010).

A aplicação de capacidade pode suprir um aumento de demanda sazonal ou temporário na rede ao invés de se construir um novo sistema de geração ou instalar equipamentos de T&D maiores, por exemplo. Em algumas situações, podem ser sistemas que requerem algumas descargas de energia previsíveis ao longo do ano. Já as descargas nas aplicações de energia são mais frequentes e, de certa forma, irregulares ao longo do ano (EYER; COREY, 2010). As instalações voltadas à potência não precisam de grande capacidade de armazenamento, mas sim de potência instalada, tendo uma relação de kWh por kW consideravelmente baixo (EYER; COREY, 2010).

Tabela 4 – Descrição das categorias de aplicações de BSV

<b>Integração</b>	<b>Categoria</b>	<b>Aplicações de BSV</b>
<b>On-Grid</b>	I. Suprimento de energia	Arbitrariedade da energia <sup>1</sup> ; Compensar interrupções.
	II. Integração com geração renovável	Regulação de oscilações; Prolongamento do fornecimento renovável.
	III. Postergação de investimento em T&D	Suporte ou substituição de elementos de potência em T&D; Disponibilização de carregadores veiculares.
	IV. Regulação da rede	Serviços ancilares ao sistema T&D; Confiabilidade no fornecimento em T&D.
	V. Gerenciamento de Energia	Arbitrariedade da energia <sup>1</sup> ; Redução de potência contratada.
	VI. Confiabilidade e Qualidade da Energia	Serviços ancilares ao consumidor; Confiabilidade e segurança.
	VII. Integração com geração renovável distribuída	Retenção de energia gerada localmente; Arbitrariedade da energia <sup>1</sup> ; Redução de potência contratada.
<b>Off-Grid</b>	VIII. Geração renovável isolada	Suporte à geração isolada; Confiabilidade e segurança off-grid.
	IX. Abastecimento <i>off-grid</i>	Serviços energéticos a empreendimentos isolados.
<b>Móvel</b>	Veículos levíssimos	Motocicleta, bicicleta ou patinete elétricos.
	Logística interna	Empilhadeiras, elevadores móveis.

1- Selecionar a fonte de energia elétrica em determinados períodos do dia/semana/ano. Conhecido na literatura como *energy arbitrage* o que inclui *time shifting*, *peak shaving* e *load leveling*.

Fonte: Elaboração própria

### **I. Suprimento de energia (*Energy supply*)**

Esta categoria de aplicação requer altas potências e alta capacidade de armazenamento por trabalhar suprindo energia para a rede como uma aplicação de energia (GALLO et al., 2016). Levando em consideração que baterias veiculares têm potência na ordem de centenas de kW e capacidade de armazenamento na ordem de dezenas ou até centenas de kWh, para as aplicações dessa categoria, um grande número de BSV seria empregado para atingir as potências de trabalho (NARULA et al., 2011; NEUBAUER et al., 2015). A competição dessa aplicação em nível de geração seria com usinas de segurança ou usinas que operam durante os picos de demanda (EYER; COREY, 2010). As BSVs armazenariam energia durante horários de baixa demanda e forneceriam de volta para a rede no horário de ponta, descrito como “*peak shaving*” na literatura (AHMADI et al., 2014b). Em geral, poderia substituir o suprimento oriundo de termoelétricas que operam para segurança de fornecimento (AHMADI et al., 2014a). Alguns fatores que podem influenciar na escolha desta aplicação seria o caráter ambiental, por

hipoteticamente reduzir emissões, e o econômico, comparando ao investimento, ao consumo de combustíveis e ao tempo para iniciar a operação com termoelétricas (AHMADI et al., 2014a).

Em níveis menores de suprimento, um sistema de armazenamento com BSV pode selecionar o período para comprar energia mais barata e suprir a rede com energia armazenada nos horários que está mais cara, na literatura conhecida como “*time shifting*” (EYER; COREY, 2010). Outra opção para suprimento de energia seria complementar a capacidade de suprimento da geradora ao usar parte da energia fornecida para a rede elétrica oriunda de geração e parte da energia do sistema de armazenamento, conhecido na literatura como “*load leveling*”. Desta forma, a empresa geradora pode balancear o custo da energia gerada ao longo do dia reabastecendo as BSV durante o período de menor custo da energia elétrica (EYER; COREY, 2010). A grande diferença entre *time shifting* e *load leveling* é que no segundo caso o tempo de descarga é prolongado, enquanto no primeiro a descarga é feita durante um intervalo de tempo conhecido. Em ambos os casos a profundidade de descarga depende da capacidade de projeto, mas, para uma mesma capacidade instalada, *load leveling* pode apresentar descargas mais profundas (BOBBA et al., 2018a).

Por exemplo, Neubauer et al. (2015) estimaram que, para atender o potencial de 7,1 GWh de *peak shaving* nos EUA, seriam necessários 14,2 GWh de capacidade instalada trabalhando a 50% de DOD. O perfil de trabalho dessas aplicações se dá a grandes profundidades de descarga, para melhor aproveitar a capacidade do banco de baterias. Estima-se que trabalhem entre duas a seis horas por dia para atender ao suprimento de energia durante horários de ponta de 100 a 200 dias no ano (AHMADI et al., 2014b; CREADY et al., 2003; NARULA et al., 2011). No caso de aplicação em *load leveling*, o período de descarga pode variar bastante, atingindo até doze horas de operação e podendo ser aplicado durante todos os dias do ano de acordo com os interessados.

Os autores também realizaram um estudo para avaliar a capacidade de alguns modelos de sistema de BSV para substituir um caso de geração de ponta por termoelétrica a gás natural. O sistema de baterias deveria operar em Los Angeles por cinco horas por dia a DOD de 60% durante o verão (104 dias). O processo de recarga se daria na mesma *C-rate* da descarga até atingir 100% da SOC. Pelas simulações, das 91 baterias retiradas de VEBs originalmente com 75 kWh e que atuariam em Los Angeles sob diferentes perfis de direção, apenas três não operariam por 10 anos na segunda vida sob as condições de *peak shaving* apresentadas. Ainda assim, nenhuma delas atuaria por menos de 9,1 anos (NEUBAUER et al., 2015).

Os benefícios do uso de BSVs são levados em consideração neste caso, permitindo a substituição da planta geradora mesmo com um custo operacional mais alto (NEUBAUER et al., 2015). A viabilidade econômica deste setor está diretamente ligada ao tempo que o sistema de baterias consegue operar durante o horário de ponta (EYER; COREY, 2010). Se o dimensionamento do sistema não conseguir suprir todo o período de pico, ainda será necessário suporte de outras fontes. Por outro lado, se o sistema suportar um tempo muito longo, estará superdimensionado, aumentando o custo de operação (NEUBAUER et al., 2015).

Neubauer et al. (2015) avaliaram que o preço ideal de aquisição da BSV para este serviço seria  $106 \text{ U}\$.\text{kWh}^{-1}$  para operar cinco horas por dia por dez anos nos EUA. Este seria o preço máximo que um agente de usinas de ponta estaria disposto a pagar pelas BSVs em um cenário norte-americano (NEUBAUER et al., 2015). Também chegaram à conclusão que as BSVs não serão suficientes para substituir todo o mercado de usinas de combustão em horários de ponta, nem no melhor cenário de vendas de VEs até 2030 (NEUBAUER et al., 2015).

Debnath et al. (2016) estudaram a viabilidade de BSVs operarem como substitutos de geradores em casos de parada ou manutenção. Eles chegaram à conclusão que as BSVs com custos de aquisição de  $100 \text{ U}\$.\text{kWh}^{-1}$  seriam opções com benefícios econômicos para esta função baseados em faixas de custos de geração de energia para um gerador a combustão de diesel. No cenário estabelecido com custos de geração mais barato, se o sistema de baterias fosse utilizado por 532,72 dias, ou 1,5 anos, já justificaria o investimento feito (DEBNATH; AHMAD; HABIBI, 2016).

Nos serviços de *time shifting*, o benefício financeiro está atrelado à capacidade de carregar o sistema de armazenamento em horários de baixo custo e entregar energia na rede elétrica durante períodos de alto custo. Os agentes geradores de energia elétrica podem otimizar lucros aliando geração e armazenamento para conseguir os melhores preços de venda de energia (EYER; COREY, 2010). Esta integração deve levar em consideração as bandeiras de preços de energia, a eficiência de carga e descarga do sistema de armazenamento e o tempo de descarga disponível. Dentro do mercado livre de energia, sistemas de armazenamento podem garantir os preços de contrato durante maior parte do tempo de serviço.

O potencial de substituir a geração elétrica a partir da combustão de fontes fósseis durante horários de ponta gera grande interesse ambiental no uso de armazenamento com baterias, inclusive BSVs (AHMADI et al., 2014a, 2017).

Ahmadi *et al.* (2014a) verificaram se, ao substituir uma geradora de ponta a partir de gás natural por um conjunto de armazenamento com baterias de reuso, a emissão de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$

reduziria. Para isso levaram em consideração os dois ciclos de vida onde as baterias atuam: o primeiro na mobilidade com um VEHP e o segundo, estacionário, como suprimento em horários de ponta. A fim de comparação dos ciclos de uso, a mobilidade concorrente seria um veículo com MCI abastecido com gasolina. O estudo inclui também um cenário intermediário, no qual após a vida útil no veículo se encerrar, a bateria não é reutilizada e o suprimento em horários de ponta é realizado por geração a gás natural. Durante o uso veicular, a bateria seria recarregada na matriz energética de Ontario, no Canadá, e durante o uso estacionário foram avaliadas três fontes de energia para recarga durante o período fora de ponta: (i) matriz elétrica de Ontário; (ii) eletricidade exclusivamente de geração eólica; e (iii) eletricidade exclusivamente de usinas nucleares. Eles consideraram baterias veiculares de lítio de 16 kWh que no segundo uso ainda contariam com 80% de SOH. O sistema de suprimento de energia entregaria  $7,2 \text{ kWh}\cdot\text{dia}^{-1}$ , a DOD de 20% a 80% de acordo com a capacidade residual da bateria. Assim, o uso estacionário foi estimado para durar dez anos (AHMADI et al., 2014a).

Como descrito no estudo de Ahmadi *et al.* (2014a), na fase de produção do veículo, os cenários com o VEHP emitem mais  $\text{CO}_{2\text{eq}}$  que a fabricação do veículo à combustão (Figura 13a). Por outro lado, na fase de uso veicular, o VEHP emite cerca de 27 toneladas de  $\text{CO}_2$  a menos que o veículo à combustão (Figura 13b). O custo ambiental para remodelar as baterias foi de 1,4 toneladas de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$  (Figura 13c). Durante o uso como suprimento energético em horário de ponta, o sistema com BSVs se mostrou com emissões muito baixas em comparação às 26,1 toneladas de  $\text{CO}_2$  emitidas pela usina de gás natural (Figura 13d). Inclusive, os autores identificaram que a mitigação de emissões ao substituir uma usina geradora a gás natural é equivalente à mitigação de VEs com relação a veículos à combustão (AHMADI et al., 2014a).

Posteriormente Ahmadi et al. (2015) complementaram o estudo com mais categorias de impactos ambientais. Eles mantiveram os comparativos no uso veicular e estacionário contra o veículo à combustão e geração de ponta com gás natural como cenário convencional, porém com algumas atualizações técnicas. No uso veicular, uma bateria de LFP supriria 35.040 kWh para percorrer 160.000 km ao longo de oito anos. A fim de manter equivalência energética, eles consideraram a quantidade de gasolina para o veículo à combustão percorrer a mesma distância. Para o suprimento de energia durante o pico de demanda, os autores consideraram que uma BSV no sistema de armazenamento fornece 25.004 kWh à rede ao longo de dez anos e a mesma quantidade energética da geração a gás natural foi usada para comparação. Ao final, fizeram o levantamento dos impactos por kWh ao longo de todo o ciclo de vida dos dois sistemas. Dentre os seis impactos ambientais considerados, o processo de produção da bateria tem maior parcela

de contribuição em cinco deles, quando levantado apenas o ciclo de vida da bateria com reuso. Quando o ciclo completo de uso veicular e estacionário é comparado com os sistemas convencionais, o segundo se mostra mais intensivo ambientalmente em cinco categorias de impacto. Apenas o impacto em potencial de depleção de metais é superior para o sistema com LIBs (AHMADI et al., 2017).

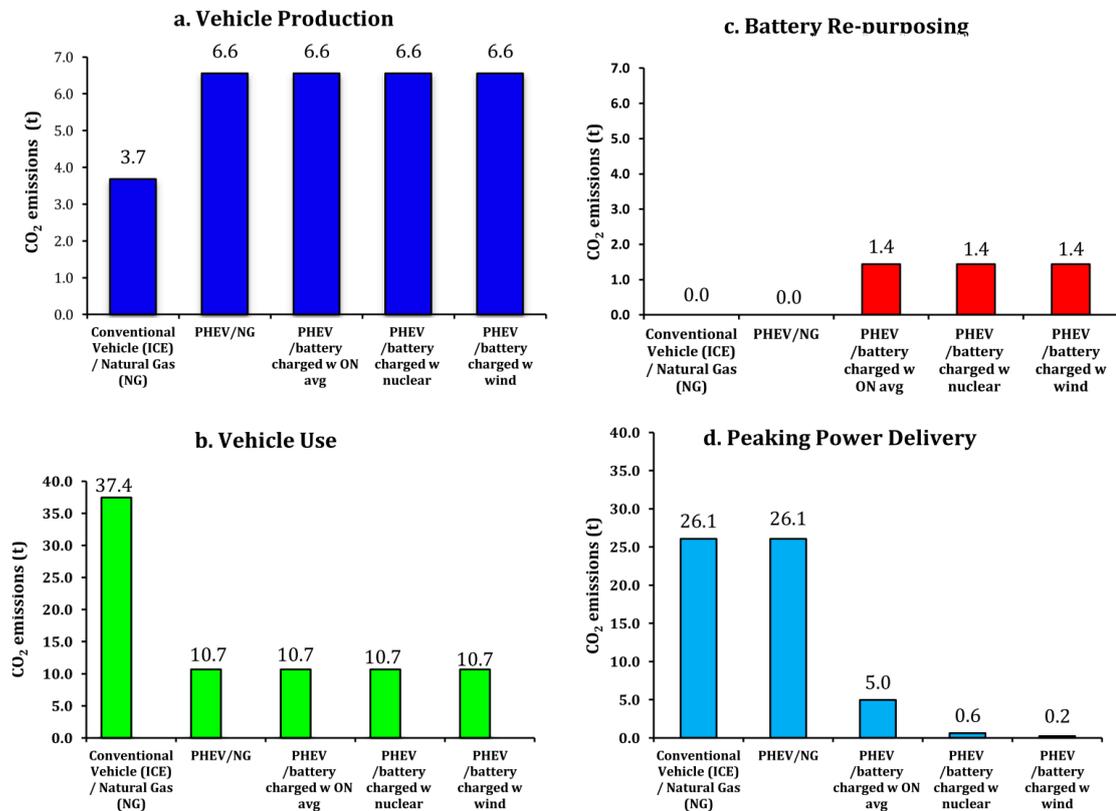


Figura 13 – Resultados de emissões de CO<sub>2eq</sub> para cada etapa do ciclo de vida da bateria  
Fonte: Ahmadi et al. (2014a)

Assim, no Canadá, a substituição de geração de ponta com gás natural por sistema de armazenamento com BSVs se mostra ambientalmente justificável, desde que nas condições mencionadas no estudo.

## II. Integração com geração renovável em larga escala (*Large-scale renewable integration*)

A maioria das fontes renováveis de energia são de natureza intermitente, assim não conseguindo suportar a potência nominal de geração constantemente, como é o caso da fonte solar e da eólica. Do ponto de vista de operadores de sistemas de geração renovável, essa intermitência se traduz em falta de confiabilidade no fornecimento. Um sistema de armazenamento de

energia pode atuar no serviço de potência e de energia ao acompanhar o sistema de geração e compensar eventuais variações de potência, tornando o suprimento contínuo e confiável.

Essa categoria de aplicação pode embarcar uma gama extensa de capacidade de armazenamento e potência instalada, dependendo principalmente da fonte renovável e da existência ou não de geradores de suporte<sup>1</sup>. Os ciclos de trabalho também dependem da fonte energética, mas seguem um perfil próximo de outras aplicações de acompanhamento de potência, com muitas descargas a ciclos baixos de DOD sobrepostos a descargas diárias de DOD altos (CREADY et al., 2003). Como exemplificado na Figura 14, um sistema de armazenamento hipotético atua quando a geração renovável não é suficiente para despachar toda a potência nominal do gerador e seria recarregado quando há excedente na geração.

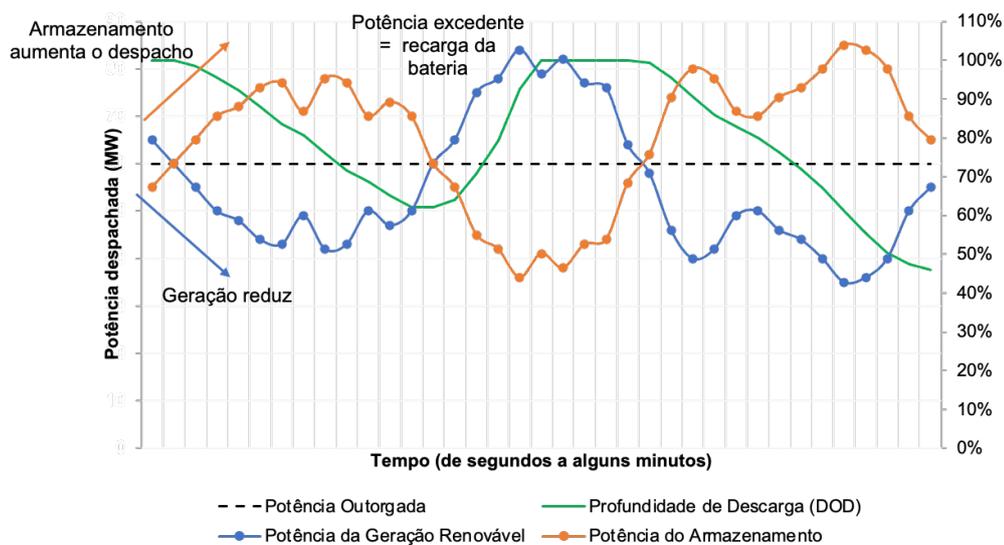


Figura 14 – Representação da mitigação de intermitências na geração renovável usando um sistema de armazenamento de energia. A potência hipotética despachada é representada no eixo vertical esquerdo e a DOD hipotética é representada, em porcentagem, no eixo vertical direito

Fonte: Adaptado de Hossain et al. (2019)

A intensidade energética exigida por esta categoria de aplicação interfere no período de vida útil da segunda vida. No estudo de Martinez-Laserna *et al* (2016), uma célula submetida a uma simulação de operação de segunda vida em usina de geração FV apresentou boa capacidade de armazenamento até o final do terceiro mês de aplicação simulada. No entanto, a simulação teve de ser interrompida antes do final do quarto mês pelo aumento excessivo da resistência interna (MARTINEZ-LASERNA et al., 2016). Ao analisar uma BSV montada com células de

<sup>1</sup> Geradores complementares que entram em ação quando necessário. Não são necessariamente contados na potência nominal do sistema. Em alguns casos opera-se geradores de reserva para substituir em períodos de manutenção ou sazonalidade.

diferentes perfis de uso, observou-se que a capacidade de armazenamento das células segue uma decadência praticamente linear, mesmo que, inicialmente, tenham capacidades absolutas diferentes. Novamente, o aumento da resistência interna, conseqüentemente decréscimo na eficiência energética, limita o uso de BSVs nessa aplicação (MARTINEZ-LASERNA et al., 2016).

No caso da geração eólica, bancos de baterias também são capazes de regular o nível de geração, atuando ativamente na rede quando os ventos diminuem, ou até cessam (NEUBAUER et al., 2015). As aplicações para regular a variação de energia neste caso não são amplamente consideradas, pois os rotores têm freios que limitam tanto o aumento de velocidade repentino quanto a velocidade máxima de rotação. As BSVs podem ser aliadas no momento de partida dos rotores dos geradores eólicos, entrando em ação para ajudar o vento a vencer a inércia de rotação das pás (NEUBAUER; PESARAN, 2011).

Os benefícios econômicos de sistemas de armazenamento ligados à geração renovável estão na confiabilidade da energia gerada comparada a uma fonte não confiável. Ademais, a variação repentina das fontes renováveis pode causar danos nos sistemas de transmissão, adicionando o adiamento em investimento nas transmissões como um benefício econômico (EYER; COREY, 2010). Neste segundo caso, o lucro não estaria apenas vinculado à quantidade de energia que o sistema dispõe, mas também na seguridade e qualidade da energia proporcionada.

Devido à intermitência, as fontes renováveis também estão sujeitas a variações de preço de venda de energia. Estocar energia para vender em horários de ponta, quando a energia elétrica é vendida mais cara, seria uma função de armazenadores para otimizar os lucros das fontes renováveis de energia, operando como *time shifting* (EYER; COREY, 2010).

Neubauer e Pesaran (2011) avaliaram que o suporte de sistemas de BSVs à geração eólica traria lucros para uma usina localizada nos EUA. Um sistema para sustentar durante curtos períodos de tempo seria o mais lucrativo, um sistema médio poderia trazer cerca de 2000 U\$.kWh<sup>-1</sup> de lucro total. No caso em que o sistema teria que suportar períodos mais longos de parada da geração eólica, o lucro total não passaria de 1000 U\$.kWh<sup>-1</sup>. Outras aplicações como sustentar a capacidade de geração e *time shifting* trariam lucro limitado para a integração entre geração renovável em larga escala e armazenamento (NEUBAUER; PESARAN, 2011).

O estudo de Sathre et al. (2015) investigou a aplicação de sistemas de geração renovável combinados com BSVs com a proposta de prolongar o acesso de energias renováveis na rede elétrica ao longo do dia. Eles propuseram análises de emissões de GEE e balanço de energia até 2050 na Califórnia, baseado em projeções da disponibilidade de VEs na região. Os

resultados foram expostos em um cenário base de degradação das baterias, as quais seriam utilizadas até 70% SOH na fase veicular. Para encontrar a emissão evitada de GEE, foi estipulado que a energia entregue pelas BSVs evitaria a energia oriunda de fontes fósseis, como gás natural e carvão (SATHRE et al., 2015).

No cenário simulado para 2050, seriam emitidos  $0,5 \text{ Mt.ano}^{-1} \text{ CO}_{2\text{eq}}$  para carregar completamente as BSVs instaladas, enquanto, ao substituir fontes fósseis, a energia entregue pelas baterias evitaria cerca de  $7,5 \text{ Mt.ano}^{-1} \text{ CO}_{2\text{eq}}$ . Este valor é equivalente a 1,5% das emissões de GEE da Califórnia no ano do estudo (SATHRE et al., 2015). É importante notar, porém, que a projeção de adesão aos VEs estabelecida no estudo não se confirmou até 2019 (IEA, 2020c).

### III. Postergação de investimento em transmissão e distribuição (T&D) (*Transmission and distribution investment deferral*)

Nesta categoria, os projetos de uso da BSV substituiriam elementos de T&D (transformadores, por exemplo). Ele se justifica por ser suficientemente adaptável para que o aumento de demanda na rede, esporádico ou não, não implique em ampliar a capacidade de fornecimento imediatamente. Atua de forma parecida com o *peak shaving*, porém em nível de potências de distribuição (CREADY et al., 2003). Nesta seção também se enquadram carregadores de VEs que podem usar sistemas de baterias para reduzir ou suavizar a exigência de fornecimento da rede (CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019). O sistema de bateria deve suportar as potências exigidas por sistemas de T&D, o que se traduz em dezenas de kW até centenas de MWs. No caso de carregadores de VEs, a potência está na ordem de dezenas a centenas de kW. Nas duas possibilidades a capacidade de armazenamento influencia no tempo em que o sistema de baterias poderá operar sem ser recarregado.

Durante o projeto de desenvolvimento do sistema Sunbatt, Canals Casals et al. (2019) simularam a aplicação de BSVs em quatro cenários, dentre eles um como elemento de transmissão e outro como carregador veicular *fast charger*. Eles desenvolveram um modelo que avalia a degradação causada pelo tempo e pelas ciclagens levando em consideração os fatores de interferência relevantes: temperatura, DOD, intensidade de corrente de operação e SOC. O modelo calcula os resultados de acordo com a intensidade de corrente que cada aplicação avaliada demanda. O cenário base simula o uso de baterias de 8 a 24 kWh com taxa de ciclo carga/descarga de 1C, DOD de 100%, SOC médio de 50% e temperatura de 25°C; e varia os fatores de acordo com as condições de operação (CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019).

O sistema de carregador veicular simulado consiste de três *fast chargers* e uma conexão com a rede de 70 kW de potência. Uma simulação anterior indicou que quando três VEs estivessem carregando nesse sistema seriam necessários 20kW de potência a mais. Esta potência extra seria oferecida pela BSV ao invés de incrementar a potência instalada. Tendo em vista que a demanda energética seria de apenas 2kWh, uma bateria de VEHP seria suficiente para esta solução. Segundo os resultados do modelo, ao aplicar uma BSV neste sistema de *fast charger*, ela poderia operar por 29 anos (Figura 15). Neste caso, foi determinado o FVU apenas quando a capacidade de armazenamento não suprisse mais a demanda de 2 kWh. Se determinada a vida útil quando o SOH estivesse com 60% da capacidade nominal (20% degradados na primeira vida veicular e mais 20% no segundo uso), essa aplicação suportaria 15 anos de operação (CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019).

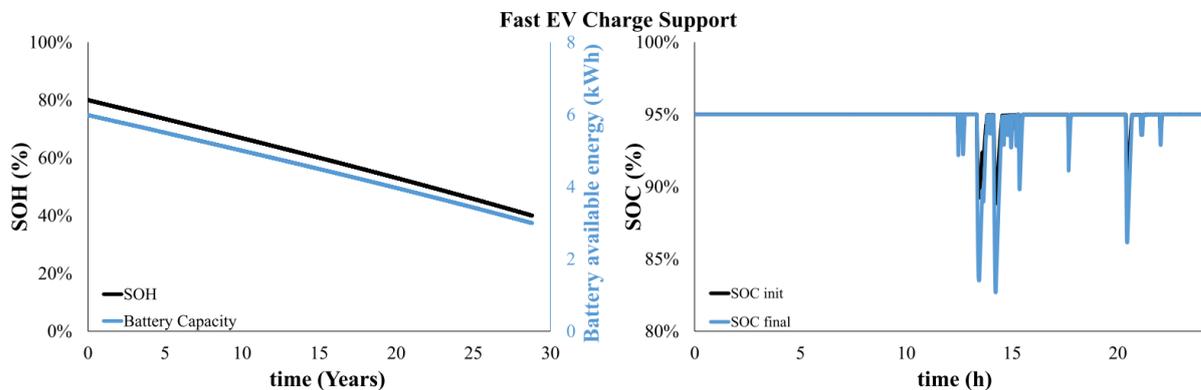


Figura 15 – Simulação de operação de BSV em carregador veicular. Evolução do estado da bateria (SOH) e capacidade residual (*Battery Capacity*) à esquerda e do estado de carga (SOC) para um dia à direita

Fonte: Casals, Amante García & Canal (2019)

Para a aplicação como elemento de transmissão, foi simulado um sistema de BSV como suporte a um transformador da rede quando a demanda é maior que a capacidade do transformador. As baterias seriam carregadas durante períodos de baixa demanda e supririam a rede quando exigido. Como o consumo de energia elétrica tende a aumentar ao longo dos anos, o número de dias em que o suporte de potência seria necessário também aumenta gradualmente. Em uma previsão para 20 anos, a capacidade armazenada diária deveria ser de 995 kWh. As baterias entrariam em operação apenas 17 dias durante o primeiro ano, enquanto no vigésimo trabalhariam quase todos os dias. Neste período de vinte anos, duas trocas de conjunto de baterias deveriam ocorrer. O primeiro conjunto instalado duraria até 11 anos por ser menos demandado, o segundo conjunto operaria por mais cinco anos, e o terceiro teria o FVU em 3,8 anos (Figura 16) (CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019).

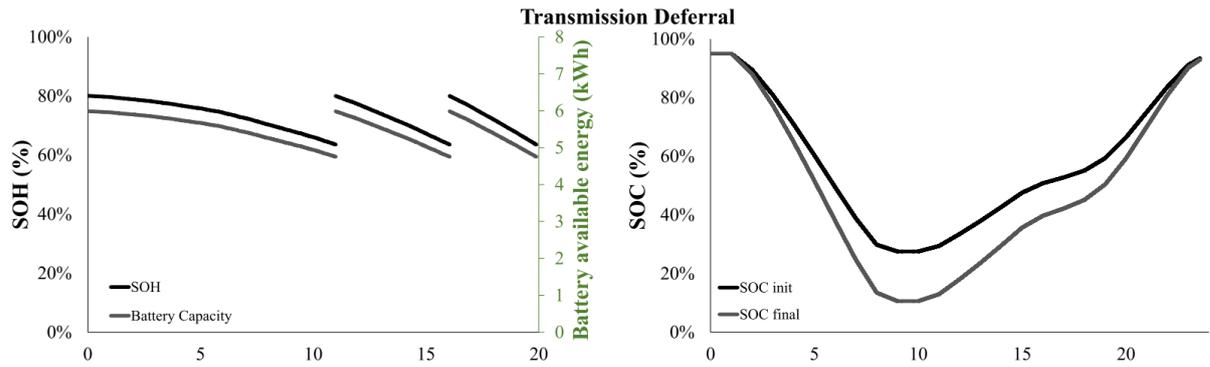


Figura 16 – Simulação de operação de BSV como suporte de T&D. Evolução do estado da bateria (SOH) e capacidade residual (*Battery Capacity*) à esquerda e do estado de carga (SOC) para um dia à direita

Fonte: Casals, Amante García & Canal (2019)

Os equipamentos do sistema de T&D podem ser, por muitas vezes, caros e de custo alto para instalação. Sistemas de armazenamento podem realizar o papel desempenhado por alguns equipamentos, fornecendo potência ou regulando frequência. O benefício anual de se optar por um sistema de armazenamento ao invés de um utilitário é o valor financeiro associado ao postergar a implementação do utilitário durante um ano. O custo de implementação leva em consideração financiamento, impostos, seguro, entre outros, pelo ano corrido (EYER; COREY, 2010).

Para esta categoria, Neubauer e Pesaran (2011) avaliaram duas possibilidades de aplicação de BSVs. O uso para suporte de transmissão retorna o investimento, mas não geraria a melhor receita, visto que equipamentos de eletrônica de potência seriam mais baratos. Já adiar investimentos se mostrou uma das três aplicações de maior retorno ao investimento. No entanto, eles reconhecem que as estimativas consideradas elevaram a expectativa de retorno do investimento para a aplicação, tornando o resultado pouco plausível para 10 anos (NEUBAUER; PESARAN, 2011).

Um sistema utilizando BSV para recarregar a frota de táxi elétrico de Barcelona foi proposto por Canals Casals e Amante Garcia (2013). O sistema contou com 26 módulos de BSVs conectados à rede, que, quando acionados por um VE, dois módulos se desconectariam da rede e formariam um par de alta tensão para recarregar um VE. Segundo eles, duas BSVs seriam suficientes para recarregar em 15 a 30 minutos um VE no método *fast charger*, enquanto os outros módulos permaneceriam em espera ou sendo recarregados pela rede. A simulação elaborada estimou que cada BSV iria operar 1.100 ciclos por ano, sendo, assim, necessária a troca das baterias anualmente (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA, 2013).

No mesmo estudo, eles estimaram que cada estação de recarga de VE com 26 módulos de BSV custaria 3.000 € mais 10.000 € por conector de *fast charge*. Ao considerar os custos com infraestrutura e a troca de baterias a cada ano, o custo total ao longo de oito anos seria próximo de 4,5 milhões €. Eles estimaram o retorno financeiro tanto para o empreendimento de recarga veicular quanto para o motorista de taxi elétrico. O lucro após oito anos seria de apenas 11%, ou seja, 1,5% de retorno ao ano. Segundo os autores, como o retorno seria muito baixo para um investimento muito alto, dificilmente um investidor escolheria essa aplicação para financiar (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA, 2013).

#### IV. Regulação da rede (*Grid regulation*)

Nesta categoria um sistema de baterias pode prover potência de suporte, real ou reativa, para regular a frequência da rede de uma certa região. Outra opção é suprir a rede de distribuição em caso de falhas ou queda de energia, também conhecido na literatura internacional como “*back-up*” ou “*spinning reserve*” (EYER; COREY, 2010). Assim requer ciclos de trabalho de certa forma intenso. A proteção contra falhas requer resposta muito rápida, um certo tempo inicial à potência total, e depois uma queda linear de potência até chegar a zero quando a rede já estiver estabilizada (EYER; COREY, 2010). Sistemas empregados para regular a rede trabalham continuamente, fazendo ciclos de carga e descarga em períodos curtos de tempo, na ordem de dezenas por minuto (CREADY et al., 2003).

Como os serviços de regulação da tensão e frequência se baseiam na potência do sistema de armazenamento instalado, o valor relativo a esses sistemas é melhor expressos em  $U\$.kW^{-1}$ . Para calcular o real valor de implementação de um sistema de BSV como regulador da rede, deve-se levar em consideração quanto tempo de operação está previsto. Outro benefício dentro desta categoria de aplicação é que o sistema pode operar na rede tanto recarregando as baterias, quanto descarregando; assim cada 1 kW de potência instalada, seria considerado 2 kW úteis. Outros sistemas de resposta rápida também poderiam atuar nesta categoria, portanto a viabilidade econômica estaria sujeita a analisar todas as possíveis substituições (EYER; COREY, 2010).

O benefício do sistema de armazenamento de eletricidade, tanto na proteção contra falhas quanto na regulamentação da rede, deriva da redução ou eliminação dos custos de combustível e manutenção normalmente associados aos geradores ativos subutilizados. O serviço derivado da regulamentação da rede provavelmente é inadequado para justificar o emprego de

sistema de baterias, mas uma vez que já haja um sistema de armazenamento instalado, a BSV pode ser a alternativa de menor custo para esse serviço (CREADY et al., 2003).

Para avaliar a aplicabilidade de BSV nessa categoria, Cready et al. (2003) testaram módulos de baterias NiMH aposentadas de VEHP, uma com densidade energética de 30 Wh/kg e outra de 45 Wh/kg. O teste ocorreu com três ciclos de 160 minutos de duração para regular a frequência da rede, com cada ciclo consistindo de 32 sessões de cinco minutos arranjadas assimetricamente a três potências diferentes. Ao término de cada ciclo entra um período de recarga das baterias. Ao final dos três ciclos, uma descarga de caráter de compensação de falha na rede é executada. Esta descarga se dá à potência constante durante 15 minutos seguida de mais 15 minutos decaindo a potência linearmente. A Figura 17 exemplifica a simulação realizada para avaliar as BSVs. Ambas BSVs responderam bem aos testes, sem atingir o limite de tensão mínimo. O módulo de 30 Wh/kg apresentou perda de carga negligenciável, enquanto o módulo de 45 Wh/kg perdeu apenas 1% da capacidade nominal após 16 ciclos completos do teste. As BSVs se saíram melhores nos testes em comparação com baterias de chumbo-ácido similares, que apresentaram perdas de 8,5% após 13 ciclos completos do teste (CREADY et al., 2003).

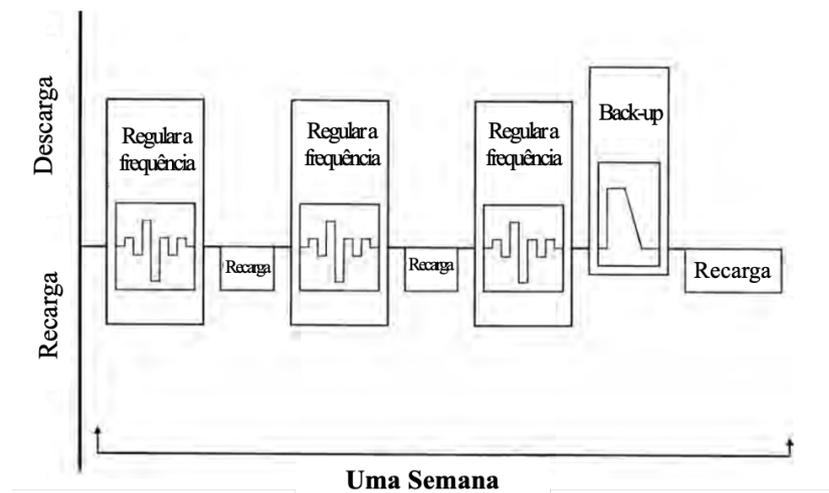


Figura 17 – Serviço de regulação da rede simulado em laboratório.

Fonte: Adaptado de Cready et al. (2003).

Se comparado a baterias novas de mesma tecnologia, BSVs podem se mostrar igualmente eficientes nesta categoria de aplicação, mas não tão duradouras. Cicconi et al. (2012) avaliaram o uso de BSV de LiFP de 30kWh em regulação da rede acoplada por *smart grids*. O sistema de comparação com baterias novas seria composto de dez mil células LFP totalizando 500 kWh e com capacidade inicial de 20 Ah. O sistema deveria operar por pelo menos 2.000 ciclos com redução de 20% na capacidade (CICCONI et al., 2012). A capacidade residual das

BSV de LFP de 24 Ah, seria o suficiente, ou até mais que o necessário, para suprir essa aplicação. Segundo os levantamentos dos autores, após 2000 ciclos, as baterias novas apresentariam 16 Ah de capacidade. Já as BSVs, iniciando o segundo uso com cerca de 24 Ah, operariam por 1300 ciclos até atingirem a marca de 16 Ah (Figura 18) (CICCONI et al., 2012).

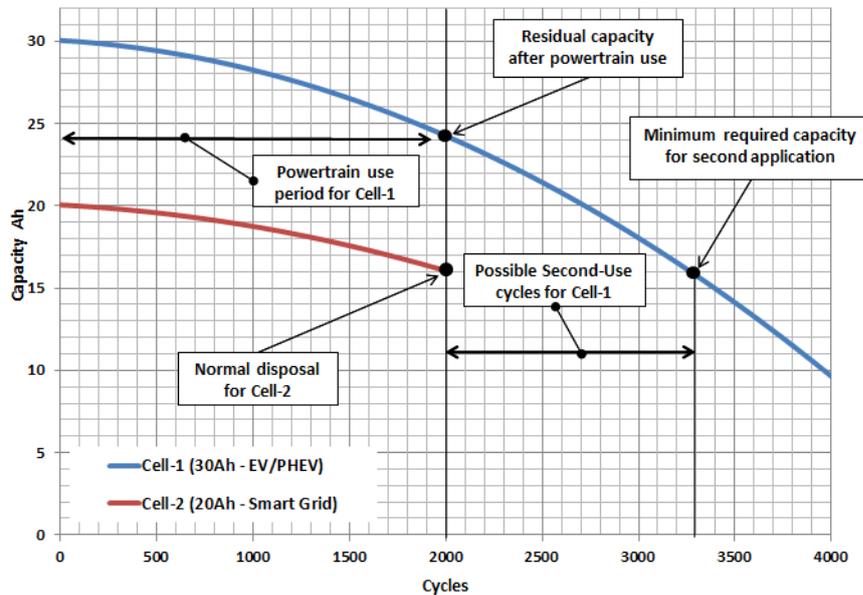


Figura 18 – Perfil de degradação de capacidade de baterias de LFP  
Fonte: Cicconi et al. (2012)

No mesmo modelo de testes apresentado no item anterior, Canals Casals *et al.* (2019) avaliaram a combinação de uso de BSV para consumo próprio de energia e suporte na regulação da rede conectada com *smart grid*. O sistema de autoconsumo, que será detalhado no item V desta seção, possuía 6 kWh de capacidade. Ao adicionar a nova função de regulação de rede, passou a contar com 11 kWh de armazenamento. Os dois sistemas atuam com correntes na mesma intensidade, aumentando a frequência de atuação do sistema no caso com regulação da rede. Eles determinaram que este sistema composto atinge o FVU, a 60% de SOH, após 4,7 anos de operação (Figura 19). O FVU funcional, quando a capacidade de armazenamento residual não é capaz de fornecer toda a energia demandada, se daria após 5,7 anos da instalação, ainda com 55,9% de SOH. Nesta condição de SOH o sistema de armazenamento não seria capaz de fornecer grandes profundidades de descarga quando exigido.

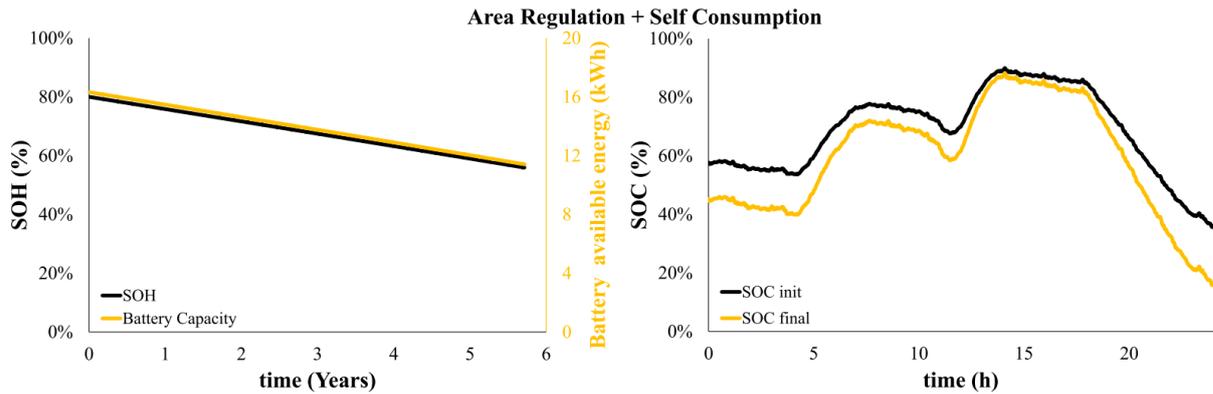


Figura 19 – Simulação de operação de BSV como suporte de regulação da rede e consumo próprio. Evolução do estado da bateria (SOH) e capacidade residual (*Battery Capacity*) à esquerda e do estado de carga (SOC) para um dia à direita

Fonte: Casals, Amante García & Canal (2019)

O vínculo econômico de garantir qualidade e confiabilidade no fornecimento está não só atrelado à energia elétrica em si, mas também na relação de contrato entre usuário e distribuidor. Caso o contrato estabeleça valores de multa para queda de fornecimento e/ou segurança para operação de equipamentos sensíveis a variações de frequência e tensão, o sistema de armazenamento oferece um valor de seguro agregado (EYER; COREY, 2010).

O serviço de estabilização do sistema para uma determinada área teve o melhor retorno médio dentro do estudo de Neubauer e Pesaran (2011), porém apresenta uma variação de aproximadamente  $6.500 \text{ U}\$. \text{kWh}^{-1}$  a quase zero dependendo do cenário. Além disso, o mercado nos EUA para essa aplicação seria saturado em um ano por demandar pouca quantidade de baterias. O serviço voltado para fornecer potência reativa à rede se mostrou pouco lucrativo, com retorno médio abaixo de  $1.000 \text{ U}\$. \text{kWh}^{-1}$  instalado. Já as aplicações em qualidade de fornecimento e em confiabilidade de fornecimento mostraram, respectivamente, retorno médio próximo de  $2.500$  e  $2.000 \text{ U}\$. \text{kWh}^{-1}$  instalado. Eles consideram que projetos para essas duas aplicações podem ser conjuntos, visto a proximidade de potência requerida entre elas e que o uso em qualidade de potência se dá em períodos muito curtos de tempo por diversas vezes ao longo do dia; ao passo que em confiabilidade raramente atuaria, mas quando necessário atuaria por períodos que levariam de dezenas de minutos a horas seguidas. Assim, chegaram à conclusão de que combinando serviço de confiabilidade com qualidade, seria a segunda aplicação com melhor retorno financeiro médio e com grande potencial de mercado nos EUA (NEUBAUER; PESARAN, 2011).

Gur et al (2018) projetaram o uso de BSVs como um sistema de regulação da frequência da rede com 10 MW de potência e 10 MWh de capacidade de armazenamento. Eles estimaram

o uso operacional por dez anos atuando 8760 horas por ano e que cada 1 MW de operação deveria consumir 350 MWh da rede por ano. Dessa forma o sistema projetado compra 3571 MWh por ano da rede (GUR et al., 2018). O critério de viabilidade econômica foi o VPL para dez anos de operação e taxa de retorno de 1,1% a 10%. O sistema de armazenamento compra a energia da rede, armazena e supri a rede com potência quando requisitado. Eles fizeram cenários com preços de aquisição da bateria entre 75 e 412 €.kWh<sup>-1</sup> e com diversos custos de compra do kWh. Como resultado, divulgaram o preço mínimo de venda da energia nos cenários. Para o cenário atual do estudo, maior preço de aquisição da BSV, o valor mínimo de serviço deveria ser 20 €.MWh<sup>-1</sup> a cada hora de operação; enquanto que para o cenário futuro, com menor preço da BSV, o valor mínimo de serviço seria 10 €.MWh<sup>-1</sup> a cada hora (GUR et al., 2018).

### V. Gerenciamento de energia (*Energy management*)

Nesta categoria, os sistemas de armazenamento se aplicam novamente como *peak shaving*, *load leveling* e *time shifting*, apresentados no item I, porém a dimensões e serviços compatíveis com consumidores de energia, na ordem de unidades até centenas de kW. O sistema de armazenamento para *peak shaving* entra em ação durante o pico de demanda do usuário ou períodos acima da média de consumo, evitando exceder a potência contratada junto à distribuidora e sobrecarregar a rede nestes períodos. Os sistemas de armazenamento voltados para *time shifting* abastecem as baterias em um período de energia mais barata, e entregam energia ao usuário em períodos de ponta, quando a energia é mais cara. Para o *load leveling*, por sua vez, as baterias atuam ao longo do dia, diminuindo a energia demandada da rede e reabastecendo durante a noite, quando o usuário consome menos energia. Se bem projetado, as aplicações de gerenciamento de energia podem aproveitar ao máximo as capacidades de armazenamento das baterias, aplicando grande DOD diários (EYER; COREY, 2010).

A Figura 20 demonstra o consumo de energia horário de um usuário hipotético. O gráfico superior demonstra uma situação sem gerenciamento de energia, com a faixa horária verde indicando o horário de ponta na região. O gráfico inferior indica como o sistema de armazenamento interfere no consumo da rede. A região destacada como 1 atua na função de *peak shaving*, evitando que o usuário exceda a demanda de potência contratada. Na região 2 o serviço de *time shifting* do armazenador supre a demanda do consumidor ao invés de consumir da rede com no período de ponta, evitando assim tarifas sobre a energia mais altas e de sobrecarregar a rede como um todo. Neste exemplo a bateria é recarregada durante a noite, quando o consumo interno é menor

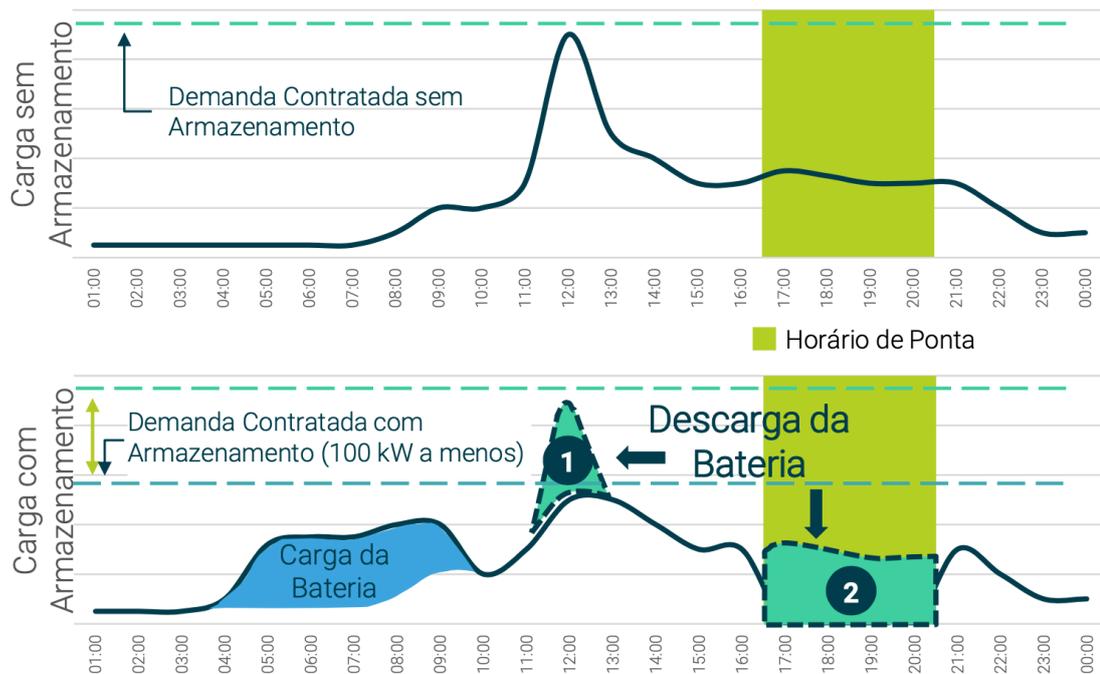


Figura 20 – Esquema de funcionamento de um sistema consumidor com armazenamento atuando como 1: *peak shaving* e/ou 2: *time shifting*.

Fonte: Greener & Newcharge (2021)

Faria et al. (2014) estimaram o perfil de uso de dois sistemas de armazenamento, um para *peak shaving* e outro para *load leveling*, de uma residência em Portugal. Cada sistema seria composto de uma bateria LMO de capacidade nominal 24 kWh aposentada do uso veicular após atingir capacidade residual de 70% (13,3 kWh). Em ambos cenários a bateria seria recarregada durante a noite e a energia armazenada supriria a demanda durante o dia. O período de descarga para *peak shaving* se dá quando o uso de energia de uma residência ultrapassa a média de consumo diária de acordo com a estação do ano. O sistema em *load leveling* entrega energia ao usuário ao longo de todo o dia e se recarrega durante a noite. Eles consideraram que a bateria estaria fora de uso após atingir 50% da capacidade de armazenamento nominal, ou seja, 9,5 kWh. Considerando a perda de capacidade devido à ciclagem diária, o sistema para *peak shaving* estaria útil por 3,3 anos enquanto o sistema para *load leveling* duraria apenas 1,8 anos (Figura 21) (FARIA et al., 2014).

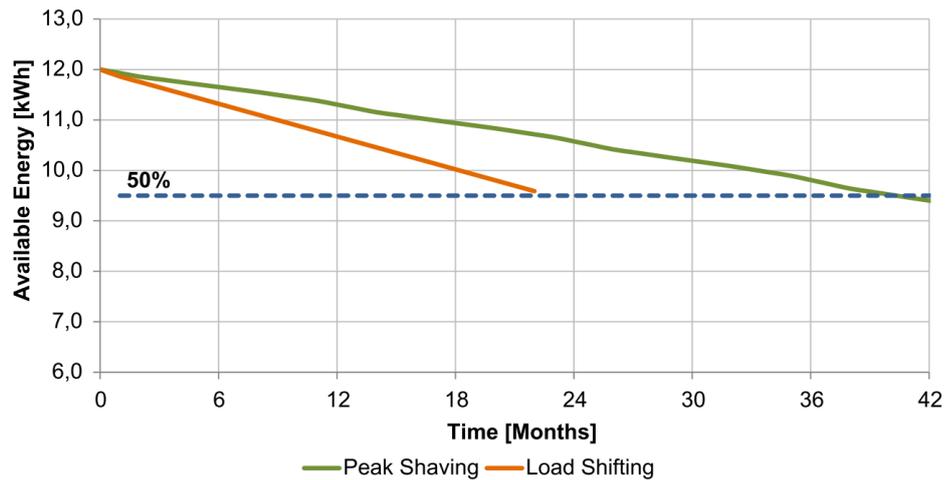


Figura 21 – Capacidade de armazenamento para uso de segunda vida em *peak shaving* e *load leveling*.

Fonte: Faria et al. (2014)

O uso de sistemas de armazenamento como forma de gerenciar a própria energia consumida traz formas de compensação financeira atrás do medidor. O consumidor tem o poder de escolha de horários mais convenientes para carregar as baterias e consumir energia delas de acordo com seus interesses.

Segundo Neubauer e Pesaran (2011) as estratégias de aplicações com BSV como gerenciamento de energia trariam retorno limitado sobre o investimento, praticamente apenas equiparando o valor investido no tempo de dez anos. Inclusive, no estudo posterior, Neubauer et al. (2012) analisaram as duas estratégias em conjunto, por trabalharem praticamente no mesmo período, carregando as baterias em horários de baixo custo e descarregando ao usuário em horários de alto custo. Eles estimaram que o tempo de retorno sobre o investimento para essa aplicação seria maior que 15 anos, sob 10% de taxa de retorno e 2,5% de intensificação ao ano. O sistema analisado teria 890 kWh e 200 kW de potência operando a 60% de DOD. O custo inicial total do sistema foi avaliado em U\$331.690 mais troca do sistema de baterias a cada cinco anos no valor de U\$126.380. O retorno ao investimento foi baseado nas tarifas cobradas na Califórnia no ano de 2011, gerando receita anual de U\$48.879 (NEUBAUER et al., 2012).

Heyman *et al.* (2014) estimaram os rendimentos para uso de sistema de armazenamento com BSV para *time shifting* em oito cenários diferentes. O sistema aplicaria uma bateria retirada de um Chevrolet Volt de capacidade nominal de 16,5 kWh e ainda com 80% da capacidade. Os rendimentos foram baseados na economia por não usar energia durante horário de ponta, com tarifas baseadas na cidade de Ontario, no Canadá. Eles fizeram cenários com preço real de tarifa, com redução de 50% e de 75% nos preços pago pelo usuário, combinados com redução das

taxas cobradas por fornecimento da distribuidora de 100% e de 50%, além da taxa real. Apesar de registrarem aumento de 7% na energia consumida, os rendimentos ao longo dos dez anos de operação variaram de 293 U\$ no cenário sem nenhum benefício a 9.092 U\$ no cenário com maiores benefícios. Os cenários que retiraram as taxas de fornecimento teriam maiores rendimentos se comparado apenas com a redução de preços da tarifa (HEYMANS et al., 2014).

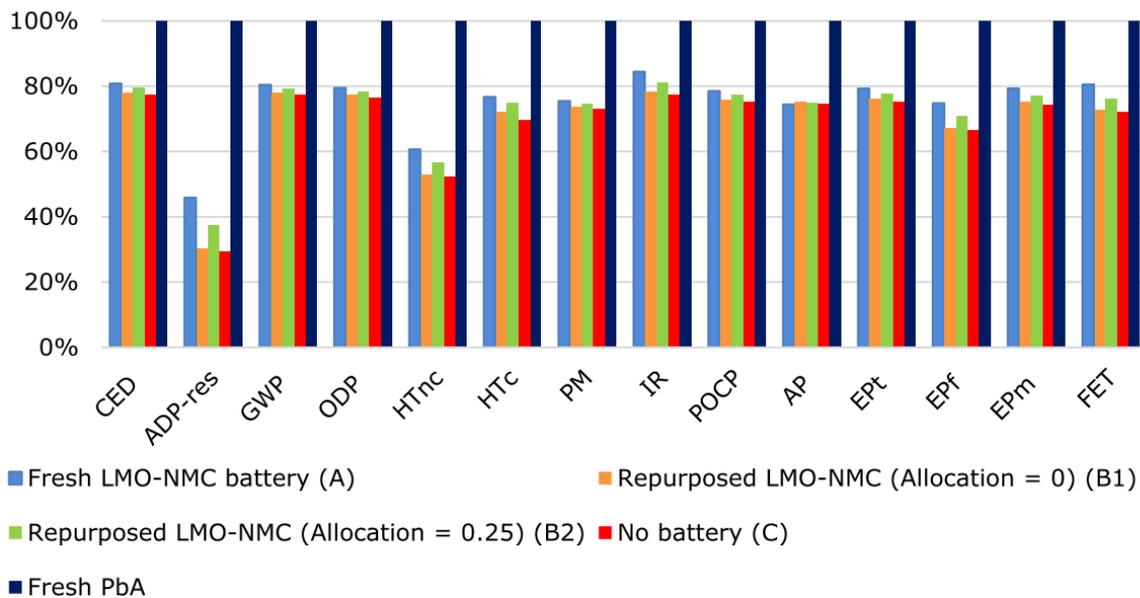
O uso de BSVs no gerenciamento da energia consumida pode reduzir impactos ambientais de duas formas diretas. Uma, como em todas as outras categorias, seria substituindo a fabricação de novas baterias voltadas para esta aplicação. Outra seria selecionando horários de descarga para o usuário evitar de consumir eletricidade de fontes poluentes, e recarregando durante horários de maior geração renovável (FARIA et al., 2014). No estudo de Ciccioni *et al.* (2012) já descrito anteriormente, eles avaliaram que, ao evitar que uma nova LIB de 20 Ah seja fabricada, a aplicação de segundo uso em gerenciamento residencial de energia conectado por *smart grid* reduziria os impactos ambientais em 25,5% (CICCONI et al., 2012). No caso, eles avaliaram os impactos ambientais de acidificação, eutrofização e aquecimento global. O resultado se mostrou favorável, no entanto eles não levaram em consideração as etapas de remodelagem e nem de logística da bateria (CICCONI et al., 2012; MARTINEZ-LASERNA et al., 2018).

Casals *et al.* (2015) avaliaram a emissão de GEE para oito cenários diferentes, dentre os quais dois deles avaliaram o gerenciamento de energia, um com reuso de bateria veicular e outro aplicando bateria de chumbo-ácido. As emissões ocorridas durante a primeira vida veicular foram atribuídas igualmente em todos os cenários. O sistema de armazenamento com BSV foi estimado para durar 12 anos, após já ter operado por 8 anos no VE, e, a fim de comparação, o sistema com bateria de chumbo-ácido deveria operar pelo mesmo período, acarretando em duas renovações de baterias. Os cenários base de comparação seriam uma residência conectada à rede elétrica sem gerenciamento de energia e um sistema isolado abastecido com geração à combustão de diesel. É interessante notar que os sistemas de gerenciamento de energia têm emissões de GEE absolutas muito próximas, cerca de 52 tonCO<sub>2</sub>eq, apesar de demandar mais baterias no caso do chumbo. Ainda foi identificado que, para um mesmo período de tempo analisado, os sistemas com gerenciamento emitiram mais GEE que o caso sem gerenciamento de energia, devido a perdas energéticas no processo de carga e descarga e pela manutenção do perfil de geração da rede elétrica em todos os períodos do dia. Se utilizado o método de comparação entre emissões de GEE por kWh úteis, os sistemas de gerenciamento se mostraram tão

impactantes quanto um sistema abastecido por geração a combustível fóssil, emitindo na ordem de  $1,0 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$  (CASALS et al., 2015)

Dentro dos cenários de Faria et al. (2014) para uso em *peak shaving* e *load leveling*, já descritos, a bateria seria recarregada durante a madrugada e descarregada quando demandada durante o dia. Os impactos ambientais analisados foram em depleção abiótica, acidificação, eutrofização e aquecimento global por uma perspectiva de ciclo de vida. Das três matrizes energéticas descritas no estudo, apenas a de Portugal e França foram avaliadas, visto que na matriz da Polônia não havia variabilidade da geração renovável considerável. Na Polônia, o sistema de armazenamento acarretaria em maiores impactos ambientais devido às perdas pela eficiência considerada no ciclo de carga e descarga (78%). Eles chegaram à conclusão que quanto maior a variação da presença de energias renováveis ao longo do ciclo de carga e descarga, melhor seria a mitigação de danos. Em Portugal, pela matriz energética ser majoritariamente renovável, o consumo de energia a mais devido às perdas aumentaria os impactos ambientais em 1% a 2% no caso de *load leveling* e em 3% para *peak shaving*. Já na França, o sistema mostrou redução em 2% para *peak shaving* e de 4% a 5% para *load leveling* (FARIA et al., 2014).

Bobba et al. (2018a) estudaram as consequências ambientais ao substituir eletricidade de horário de ponta oriunda de geração a gás natural em uma residência com armazenamento de baterias. Eles consideraram um cenário com sistema de armazenamento por baterias de LMO/NMC novas; dois cenários com baterias de LMO/NMC de segunda vida, alocando os impactos ambientais da fabricação e fim da vida útil em 0% e em 25% para a segunda vida; um quarto cenário com eletricidade de geração a partir de gás natural; e o quinto usando baterias de chumbo-ácido novas no sistema de armazenamento. Eles analisaram impactos ambientais anuais em 14 categorias de impacto seguindo a ferramenta de ACV (Figura 22). O sistema com LIBs novas apresentou maiores resultados de impactos ambientais do que os dois cenários de reuso. A substituição da energia gerada por gás natural por critérios ambientais não se mostrou justificável neste estudo, visto que a diferença nos impactos ambientais foi negligenciável no caso de o sistema de gerenciamento ser de baterias de reuso. O uso de baterias de chumbo-ácido para *time shifting* apresentou aumento significativo nos impactos ambientais por eles analisados (BOBBA et al., 2018a).



Cenários: A- com Bateria nova de LMO-NMC; B1- com Bateria LMO-NMC de reuso com alocação de 0% de impactos ambientais da fabricação e descarte; B2- com Bateria LMO-NMC de reuso com alocação de 25% de impactos ambientais da fabricação e descarte; C- Sem *time shifting*; Fresh PbA- com bateria nova de chumbo-ácido

CED: Cumulative Energy Demand; ADP-res: Abiotic Depletion Potential – resources; GWP: Global Warming Potential; ODP: Ozone depletion; HTnc: Human toxicity, non-cancer effects; HTc: Human toxicity, cancer effects; PM: Particulate matter; IR: Ionizing Radiation; POCP: Photochemical ozone formation; AP: Acidification Potential; Ept: Terrestrial eutrophication; EPf: Freshwater eutrophication; EPm: Marine eutrophication; FET: Freshwater ecotoxicity.

Figura 22 – Comparação de impactos ambientais entre os cinco cenários de *time shifting*.  
Fonte: Bobba et al. (2018a)

## VI. Confiabilidade e qualidade da energia (*Power quality and reliability*)

Nesta categoria, sistemas de potência utilizando BSV operam como serviços ancilares, ou seja, regulando a energia fornecida pela rede ao consumidor de energia elétrica para proteger equipamentos sensíveis à variação. Assim sendo, a resposta às variações da rede elétrica deve ser imediata. As variações da rede podem ser na tensão, na frequência, no fator de potência, defasagem da corrente (harmônicos) e até interrupções do serviço. Em sua operação deve entregar potência de alta confiabilidade e não deve trazer adversidades à rede (EYER; COREY, 2010).

Para garantir a confiabilidade, sistemas de armazenamento fornecem energia ao consumidor em caso de falha prolongada da rede de fornecimento, evitando a interrupção de energia ao usuário (CREADY et al., 2003). Este sistema deve atuar imediatamente após uma falha para permitir que o usuário tenha tempo o suficiente para lidar com seus equipamentos ou iniciar um possível sistema de geração local. O tempo de descarga pode variar de algumas horas, se o sistema deve sustentar o consumo do usuário, ou alguns minutos, caso o usuário tenha alguma

outra forma de suprimento de energia de emergência, como geradores a diesel (EYER; COREY, 2010).

Os sistemas nesta categoria de aplicação também podem estar vinculados com sistemas primariamente dentro de gerenciamento de energia, atuando como um benefício a mais (NEUBAUER et al., 2012; NEUBAUER; PESARAN, 2011). Por depender de um sistema de alta capacidade e, em geral, acionamentos não muito frequentes, sistemas para confiabilidade no fornecimento podem estar vinculados com todas as outras categorias voltadas ao consumidor final (EYER; COREY, 2010).

A operação como regulador de frequência requer atenção com a seleção da bateria. Estudo de White, Thompson e Swan (2020) indica que a eficiência do ciclo de operação das BSVs para este caso está relacionada mais com a intensidade de potência aplicada e com a composição da célula da bateria do que com a temperatura de operação e o SOH. Eles testaram a performance de baterias retiradas de cinco modelos de VEs diferentes e com perfis de uso também distintos. LIBs NMC tem melhor desempenho em eficiência energética, reduzindo, assim, a quantidade de energia demandada para estabilizar a carga. Eles encontraram também uma correlação negativa entre a densidade energética das baterias e a eficiência energética. Portanto, quanto maior a densidade energética, menor o rendimento de energia para esta aplicação (WHITE; THOMPSON; SWAN, 2020).

Cready et al (2003) sugerem usar BSVs para manter a segurança de operação de redes de telecomunicação. Estes sistemas já operam com baterias de chumbo-ácido suprindo eventuais falhas na rede elétrica. Eles estimaram um sistema de BSV de NiMH com 5kW de potência instalada que poderia suprir energia por 5 a 10 horas de operação ininterrupta, sendo assim com capacidade de armazenamento de 25 a 50 kWh. Por este sistema ser acionado poucas vezes durante um ano, estima-se que o principal fator de degradação seja o temporal, e não o de uso. Foi recomendado, portanto, que esta possível aplicação seja feita com LIBs, ao invés de chumbo-ácido ou NiMH (CREADY et al., 2003).

A longevidade das baterias em aplicações de confiabilidade de energia se mostra factível. Segundo modelos desenvolvidos por Canals Casals et al. (2016b), um sistema que protegeria contra interrupções da rede poderia durar mais de 24 anos. Eles simularam o decaimento do SOH de um sistema de 10 kWh planejado para suprir energia por, pelo menos, 15 minutos no caso de falha no fornecimento da rede. Foi estimado que este sistema seria acionado a cada 10 dias, descarregando de forma intensa. Caso haja controle da temperatura de operação, o sistema pode operar por 30 anos. Por outro lado, eles destacam que a bateria não seria

completamente aproveitada neste tipo de serviço, pois trabalharia com apenas 785 ciclos durante a segunda vida útil (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA; GONZÁLEZ BENÍTEZ, 2016b).

Foi calculado o custo mínimo de amortização anual para o sistema descrito. Eles levantaram o preço de aquisição da bateria de reuso como  $100 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ , totalizando  $5.000 \text{ €}$  para esta função. O sistema sem controle de temperatura, que duraria 14,5 anos, tem custo de amortização de  $345 \text{ €} \cdot \text{ano}^{-1}$ , enquanto o sistema com controle de temperatura, com vida útil de 17,9 anos, tem custo de amortização de  $279 \text{ €} \cdot \text{ano}^{-1}$  (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA; GONZÁLEZ BENÍTEZ, 2016b). Importante mencionar que nestes cálculos somente o custo da bateria foi levado em consideração e na prática haveriam outros custos para implementação completa do sistema.

Os benefícios financeiros relacionados à qualidade da energia estão vinculados ao valor financeiro em caso de danos causados por variações na frequência ou tensão, principalmente nos setores industriais e comerciais. Por parte dos usuários, estabilizar a rede dentro dos padrões com sistemas de armazenamento evita os possíveis danos a equipamentos sensíveis e pode regular o fator de capacidade, compensando a potência reativa em setores industriais. Pelo ponto de vista da confiabilidade, o benefício está em eliminar ou pelo menos reduzir prejuízos devido à queda de energia. Usuários da rede elétrica no setor de comércio e industrial seriam os mais interessados em reduzir perdas nestes casos, visto que eles seriam os prejudicados por falhas na rede (EYER; COREY, 2010).

Neubauer et al. (2012) previram o uso de armazenamento de energia para garantir a combinação da qualidade e confiabilidade no fornecimento usando BSVs. Eles estudaram os resultados financeiros para um sistema de 200 kW de potência com 100 kWh de capacidade, dedicado a operar em falhas na rede, operando a DOD máximo de 50%. Foi estimado que o sistema funcionaria compensando interrupção, no máximo, 50 vezes ao ano, porém mesmo assim haveria troca de baterias a cada cinco anos. O custo de implementação deste sistema seria de 93.900 U\$ mais o custo da substituição das baterias de 14.200 U\$ a cada cinco anos. A receita anual para essa utilização seria de 27.200 U\$, retornando o investimento em 6,9 anos (NEUBAUER et al., 2012).

Neste mesmo estudo, os autores combinaram a aplicação de qualidade e confiabilidade com gerenciamento de energia. Para o uso combinado, eles estimaram o sistema de armazenamento de BSV ainda com 200 kW de potência com dois cenários. Um armazena 200 kWh permitindo 100% do uso da capacidade para confiabilidade e qualidade com DOD de 25% ou

13% da capacidade para gerenciamento de energia com DOD de 35%. O custo de implementação estria em torno de 124.000 U\$ mais 28.400 U\$ para troca de baterias a cada cinco anos. O retorno no investimento se daria em 7,5 anos, com rendimento anual de 33.607 U\$. O último cenário seria instalado com 400 kWh de capacidade, do qual o gerenciamento de energia utiliza no máximo 36% da capacidade a 47% de DOD ou deixando 100% da capacidade para confiabilidade e qualidade, quando necessário, com DOD máximo de 13%. O custo de implementação estimado para este cenário foi de 184.200 U\$ com troca de baterias a cada cinco anos custando 56.800 U\$. Assim a receita anual seria de 44.592 U\$, retornando o investimento em 10,3 anos. À luz destes resultados, eles confirmam que aplicar BSVs em sistemas de armazenamento residencial teria retorno em menor tempo que sistemas que usam baterias de chumbo-ácido (NEUBAUER et al., 2012).

## VII. Integração de geração renovável distribuída (*Distributed renewable integration*)

Este é um dos tipos de integração de BSV com mais estudos acadêmicos disponíveis (CUSENZA et al., 2019b). Aqui os sistemas de bateria, de alguma forma, interagem com geração distribuída atrás do medidor, ou seja, voltados para consumo próprio e/ou fornecer a energia excedente para a rede elétrica. O sistema de geração renovável, por ser intermitente, depende de algum outro sistema para regular a eletricidade para a tensão e frequência padrão do usuário. Em sistemas conectados à rede de distribuição, esta seria a principal responsável por estabilizar a geração renovável e manter os padrões exigidos. O papel do sistema de armazenamento seria reter a energia excedente durante os períodos de geração e, posteriormente, fornecer ao usuário, diminuindo a dependência do suprimento da rede (EYER; COREY, 2010).

Estes sistemas também estão diretamente ligados às aplicações de gerenciamento de energia, porém neste caso a geração local é incumbida de recarregar o sistema de armazenamento ao invés da rede elétrica. Contudo nada impede o usuário de utilizar sistemas de potência para estabilizar e padronizar energia gerada localmente, mantendo potência constante para seu consumo. Em um olhar geral, o uso em capacidade ligada à rede evita ultrapassar o limite técnico de equipamentos de integração entre gerador e rede, como inversores<sup>2</sup> por exemplo (EYER; COREY, 2010). Alguns agentes de distribuição limitam a quantidade de energia que

---

<sup>2</sup> Equipamentos que transformam a energia solar gerada como corrente contínua para corrente alternada sincronizada com a rede elétrica de suprimento.

pode ser injetada por um sistema FV, casos nos quais armazenar parte da energia excedente pode ser um atrativo (BOBBA et al., 2018a)

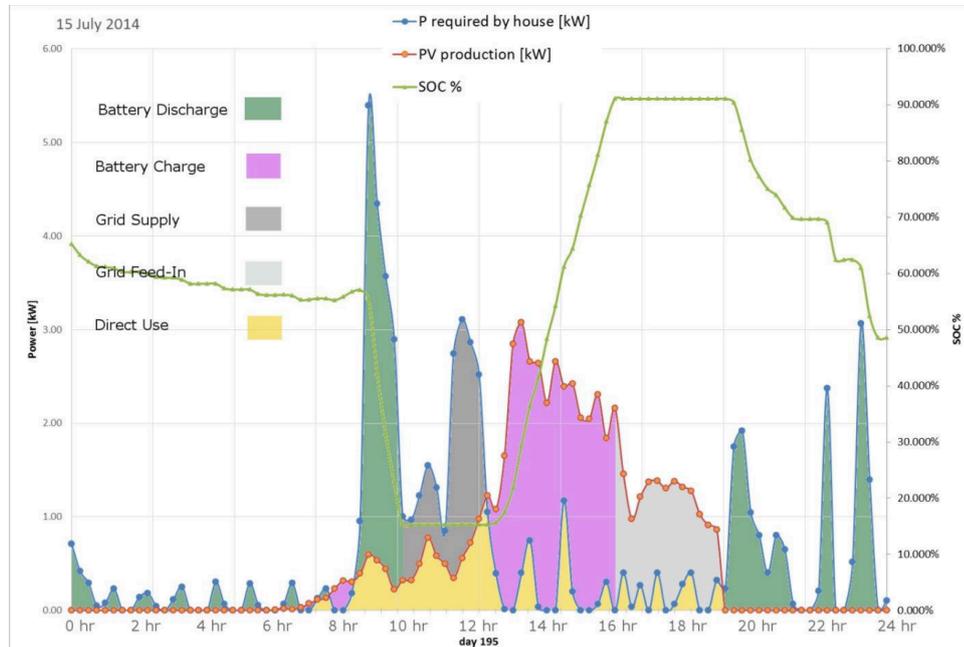
Alguns autores já estudam a eficácia de otimizar a geração FV distribuída com BSVs. Uma das abordagens é tentar diminuir o investimento inicial com o sistema FV para implementar sistemas de baterias e prolongar a injeção de energia na rede ou utilizar independentemente da conexão com a rede (KOOTSTRA; TONG; PARK, 2015; TONG et al., 2013). Por mais que os sistemas de geração FV não sejam exclusivos para uso de BSVs, a aplicação destas tende a reduzir o investimento inicial se comparado com o uso de baterias novas (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018). Análises indicam que a combinação de geração FV e baterias também pode contribuir com a economia dos grandes consumidores que aderiram ao sistema de geração distribuída, sendo autossustentado durante os períodos de maior demanda energética (REID; JULVE, 2016). Desta forma evita-se consumir energia da rede elétrica nos períodos em que a tarifa de cobrança da energia é mais alta, no sistema de *time shifting* (SAEZ-DE-IBARRA et al., 2015, 2016).

Outro benefício da combinação FV e BSV seria a suavização da injeção de energia na rede por geração FV. A fim de atingir uma variação de geração máxima de 10% por minuto, sistemas de BSV regulam a energia liberada durante os ciclos diários crescente e decrescente da geração fotovoltaica, além de evitar quedas repentinas por sombreamento (SAEZ-DE-IBARRA et al., 2016). Dependendo da relação de custo, uma estratégia a ser tomada seria diminuir o tamanho do sistema FV em favor do aumento da capacidade de armazenamento das BSVs (KOOTSTRA; TONG; PARK, 2015; TONG et al., 2013).

Um exemplo de utilização combinado com geração renovável distribuída é representado na Figura 23, a qual mostra o fluxo de energia em um sistema residencial com geração FV e armazenamento de BSV integrado, pesquisada por BOBBA et al. (2018a). Cada área preenchida representa o fluxo de energia diferenciando por cores. (BOBBA et al., 2018a). Neste dia, a energia gerada durante o pico foi capaz de sustentar o consumo residencial, carregar a bateria completamente e ainda injetar na rede a energia excedente gerada. É possível ver que a energia consumida pela rede representa uma parcela bem menor do que a energia consumida através da própria geração graças ao armazenamento.

Martinez-Laserna et al. (2016) avaliaram a degradação das BSVs em sistemas integrados de geração e armazenamento residencial. Durante o estudo, uma célula retirada do módulo de bateria veicular foi submetida a uma simulação de operação em uma residência com geração FV e armazenamento com BSV. A simulação aplicou ciclos de trabalho durante seis meses que

seriam equivalentes a 4 anos de operação. Neste período avaliado, a degradação do SOH da célula se mostrou estável, enquanto a resistência interna aumentou linearmente até atingir 175% no quinto mês, no entanto não inviabilizou a continuidade da operação (MARTINEZ-LASERNA et al., 2016).



A energia consumida da rede é representada pela região preenchida em cinza escuro, a energia consumida diretamente da geração FV está em amarelo, a energia usada para recarregar as baterias pela geração FV está em rosa, a energia consumida da bateria pela residência é representada em verde, e, finalmente, a energia gerada excedente que é fornecida para a rede está em cinza claro. A linha azul marca a potência exigida pela residência, a linha laranja indica a potência gerada pelo sistema FV, ambos com a escala representada no eixo vertical esquerdo. A linha verde indica o SOC da bateria com escala relativa ao eixo vertical direito

Figura 23 – Fluxo de energia para um dia de sistema residencial de geração fotovoltaica acoplada com armazenamento.

Fonte: Bobba et al. (2018a)

No estudo de Canals Casals et al (2019), já apresentado nas categorias III e IV desta seção, eles avaliaram o desempenho de um sistema de geração FV com armazenamento para aumentar o consumo da própria energia gerada. Em comparação com a aplicação apresentada no item IV, este cenário não atua na regulação da rede, podendo ter um sistema de armazenamento menor. Portanto foi estimado um sistema com 6 kWh de capacidade. A vida útil técnica, considerada até atingir 60% da capacidade nominal, se prolongaria por mais 5,9 anos de uso ininterrupto. O sistema poderia operar até SOH de 40%, cenário no qual a bateria continua sua operação enquanto a capacidade residual fosse suficiente para sustentar a demanda diária com um ciclo de profundidade de descarga máxima (85% DOD). Assim o sistema poderia operar

por mais 11,6 anos após sair do veículo (Figura 24) (CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019).

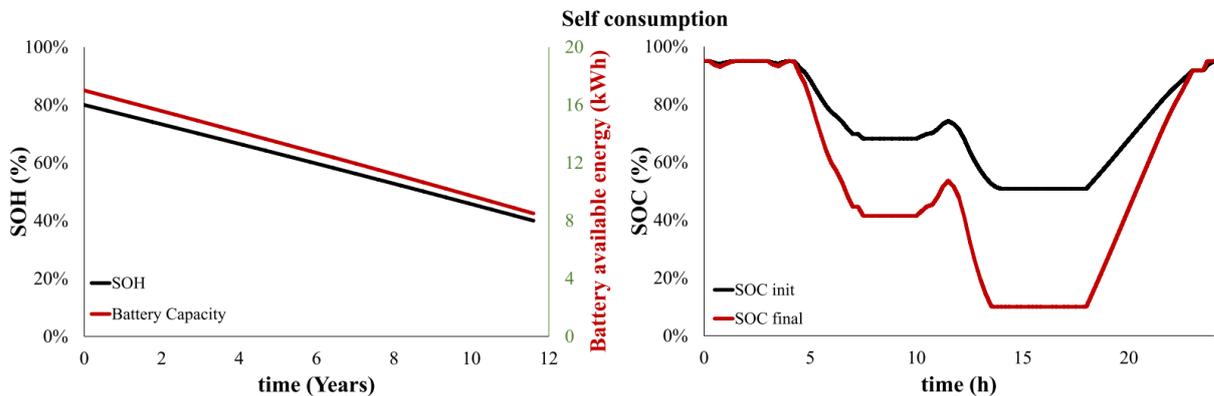


Figura 24 – Simulação de operação de BSV como consumo próprio vinculado a geração fotovoltaica distribuída - evolução do estado da bateria (SOH) e capacidade residual (*Battery Capacity*) à esquerda e do estado de carga (SOC) para um dia à direita

Fonte: Casals, Amante García & Canal (2019)

Um modelo criado por Saez-Ibarra et al. (2015) consegue otimizar os benefícios econômicos do projeto de instalação de geração fotovoltaica conectada à rede, combinada com um sistema de armazenamento de BSV. O modelo leva em consideração tanto o estado de degradação inicial das BSVs, quanto o processo de deterioração pelos ciclos de uso. O objetivo traçado foi maximizar os rendimentos econômicos do uso de energia elétrica do usuário, podendo traçar os melhores períodos para usar energia no consumo próprio ou para distribuir na rede. A simulação conseguiu extrair o número ótimo de placas fotovoltaicas, a potência do sistema de armazenamento com BSV, assim como reduzir o custo total do sistema. Também foi possível encontrar o ponto mais rentável entre investimento no sistema e redução no gasto com energia elétrica. O sistema se mostrou lucrativo para um perfil de consumo de uma residência e tarifas baseadas no sistema elétrico da Espanha (SAEZ-DE-IBARRA et al., 2015).

Por outro lado, O estudo de Neubauer e Pesaram (2011) identificou a união de geração renovável e armazenamento para *time shifting* como o terceiro pior retorno financeiro em dez anos. Isso se deve ao fator do custo inicial incluir também o custo de instalação de painéis FVs (NEUBAUER; PESARAN, 2011). Este resultado deve ser reavaliado com valores de geração solar e custos de BSVs mais atuais, tendo em vista a queda de preços dos equipamentos de geração (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018).

Essa combinação da geração FV com armazenamento pode trazer benefícios indiretos, como diminuir o investimento do sistema de distribuição por não trabalhar com picos de geração durante o dia (REID; JULVE, 2016). Simulações indicam que armazenar energia gerada

durante o dia em BSV possibilita uma redução de 70% na carga entregue à rede durante o período de pico de geração, geralmente próximo das 12h do verão. Neste caso, a energia entregue à rede durante o pico deveria ser 5% da gerada e o resto armazenado nas baterias (KOOTSTRA; TONG; PARK, 2015). Assim, o uso de armazenamento de energia por parte do gerador distribuído pode trazer interesses financeiros aos agentes de T&D por reduzir investimento em estrutura da rede (KOOTSTRA; TONG; PARK, 2015).

Este estudo desenvolveu duas modelagens matemáticas que simulam residências com diferentes potências de geração FV e armazenamento de energia em baterias. Um dos modelos investigou a resposta do sistema em dimensões temporais curtas, na ordem de 1 segundo, baseado em dados de geração fotovoltaica de uma residência em Davis, na Califórnia. O outro avaliou o desempenho do sistema ao longo de um ano, baseado em dados de intensidade de radiação solar, temperatura e demanda energética a cada hora (KOOTSTRA; TONG; PARK, 2015).

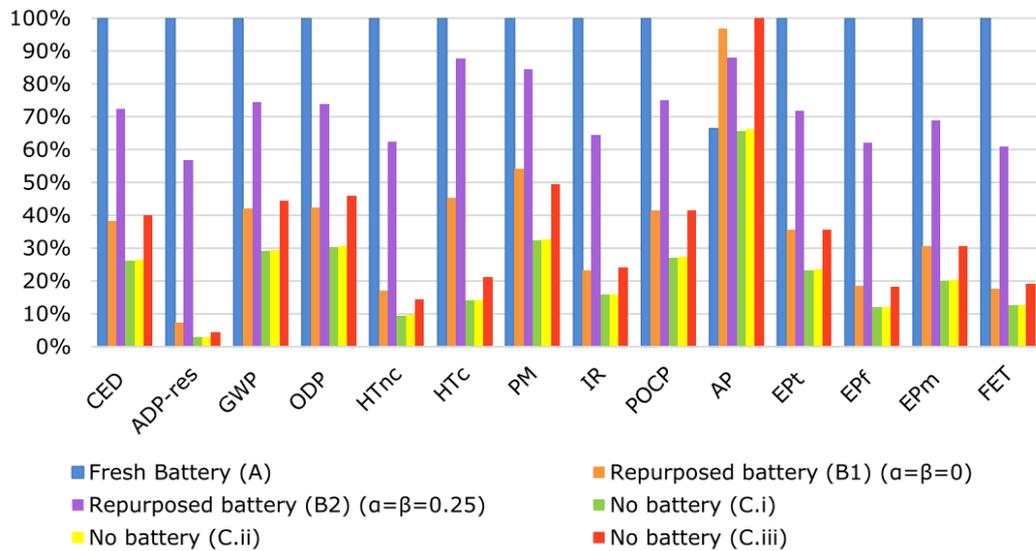
A combinação de geração renovável e armazenamento de energia pode prolongar o acesso do usuário à energia gerada localmente. Os interesses econômicos desta união estariam em consumir ainda menos energia da rede ou até, onde é possível, vender mais energia à distribuidora. Em geral as vantagens estão relacionadas aos benefícios financeiros de gerenciamento da energia (CREADY et al., 2003).

Gur et al. (2018) tomaram a relevância do investimento inicial sobre o retorno financeiro e realizaram simulações com duas abordagens diferentes: (i) uma residência que instalaria juntos a geração FV de 5 kW e o sistema de armazenamento de 5 kW/5 kWh com BSV e (ii) uma residência que já possuía geração FV de 5 kW e instalaria somente o sistema de armazenamento de 5 kW/5 kWh com BSV. Concomitantemente, eles avaliaram a influência dos preços de aquisição das baterias, sendo 450 €/kWh<sup>-1</sup> o cenário atual e 120 €/kWh<sup>-1</sup> como cenário futuro. Os resultados foram publicados em VPL, levando em consideração as faixas de preço de compra e venda da energia, no caso entre zero e 0,50 €, para estimar o retorno sobre o investimento em 10 e 15 anos sob 1% de taxa de retorno anual. No cenário (i), o investimento traria retorno real apenas com valores altos de compra e venda de energia. Em casos reais, seria financeiramente viável apenas na Alemanha e na França com o menor preço de aquisição da bateria. Para o cenário (ii) o sistema de armazenamento agregaria interesses financeiros na Itália e na Espanha com os valores mais altos de aquisição de BSV, enquanto com o menor preço seria financeiramente justificável com tarifas da Alemanha e Suécia, além dos dois países já mencionados. Eles também estimaram o retorno financeiro para uma situação comercial ou industrial, onde o sistema FV teria 125 kW e o sistema de armazenamento com BSV teria 125 kW/125 kWh. Em

nenhum caso real o sistema comercial retornaria o investimento, levantando, então, a importância de subsídios para a disseminação desta aplicação (GUR et al., 2018).

No mesmo estudo de Casal et al. (2015), apresentado na categoria V, também foi avaliado o impacto nas emissões em dois cenários com geração FV distribuída, sendo um deles sem armazenamento e o outro com armazenamento em BSV. Ambos sistemas possuem pouca emissão de GEE, sendo muito inferior que as emissões durante a primeira vida e ainda inferiores às emissões no cenário base conectado à rede. Ao levar em consideração a energia útil, o cenário com geração FV sem armazenamento emitiu cerca de  $0,4 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$ . O cenário com BSV atingiu a mesma taxa de emissões (aproximadamente  $0,7 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$ ) que o cenário base, conectado à rede (CASALS et al., 2015).

Bobba et al (2018a, 2018b) avaliaram os resultados ambientais ao utilizar BSVs para aumentar o autoconsumo da energia gerada localmente. Eles também levantam a característica de que, se o agente de distribuição limita a entrada de energia na rede, parte da energia gerada pode ser simplesmente perdida. Assim, compararam três cenários com armazenamento e três cenários sem armazenamento para uma residência, a qual consumia 5,15 MWh por ano, em Amsterdã. Com armazenamento de energia, eles modelaram para (A) uso de bateria de LMO/NMC nova, (B) BSV de LMO/NMC. Nos cenários sem armazenamento (C), eles consideram que (C.i) o sistema não limita a potência de geração ou limita a potência para (C.ii) 70% e (C.iii) 50% na relação  $\text{kW}.\text{kWp}^{-1}$ . O sistema de armazenamento com baterias novas de lítio tem duração considerada de 7,4 anos enquanto o sistema no segundo uso tem vida útil de 3,6 anos. Como já concluído no estudo de gerenciamento de energia da mesma publicação, o uso de baterias de chumbo-ácido para armazenamento tem o potencial de promover mais danos ambientais que suas concorrentes de lítio. Excluindo as baterias de chumbo-ácido, eles também chegaram aos resultados de que os sistemas com bateria de lítio, independentemente se novas ou de reuso, têm maiores impactos ambientais em treze das quatorze categorias de impactos analisadas, mesmo não considerando as etapas de fabricação e descarte da bateria no caso de BSVs (Figura 25). Também concluíram que a matriz elétrica influencia nos resultados, como se expõem no item seguinte sobre sistemas *off-grid*. (BOBBA et al., 2018a, 2018b).



A- com Bateria nova de LMO/NMC; B1- com Bateria LMO/NMC de reuso com alocação de 0% de impactos ambientais da fabricação e descarte; B2- com Bateria LMO/NMC de reuso com alocação de 25% de impactos ambientais da fabricação e descarte; C.i- Sem limite para injeção de energia na rede; C.ii- injeção de energia na rede máxima de 70% da relação kW.kWp<sup>-1</sup>; C.iii- injeção de energia na rede máxima de 50% da relação kW.kWp<sup>-1</sup>;

CED: Cumulative Energy Demand; ADP-res: Abiotic Depletion Potential – resources; GWP: Global Warming Potential; ODP: Ozone depletion; HTnc: Human toxicity, non-cancer effects; HTC: Human toxicity, cancer effects; PM: Particulate matter; IR: Ionizing Radiation; POCP: Photochemical ozone formation; AP: Acidification Potential; Ept: Terrestrial eutrophication; EPf: Freshwater eutrophication; EPm: Marine eutrophication; FET: Freshwater ecotoxicity.

Figura 25 – Comparação de impactos ambientais entre seis cenários de geração distribuída.

Fonte: Bobba et al. (2018a)

### VIII. Geração distribuída *off-grid* (*Off-grid distributed generation*)

Sistemas de geração FV e eólica não conectados à rede, *off-grid*, precisam de uma forma de regular a energia para consumo, casos onde o uso de baterias é inevitável. Os sistemas de geração distribuída e armazenamento *off-grid* não conseguem trazer, diretamente, indicadores financeiros positivos para o usuário, pois não seria possível reverter o investimento com o comércio de energia. Por outro lado, os ganhos do uso *off-grid* estão agregados em, primeiramente, acesso à energia em locais fora da rede, segurança, conforto e oportunidade de desenvolver um empreendimento sem depender da rede elétrica (AMBROSE et al., 2014).

Um modo de estabelecer comparações financeiras seria entre métodos de armazenamento, por exemplo tecnologias de baterias; e de geração, gerador à combustão contra renovável, e suas possíveis combinações. Assim, seria possível encontrar o sistema com maior compatibilidade técnica e financeira.

Canals Casals et al. (2016b) estimaram a longevidade de operação de um sistema com 50 kWh de BSV para suprir a demanda de 10 kWh diário de uma residência enquanto não

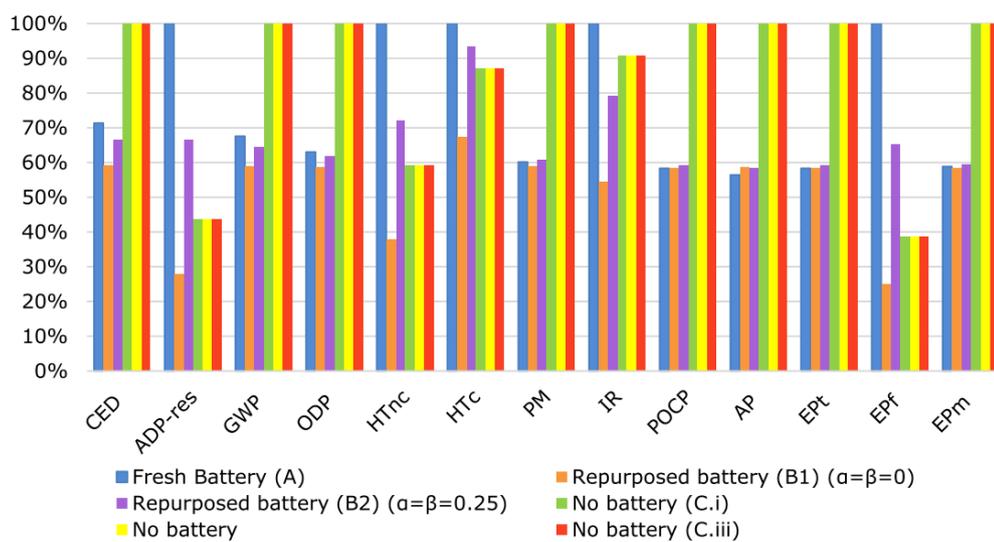
estivesse gerando a própria energia. O sistema foi superdimensionado para garantir segurança energética por mais de um dia caso não houvesse geração. Neste caso o ciclo de carga e descarga planejado seria de 30% de DOD diário. As simulações indicam que sob controle de temperatura a 25°C o sistema permaneceria operante (acima de 60% de SOH) por 14,5 anos. Caso haja variação de temperatura, e no caso do estudo dois terços do ano a temperatura seria abaixo de 25°C, a vida útil nesta aplicação seria de 17,9 anos (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA; GONZÁLEZ BENÍTEZ, 2016b).

Ambrose et al. (2014) estudou a aplicabilidade de BSVs para armazenar energia de geração FV (ou eventualmente mini eólica) abastecendo comunidades isoladas em forma de micro ou mini rede (*micro* ou *mini-grids*). Eles elegeram dois cenários para instalação do sistema, um sistema *básico* e outro *produtivo*. No sistema *básico*, as residências estariam interconectadas numa rede local, assumindo que cada família consumiria 321 kWh de energia elétrica por ano para serviços básicos, como iluminação, pequenos eletrodomésticos e recarga de aparelhos móveis. O armazenamento necessário estimado seria de 879 Wh, assumindo um ciclo de recarga e descarga por dia. O cenário *produtivo* previu um sistema maior, com o qual as famílias poderiam sustentar processamentos agrícolas, pequenos empreendimentos ou serviços que agregassem valor à comunidade. Neste segundo cenário, tais atividades consumiriam cerca de 2500 kWh por residência por ano, totalizando em 6.849 Wh de armazenamento para o ciclo diário. Ao assumir que o sistema de geração FV teria vida útil de 25 anos, eles projetam que, para cada um dos cenários, seriam necessárias três trocas do conjunto de BSVs para sustentar por toda a vida útil (AMBROSE et al., 2014).

O mercado de energia *off-grid* se mostra bastante promissor para aplicação de BSVs. Segundo estudo de Ambrose et al. (2014), as BSVs seriam capazes de implementar 548 GWh de armazenamento. No cenário *básico* as BSVs poderiam atender 156 milhões de famílias até 2028. Já no cenário *produtivo*, poderia suportar entre 17 a 20 milhões de micro redes baseadas em geração local e armazenamento em BSV (AMBROSE et al., 2014). No entanto, segundo levantamento de Martinez-Laserna, o estudo de Ambrose et al. superestimou as projeções de venda de VEs (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018).

Baseado nos resultados ambientais expostos nas categorias V e VII, a substituição de baterias de chumbo-ácido para esta aplicação traz benefícios dentro dos cenários e impactos ambientais avaliados. Além do mais, a possibilidade de evitar (ou reduzir) o uso de geradores à combustão traz, inicialmente, a redução de emissões de GEE.

No relatório de Bobba et al. (2018a) descrito no item anterior, eles também investigaram a influência da matriz elétrica no resultado ambiental do sistema de geração FV combinado com armazenamento de energia com LIBs, novas ou de reuso. Para este caso, avaliaram uma residência com o mesmo consumo médio anual de 5,15 MWh isolada da rede. Nos cenários descritos, a energia que anteriormente era consumida da rede passou a ser fornecida por um gerador a diesel de 18,5 kW de potência. Quando não há sistema de armazenamento, a energia gerada pelo sistema FV excedente é simplesmente perdida. Ao contrário do identificado nos sistemas conectados à rede, o sistema isolado com armazenamento de energia baseado em BSVs é menos prejudicial ao meio ambiente em oito das categorias avaliadas (CED, GWP, ODP, PM, POCP, AP, EPt, e EPm) se comparado com seu concorrente sem armazenamento, naturalmente associado à forma de geração de eletricidade (Figura 26) (BOBBA et al., 2018a, 2018b).



Cenários: A- com Bateria nova de LMO/NMC; B1- com Bateria LMO/NMC de reuso com alocação de 0% de impactos ambientais da fabricação e descarte; B2- com Bateria LMO/NMC de reuso com alocação de 25% de impactos ambientais da fabricação e descarte; C.i- Sem limite para injeção de energia na rede; C.ii- injeção de energia na rede máxima de 70% da relação kW.kWp<sup>-1</sup>; C.iii- injeção de energia na rede máxima de 50% da relação kW.kWp<sup>-1</sup>;

CED: Cumulative Energy Demand; ADP-res: Abiotic Depletion Potential – resources; GWP: Global Warming Potential; ODP: Ozone depletion; HTnc: Human toxicity, non-cancer effects; HTC: Human toxicity, cancer effects; PM: Particulate matter; IR: Ionizing Radiation; POCP: Photochemical ozone formation; AP: Acidification Potential; EPt: Terrestrial eutrophication; EPf: Freshwater eutrophication; EPm: Marine eutrophication; FET: Freshwater ecotoxicity.

Figura 26 – Comparação de impactos ambientais para sistemas isolados abastecidos por geração FV com armazenamento e por gerador à combustão de diesel.

Fonte: Bobba et al. (2018a)

### **IX. Abastecimento *off-grid* (*Off-grid supply*)**

Neste item se incluem aplicações de BSVs para suprir e viabilizar autonomia suficiente para empreendimentos temporários e/ou empreendimentos e equipamentos que não têm acesso à rede integrada de distribuição (AMBROSE et al., 2014; HEYMANS et al., 2014). Estudos propõem a migração de toda a infraestrutura energética de torres de telecomunicações, obras remotas e outras infraestruturas descentralizadas, que funcionam com a geração elétrica a partir da combustão do diesel para serem mantidas em funcionamento contínuo no sistema de geração FV com armazenamento por BSV (REID; JULVE, 2016).

Tong et al. (2013) simularam o uso de BSV em um sistema para recarga de VEs abastecido somente por energia FV. Eles montaram um pequeno sistema usando 135 células de LFP com, no mínimo, 32 Ah (80% de capacidade residual) combinadas de acordo com a capacidade residual, totalizando 13,9 kWh a 48 V. O sistema de armazenamento é recarregado por painéis FV somando 1,44 kWp. Este protótipo forneceu dados para alimentar uma simulação de uso prolongado a partir de um modelo, também desenvolvido por Tong et al. (2013), baseado em entradas de capacidade das baterias, ciclos de uso (quantidade de VEs no local) e dados meteorológicos da região. O local de aplicação escolhido foi Sacramento, na Califórnia, mas também foi comparado com dados de outras cidades dos EUA. No cenário de Sacramento, o sistema de recarga de VEs supriria cerca de 2952 kWh por ano, com as baterias prolongando sua vida útil por mais 5,5 anos (TONG et al., 2013).

Nesta categoria está uma forma de empreendimento que pode ter uma abordagem direta de retorno ao investimento. Sistemas de armazenamento fixos ou móveis seriam oferecidos como forma de abastecimento energético remoto, como hoje funcionam os geradores descentralizados à combustão (CREADY et al., 2003). O modelo de negócios pode se basear na venda de energia por consumo, como no caso de carregadores veiculares em locais remotos; ou por aluguel do sistema de abastecimento, direcionado a suporte energético na construção civil ou a torres de telecomunicação em situações fora da rede de energia (CREADY et al., 2003; TONG et al., 2013). Para melhor logística, o sistema de armazenamento pode estar acoplado à geração distribuída, porém não seria impossível o transporte das baterias para recarregar na rede baseado num modelo de troca das baterias descarregadas por baterias carregadas para o cliente (EYER; COREY, 2010).

O estudo de Tong et al. (2013) confirma que as BSVs podem reduzir o custo da energia entregue ao consumidor entre 15% até 50%, dependendo do custo de aquisição das BSVs, quando comparado com LIBs novas.

Como levantado, há diversas funções para armazenamento de energia com BSVs e elas podem se complementar abrangendo mais de uma categoria de aplicação. A Tabela 5 traz um resumo de informações coletadas com uma percepção sobre a longevidade e perfil econômico das categorias aqui apresentadas. Um resumo do perfil ambiental das categorias se mostraria muito superficial, visto que, por um lado não há levantamentos ambientais de todas as categorias, e por outro o ciclo de vida da segunda vida varia consideravelmente com a região e projeto técnico.

Tabela 5 – Levantamentos sobre durabilidade e mercado de aplicações de BSV

<b>Categoria</b>	<b>Escala</b>	<b>Longevidade</b>	<b>Econômico</b>
I. Suprimento de energia	MW a GW / MWh a GWh	Até 10 anos	Bom mercado, mas retorno limitado
II. Integração com geração renovável	MW a GW / MWh a GWh	Até 10 anos	Retorno variável, mercado em expansão
III. Postergação de investimento em T&D	Dezenas de kW a MW / kWh a MWh	T&D: Até 11 anos Carregador: 15 anos	Bom retorno, mas mercado em T&D limitado
IV. Regulação da rede	Dezenas de kW a MW / kWh a MWh	Até 4 anos	Serviço necessita de regulamentação
V. Gerenciamento de Energia	Até centenas de kW / kWh	Até 6 anos	Retorno limitado, mercado ainda a ser explorado
VI. Confiabilidade e Qualidade da Energia	Até centenas de kW / kWh	De 3,3 até 24 anos	Retorno com segurança e qualidade da energia, mercado em expansão
VII. Integração com geração renovável distribuída	Até centenas de kW / kWh	Até 6 anos	Investimento alto, retorno variável.
VIII. Geração renovável isolada	De kW até MW / kWh a MWh	Até 14,5 anos	Retorno com acesso à energia e modernização da região
IX. Abastecimento <i>off-grid</i>	Até centenas de kW / kWh	Até 6 anos	Mercado pleno com retorno variável

Fonte: Elaboração própria

## 2.5 Oportunidades para armazenamento de energia no Brasil

Explorar o reuso de baterias veiculares como forma de negócio está vinculado ao avanço de tecnologias de armazenamento no setor elétrico e no mercado consumidor (REINHARDT

et al., 2020). Em 2016, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) lançou a Chamada de Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico nº 021/2016, contemplando financiamento a projetos de armazenamento de energia de toda natureza não necessariamente aplicando baterias, nem BSVs. Foram aprovados 23 projetos e 21 deles já estavam na fase de execução em 2019. De certa forma, todas as categorias aqui avaliadas foram contempladas dentro dos projetos. Dez dos projetos envolvem armazenar energia conectada à rede de T&D, cinco deles integram geração renovável e armazenamento e outros cinco envolvem redes em sistemas isolados. Dos cinco projetos que desenvolvem geração distribuída, apenas um é voltado para geração isolada (ANEEL, 2019). O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 também traz análises do uso de armazenamento de energia, o que mostra um possível futuro interesse nos serviços de armazenamento (MME/EPE, 2021).

A prosperidade de sistemas e armazenamento de energia também depende de regulamentação e padronização. Normas técnicas regulam apenas armazenadores em sistemas estacionários que usam baterias de chumbo-ácido ou NiCd pela Portaria nº 004 do INMETRO (INMETRO, 2011) e LIBs de até 48 V (ABNT NBR 16145, 2013). Desta forma, apenas o produto de armazenamento, no caso a bateria em si, possui regulação, e não o serviço de armazenamento. Ainda não há normas para sistemas em alta tensão ou sistemas completos, como geração e armazenamento, muito menos normas para reaproveitamento das baterias. Mesmo assim o mercado brasileiro apresenta oportunidades para aplicação de baterias em sistemas de armazenamento.

Os levantamentos aqui analisados foram baseados em dados anteriores ao ano de 2020. O cenário de pandemia deste ano pode inviabilizar grande parte das estimativas de crescimento energético ou projeções de crescimento dos sistemas de T&D. Já foi verificado que os efeitos da pandemia contribuíram para reduzir a demanda energética nos três primeiros meses de 2020, contrariando a expectativa de crescimento para o ano. Era esperado que a demanda de consumo elétrico aumentasse 1,7% para os dois primeiros meses de 2020, no entanto foi verificada a queda de 1,3% na demanda elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN)<sup>3</sup> para os meses iniciais (EPE; ONS; CCEE, 2020). Ademais, não é possível manter previsões do resultado da pandemia de COVID-19 sobre a economia brasileira. Assim sendo, nesta dissertação estimou-se a aplicabilidade de sistemas de armazenamento com BSVs baseados em oportunidades apresentadas até o final do ano de 2019.

---

<sup>3</sup> SIN é uma malha de transmissão que interconecta grande parte do sistema elétrico brasileiro desde a geração até o consumidor de energia. Essa interligação permite a transferência de energia entre subsistemas. O único estado brasileiro que não está conectado ao SIN é Roraima (RR).

Entre janeiro e dezembro de 2019, o Brasil registrou 89 interrupções de carga acima de 100 MW e por duração superior a 10 minutos, o que contabiliza 17 GW de potência interrompida por parte dos geradores ao longo do ano. A média de tempo sem energia por interrupção foi de aproximadamente 14 horas no Brasil. Porém esse tempo aumenta em regiões de difícil acesso, como os estados da Amazônia legal e do Centro-oeste, chegando à média de 69 horas sem energia por interrupção em Rondônia (ANEEL, 2020a).

Ainda que os números tenham melhorado em relação a 2018, um planejamento de segurança energética com sistemas de armazenamento poderia mitigar grande parte dessas ocorrências. Os sistemas isolados representam 40% do número total de casos de interrupção em 2019. Eles deixaram de operar 4,9 GW de potência devido às interrupções de carga ao longo do ano. A maior interrupção dentro do SIN registrada em um mês foi no sistema do Sudeste/Centro-Oeste, com 1.891MW em novembro de 2019, e nos sistemas de redes isoladas<sup>4</sup> como um todo com 1.241MW em maio de 2019 (MME, 2019).

Um caso extremo e preocupante aconteceu no estado do Amapá (AP). No dia 3 de novembro de 2020, o estado sofreu um apagão geral, deixando 90% da sua população sem energia elétrica. O incêndio em um transformador da subestação (SE) de Macapá interrompeu o fornecimento de energia deixando a população à beira de um colapso urbano. Nesta situação, alimentos e bebidas ficaram sem armazenamento adequado e estragaram, o abastecimento hídrico também foi interrompido, redes de comunicação não funcionavam, os estoques de produtos, como os combustíveis, se esvaziavam rapidamente, além de ter que enfrentar crise sanitária causada pela pandemia do vírus SARS-COV-2. Por mais que a região estivesse integrada ao SIN, a falha na SE cortou a conexão do estado com o sistema de distribuição de energia e deixou 13 das 16 cidades no escuro. As cidades que tinham acesso à energia elétrica eram providas pela rede em sistema isolado do Oiapoque. Para contornar a situação, a empresa responsável pela distribuição conseguiu recuperar parte da SE e fez um sistema de rodízio de distribuição entre os bairros de Macapá a cada seis horas (FRABETTI, 2020).

Os sistemas de armazenamento com BSVs podem estar conectados à rede, junto aos agentes de geração ou de T&D, para garantir suprimento de potência caso haja algum acidente. À luz da constatação de que, do ponto de vista financeiro, sistemas menores têm menores riscos ao investimento dentro de mercados com grande potencial (AHMADI et al., 2014b; NEUBAUER et al., 2012), a estratégia sugerida não seria aplicar um sistema de armazenamento

---

<sup>4</sup> No Brasil, os sistemas isolados são redes de energia elétrica individuais que não estão conectados ao SIN. Estas redes suportam desde pequenas comunidades, até regiões que abarcam diversas cidades.

da ordem de GW de potência, mas sim diversos sistemas que suportem de dezenas a centenas de MW. Assim é possível distribuir o investimento entre os agentes de geração e os agentes de T&D, agindo localmente. Dessa forma, seria possível abranger as categorias de aplicação I, II, III e IV dentre possíveis soluções para mitigar efeitos de sobrecarga nos equipamentos e da descontinuidade energética.

Como mencionado, os sistemas isolados se mostram mais vulneráveis a interrupções do abastecimento. Eles representavam apenas 0,7% da potência total instalada no Brasil, atendendo mais de 3 milhões de brasileiros até o final de 2018. Dentre os 270 sistemas de geração em redes isoladas registrados, 97% deles operavam com geradores a combustão de diesel, quatro dos sistemas contavam com geradores a combustão de gás natural e uma rede de sistema isolado tem termelétrica à biomassa. Além destes, existe apenas uma rede isolada sustentada por uma pequena central hidrelétrica (PCH) de 10 MW, em Roraima, e um outra rede isolada conta com 3,6 MW alimentado por geração fotovoltaica, no Amapá. Em 2018 já havia necessidade de expansão de aproximadamente 390 MW para as redes em sistemas isolados, a ser realizada entre 2019 e 2023 (EPE, 2019b).

Existe um grande potencial para diminuir emissões de CO<sub>2</sub> pelo suprimento energético dos sistemas isolados. As redes em sistemas isolados contam com intensidade de emissões de 0,674 tCO<sub>2</sub>eq.MWh<sup>-1</sup>, 7,4 vezes acima da intensidade de emissões do SIN (EPE, 2019b). O uso de termelétricas se justifica por garantir o suprimento aos sistemas, no entanto o custo de geração de energia para esses locais se torna muito alto, necessitando, assim, de subsídios (CCEE, 2017; EPE, 2019b). As BSVs podem atender aos sistemas isolados como suporte para a rede, estabilizando a geração e agindo em caso de falhas ou interrupção do fornecimento dos geradores, podendo melhorar os indicadores de confiabilidade energética, atuando nas categorias I e IV. Para substituir as atuais termelétricas, os sistemas de armazenamento com BSVs devem estar acompanhados de formas de geração financeiramente mais atraentes, preferencialmente renováveis para diminuir o impacto por emissões de GEE, como descrito nas categorias II e VIII apresentadas.

O uso de BSVs para T&D pode ter um mercado potencial, mas limitado no Brasil. A manutenção de equipamentos de T&D são recorrentes e devem estar sempre sob regime de manutenção preditiva. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) indica que entre 2019 e 2024 pelo menos 128 transformadores de grande potência deverão ser substituídos por chegarem no final da vida útil, associados a um custo estimado de 877 milhões R\$ (ONS, 2018). Outros 160 equipamentos de compensação reativa também devem atingir o final da vida útil

até o fim de 2024. Ademais, espera-se a troca de 916 transformadores de potencial e mais 1.836 transformadores de corrente, com custo total destes equipamentos estimado em 366 milhões R\$ (ONS, 2018). Num primeiro olhar, os valores financeiros podem agradar um possível investidor, no entanto a realidade é um mercado facilmente saturável, assim como constatado por Neubauer e Pesaram (2011). Como já comentado, os sistemas de BSV podem substituir temporariamente um investimento em equipamentos de T&D conectados à rede elétrica (Categoria III), apenas postergando o investimento real na manutenção. Além disso, como a durabilidade do sistema de BSVs para esta categoria chega a 10 anos ou mais, o mesmo sistema pode ser usado para postergar a substituição de mais de um equipamento de potência (CASALS; AMANTE GARCÍA; CANAL, 2019; CREADY et al., 2003). O mercado real de baterias para T&D exige um investimento alto em potência e estará disposto aos investidores pioneiros, correndo o risco de ser saturado antes de haver disponibilidade de BSVs brasileiras (MARTINEZ-LASERNA et al., 2018; NEUBAUER; PESARAN, 2011).

O interesse em prover serviços ancilares com BSVs ainda não se mostra economicamente viável no Brasil. Como estes serviços são obrigatórios a operadores de geração e T&D (Resoluções Normativas n. 697/2015 e n. 822/2018 da ANEEL), não há, atualmente, um mercado exclusivamente voltado para provedores de serviços reguladores de frequência, tensão e reatância. Visto que o parque gerador é planejado para operar de modo síncrono dentro do SIN, a regulação de frequência está a nível do operador de geração (ANEEL, 2018). Ainda se faz necessário um aperfeiçoamento da regulação que rege o sistema elétrico brasileiro para abranger a versatilidade dos sistemas de armazenamento. A previsão de modernização da rede interligada ao SIN levantará uma possível penetração de armazenadores para o setor de serviços elétricos. Há também discussões sobre os sistemas de armazenamento poderem receber uma regulação específica por possibilitarem sistemas de serviços que hoje seriam responsabilidade de geradores, transmissores e distribuidores (ANEEL, 2018; EPE, 2019a).

Por outro lado, aplicar armazenadores de energia para prover segurança e confiabilidade no serviço de distribuição de eletricidade apresenta uma oportunidade de mercado de altos valores financeiros. A legislação brasileira prevê que o agente distribuidor compense o consumidor caso os indicadores de interrupção de fornecimento supere alguns índices que variam de acordo com a região geográfica (ANEEL, 2018). No ano de 2019 foram registrados 80,6 milhões de casos de compensação financeira devido à interrupção de fornecimento, totalizando mais de 630 milhões R\$ dispendidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição para este fim (ANEEL, 2020b). Apesar de ter sido observada a queda do número absoluto de

compensações desde de 2015, a mesma tendência não foi verificada nos valores pagos. Em 2019, por exemplo, houve um aumento de 30% nos valores pagos devido a compensações de continuidade apesar do número de ocorrências ter sido reduzido em 3,5% em relação a 2018 (ANEEL, 2020b). Para analisar o possível mercado de continuidade, é necessário identificar a frequência de interrupções e a energia que deixou de ser entregue aos consumidores por concessionária. Assim, seria identificada a capacidade de armazenamento demandada por cada operador de distribuição elétrica. Os sistemas de proteção contra interrupções usando baterias de reuso devem oferecer um serviço de custo anual menor que os gastos anuais com compensação para ser inicialmente viável financeiramente

Para o consumidor final, as BSVs podem atender às demandas de sistemas de proteção contra falhas e interrupção (*back-ups*), que hoje são supridas por *no-breaks* com baterias de níquel ou de chumbo-ácido. As LIBs, mesmo que de segunda vida, oferecem melhor relação de custo benefício e maior longevidade, pelo *no-break* ser um sistema que realiza poucos ciclos (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA; GONZÁLEZ BENÍTEZ, 2016b). Uma característica das LIBs importante para esta aplicação é a baixa perda energética em tempo ocioso, ou seja, ela descarrega pouco enquanto não é utilizada, menos que as baterias NiMH (MANZETTI; MARIASIU, 2015).

As aplicações voltadas ao usuário que variam o consumo da rede elétrica ao longo do dia (categorias V e VII) podem ser interessantes para consumidores no cenário brasileiro, tendo em vista as variações de tarifa de energia elétrica entre horários de ponta e fora de ponta. Os consumidores de alta e média tensão, como os industriais e comércios de alta demanda, tem dois módulos tarifário possíveis, segundo a Resolução Normativa nº 414/2010:

- Horário Azul: tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários); e
- Horário Verde: tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de uma única tarifa de demanda de potência. Disponível para os consumidores de média tensão.

Em suma, os consumidores de alta tensão podem optar por uma tarifa binômia, na qual a tarifa pela potência contratada varia ao longo do dia, assim como a tarifa de energia elétrica (ANEEL, 2020c). Além disso, a partir de janeiro de 2020, os usuários de baixa tensão, em geral residências e pequenos comércios, puderam optar pela Tarifa Branca e pagar tarifas de acordo com a hora na qual a energia é consumida, assim como já era possível para os consumidores de

alta e média tensão (ANEEL, 2020d). A tarifa cobrada para consumidores de energia no Brasil também depende da concessionária de distribuição; do estado onde está localizado, incidindo diferentes impostos; e do contrato de consumo do usuário. Os regimes de tarifas horárias estabelecem diferentes tarifas para períodos fora ponta, período de menor demanda na região, intermediário e de ponta, período de maior demanda na região.

A variação tarifária entre o consumo no horário de ponta, maiores tarifas sobre a energia e sobre a potência demandada, e o consumo em horário fora ponta demonstra a atratividade. Sob o regime de tarifa Horária Verde, a maior variação para o consumo de energia está no estado do Pará, com uma variação de 2,419 R\$.kWh<sup>-1</sup> e a décima posição deste ranking, no estado do Alagoas, tem uma variação de 1,618 R\$.kWh<sup>-1</sup> (ANEEL, 2020c). Já as tarifas sobre potência demandada mais altas estão no Tocantins, onde é cobrado 34,63 R\$.kW<sup>-1</sup>, seguido exatamente do Pará, com 29,75 R\$.kW<sup>-1</sup> (ANEEL, 2020c).

A maior variação de preços entre ponta e fora de ponta para os consumidores de baixa tensão no Brasil está em Santa Catarina, com variação percentual de 274% durante horários de ponta. Coincidentemente, neste mesmo estado, sob a concessão de outro agente de distribuição, se encontra a menor variação entre os horários, com 42%. Na região Sul do Brasil localizam-se 9 das 10 maiores variações nos valores das tarifas energéticas para baixa tensão. Por outro lado, as três maiores tarifas em horário de ponta estão no estado do Rio de Janeiro, com máximo em 2,012 R\$.kWh<sup>-1</sup> (ANEEL, 2020e).

Aumentar o autoconsumo da geração distribuída residencial com armazenamento de energia se mostra um mercado novo interessante ao “prossumidor” brasileiro. A viabilidade econômica para um sistema de *time shifting* com baterias de chumbo-ácido abastecidas por energia FV se mostra financeiramente favorável no Brasil sob condições de incentivos fiscais voltados à geração solar (ESTEVEZ, 2018). Por outro lado, é preciso atenção ao planejar um sistema de armazenamento para injetar mais energia autogerada na rede. De acordo com a Resolução Normativa n. 482/2012, a energia injetada na rede tem valor financeiramente igual à consumida. Desta forma, a própria rede atua como uma bateria para geração distribuída.

De acordo com análises divulgadas no PDE 2030, as LIBs devem baixar consideravelmente o preço de aquisição para que o serviço de gerenciamento de energia seja economicamente favorável ao consumidor brasileiro. Os valores atuais demonstrados no estudo (4.500 R\$.kWh<sup>-1</sup>) devem baixar para valores entre 1000 e 500 R\$.kWh<sup>-1</sup> para que os sistemas de armazenamento tragam benefícios financeiros aos consumidores. A análise foi baseada em 15 perfis de consumo em diferentes localidades em dois casos diferentes: aproveitar a variação de

taxas da Tarifa Branca e aumentar o consumo de energia da geração distribuída (MME/EPE, 2021).

Como descrito por Faria et al (2014), a justificativa ambiental para implementar BSVs em gerenciamento da energia, sem geração renovável local, existe somente se há variação percentual da participação de geração renovável na composição da eletricidade ao longo do dia superior às perdas energéticas pelo ciclo de carga e descarga. Pelo Brasil dispor de apenas 15,1% da potência de geração instalada na matriz elétrica dependente das usinas termelétrica baseada em combustíveis não renováveis (EPE; ONS; CCEE, 2020), dificilmente aplicar sistemas de armazenamento para mudar a energia consumida trará mitigações em emissões de GEE. Como já exposto, a proposta de reduzir o consumo da rede elétrica e aumentar o autoconsumo de geração solar, utilizando qualquer tipo de sistema de armazenamento a baterias, aumentou os danos ambientais para uma rede com porcentagem de uso de combustíveis fósseis maior que a brasileira (BOBBA et al., 2018b, 2018a). Notifica-se aqui a oportunidade de avaliar o desempenho ambiental ao se aumentar o próprio consumo de energia solar com armazenamento no Brasil.

Optar por não consumir da rede em horários de ponta pode ser uma tendência, a exemplo dos consumidores de alta demanda que aderiram a geradores à combustão. A participação dos geradores à combustão descentralizados pode ter sido responsável por quase 10% da demanda máxima em horário de ponta dentro do SIN em 2014 (EPE, 2015). Na época do relatório da EPE, a eletricidade gerada a partir de combustão de diesel custaria 0,70 R\$.kWh<sup>-1</sup> (EPE, 2015). Considerando apenas o aumento de preço do diesel<sup>5</sup> (3,856 R\$.l<sup>-1</sup>) (ANP, 2020), este valor sobe para aproximadamente 1,12 R\$.kWh<sup>-1</sup> em 2020. Existem 38 concessionárias de distribuição com tarifas de ponta acima deste valor, onde se justificaria o uso de geração distribuída à combustão de diesel (ANEEL, 2020e).

Se o conjunto de armazenamento de BSVs puder suprir energia aos grandes consumidores por, pelo menos, quatro horas a custos abaixo da tarifa intermediária e de ponta, seria uma opção viável para o gerenciamento de energia de qualquer unidade consumidora (UC). No entanto, os preços de aquisição do sistema de armazenamento devem se reduzir para faixas entre 1000 e 500 R\$.kWh<sup>-1</sup> para atingir valores financeiros dos serviço de gerenciamento de energia próximos do sistema com geração a diesel (MME/EPE, 2021). Por outro lado, o uso de sistemas de armazenamento aliados a geração FV reduz os impactos em alguns quesitos

---

<sup>5</sup> Valor médio para o mês de janeiro de 2020, antes dos efeitos da crise sanitária mundial causada pelo vírus COVID-19.

ambientais, como emissões de GEE, se comparado exclusivamente com geração baseada em combustíveis fósseis, como é o caso da geração a diesel (AHMADI et al., 2017; BOBBA et al., 2018b).

Este tipo de serviço está ganhando notoriedade no Brasil. A Vale, empresa de mineração brasileira, está construindo um sistema de armazenamento com LIBs para o serviço de *time shifting* evitando tarifas de ponta. O projeto a ser realizado no Terminal Ilha de Guaíba, no Rio de Janeiro, conta com baterias novas fornecidas pela Tesla para atingir a capacidade de 10 MWh buscando economizar cerca de 20% nas despesas em energia no terminal (VALE, 2020).

Os sistemas de armazenamento também complementam o acesso à energia em locais remotos no Brasil. Segundo levantamento do Censo IBGE, 0,6% dos domicílios brasileiros não tinham acesso à energia elétrica, totalizando cerca de 321 milhões de famílias (IBGE, 2010). Além do mais, é estimado que 990 mil brasileiros não tenham acesso à energia elétrica nos domínios da Amazônia legal (IEMA, 2019). As regiões mais remotas são providas de energia elétrica por instalações individuais (SIGFIs) e mini-usinas FV (MIGDIs). No entanto, é necessário que parte da produção de energia seja com geradores à combustão, a fim de mitigar a variabilidade da geração FV e melhorar a confiabilidade e estabilidade nos sistemas elétricos (EPE, 2019a).

Durante o Programa Luz Para Todos, mais de 5,8 mil sistemas FV individuais foram instalados para beneficiar comunidades sem acesso a redes (ELETROBRAS, 2019). Neste programa foram utilizadas baterias de chumbo-ácido projetadas para durar cerca de 1500 ciclos e, desta forma, a cada 4,5 anos, aproximadamente, devem ser trocadas (MME, 2017). O uso de BSVs seria uma forma de entregar qualidade técnica e prolongar o tempo para reposição de baterias às famílias sem acesso direto ao SIN. Esta solução apresenta demanda imediata de um mercado consumidor adaptável à potência e armazenamento residual disponível nas baterias retiradas de VEs no Brasil.

## 2.6 Conclusões do Capítulo

O reaproveitamento de baterias propulsoras veiculares se mostra em um estágio de desenvolvimento estratégico. Poucos são os sistemas nos quais as BSVs já estão operando no segundo uso, e menos ainda de forma comercial. Os sistemas operantes estão vinculados a pesquisa e desenvolvimento com interesse tanto de empresas privadas quanto de universidades.

Essa etapa, porém, já mostra seus resultados, contribuindo com publicações em revistas científicas e congressos e tornando o conceito de segunda vida mais próximo de ser uma realidade comercial.

BSVs devem passar por um controle rígido de testes para se comprovarem aptas à segunda vida. Por já terem sido desgastadas na fase veicular, elas devem atender requisitos técnicos mínimos como SOH acima de 60%; boa eficiência no ciclo, diretamente relacionado com a resistência interna; e capacidade de carga e descarga. Formas de direção menos intensas proporcionam mais baterias disponíveis para reuso. Existem métodos para acompanhar a degradação das baterias ao longo de toda a vida útil e também de prever o desgaste a partir de equações baseadas em dados relevantes na aplicação. Estes resultados se mostram pertinentes para atestar a viabilidade da segunda vida.

Os agentes interessados no reaproveitamento estão mais ligados ao fornecimento e consumo de energia elétrica do que agentes relacionados ao transporte elétrico. As BSVs podem ter sua vida prolongada em mais de dez anos, a depender da aplicação e projeto. Quanto menor a exigência da bateria, menor o desgaste ao longo do segundo uso - no entanto, também pode significar não aproveitar devidamente o potencial energético de uma bateria de grande porte.

Em quesitos financeiros, a segunda vida não interfere de forma significativa no custo de aquisição do veículo. Por outro lado, a aplicação em uso estacionário pode trazer retorno ao investimento em diversos cenários de aplicação. O que varia é a atratividade do investimento, chegando a valores na ordem de dezenas de milhões de dólares para sistemas de grande porte. Sistemas menores, como residenciais, podem construir um mercado de consumo mais espalhado geograficamente e mais longo do que sistemas maiores (relacionados à geração de energia) que demandariam grande número de baterias, mas saturaria o mercado rapidamente.

Do ponto de vista ambiental, as BSVs se comportam de forma menos agressiva ao meio ambiente que baterias novas para a mesma finalidade, independente da tecnologia de fabricação destas. Pela bateria ter altos impactos ambientais na sua produção, evitar que novas baterias sejam fabricadas já se mostra um atrativo ambiental. A pegada ambiental é diretamente relacionada com o tipo de aplicação e local do segundo uso. Mais especificamente, a fonte energética que recarrega a BSV interfere no desempenho ambiental do uso de sistema de armazenamento. A diminuição das emissões de GEE estão ligadas diretamente ao uso de energia a partir de fontes menos intensas em carbono e à redução ou eliminação do consumo de combustíveis fósseis. Para ser eficiente nessa redução, a taxa de variação de emissões entre as fontes energéticas deve superar as perdas por eficiência no ciclo carga e descarga da BSV.

Dentro da realidade brasileira, as BSVs podem oferecer diversos serviços dentro de funções do sistema elétrico que ainda demandam melhorias. Os provedores de T&D dispõem de altas quantias para compensar interrupções de fornecimento, ao mesmo tempo que sistemas isolados sofrem com maior descontinuidade na oferta de energia. O consumidor de energia elétrica tem a opção de usar armazenamento de energia para gerenciar a demanda energética ao longo do dia, evitando, assim, tarifas em horários mais caros. Outra grande oportunidade para as BSVs está em agregá-las a programas sociais de acesso à energia, podendo assim contribuir com qualidade técnica, longevidade e redução de impactos ambientais em relação ao atual emprego de baterias de chumbo-ácido. Em contrapartida, a falta de normas e regulamentação nacionais voltadas para armazenadores pode prejudicar a qualidade técnica dos empreendimentos pioneiros.

Pelo apresentado neste capítulo e visto que os VEHs compõem majoritariamente a frota de VEs leves, recomenda-se que as primeiras BSVs no Brasil sejam destinadas ao consumidor de energia elétrica. Uma vez que a evolução da adesão de VEs no Brasil se deu de forma gradativa, as BSVs também chegarão ao mercado inicialmente em número baixo, aumentando ao longo dos anos. As duas aplicações com melhor potencial de adesão do consumidor aqui analisadas são o uso em *time shifting* em horário de ponta, por proporcionar possíveis retornos financeiros, e o uso em regiões isoladas para democratizar o acesso à energia segura e confiável. Sendo assim, o próximo capítulo investiga os impactos ambientais da segunda vida das baterias veiculares em um serviço de *time shifting* integrado à geração solar distribuída em duas situações diferentes: uma residência integrada ao SIN e outra residência em uma rede de sistema isolado, ou seja, uma rede elétrica não conectada ao SIN. Os impactos ambientais são comparados aos impactos ambientais de residências sem sistema de *time shifting* (adotando ou não a geração solar distribuída) nas mesmas condições de rede mencionados.

## 3 AVALIAÇÃO AMBIENTAL DA APLICAÇÃO DE SEGUNDA VIDA EM GERENCIAMENTO DE ENERGIA

### 3.1 Levantamento Metodológico para aplicação de ACV na segunda vida de baterias

As abordagens para realização da ACV da segunda vida da bateria veicular encontradas na bibliografia variam consideravelmente. Grande parte dos estudos se diferem, pois adaptaram-se ao objetivo proposto e dentro do escopo definido, dificultando a comparação entre as referências (BOBBA et al., 2018b; CUSENZA et al., 2019b). Existe uma complicação metodológica ao aplicar a ACV para avaliar um componente, a bateria no caso, e não um produto final, como veículos (RICHA et al., 2015). Como já apresentado anteriormente, as análises ambientais variam em escopo para a aplicação de segunda vida, inclusão ou não da primeira vida e/ou remodelagem da bateria na discussão, unidade funcional, limites geográficos, evolução da degradação e consumo energético, entre outras características.

Assim, a fim de determinar a melhor combinação de escopo para a ACV apresentada nesta dissertação, a seguir são destacados os principais aspectos metodológicos dos estudos ambientais de segunda vida de baterias veiculares apresentados ao longo da Seção 2.4.

- Incorporação da primeira vida: fase veicular

É possível encontrar diferentes abordagens para incorporar os impactos ambientais da segunda-vida da bateria na fabricação e uso do veículo.

Os estudos de Ahmadi *et al.* (2014a, 2014b, 2015) fazem análises completas da vida da bateria (do berço ao túmulo) e, por isso, os impactos inerentes ao veículo são somados aos impactos da aplicação em segunda vida. Eles consideraram a durabilidade da bateria no uso veicular em 160.000 km, baseado na garantia do fabricante (AHMADI et al., 2014b, 2014a, 2017). Casals *et al.* (2015) também incluíram os impactos relativos à fase de uso do VE, no entanto os impactos da fase veicular foram atribuídos a todos os cenários analisados, inclusive aos cenários estipulados que não exploram BSVs.

Por outro lado, Faria *et al.* (2014) avaliaram separadamente os impactos da fase veicular e da fase estacionária. No veículo, eles levaram em consideração a degradação da bateria devido ao comportamento de direção do motorista. Foram elaborados três cenários com intensidade leve, baixa e alta, baseado no processo de aceleração e desaceleração e uso de ar condicionado

ou aquecedor. A cada cenário foi atribuído um índice de descarga da bateria por quilômetro rodado ( $\text{Wh.km}^{-1}$ ), sendo este valor maior para usos mais intensivos. Os impactos investigados foram além da fabricação, devido ao consumo energético da rede. Eles simularam o veículo sendo recarregado em três países diferentes, França, Portugal e Polônia, em dois períodos diferentes, durante o dia ou durante a noite (FARIA et al., 2014).

Já no segundo caso do estudo de Richa *et al.* (2015), assim como em Sathre *et al.* (2015) e em Bobba *et al.* (2018a), somente a bateria foi analisada, não incluindo, portanto, os impactos advindos da fabricação do VE. Para a primeira vida, eles consideraram apenas a fabricação da bateria de lítio (ou parte dela).

- Remodelagem

A remodelagem contém processos e testagens que demandam descarte de materiais, novos materiais e energia e, portanto, acabam apresentando impactos ambientais. Além disso, é no processo de remodelagem que se estabelece a quantidade, ou porcentagem, das células ou módulos da bateria aptos para o segundo uso. Na prática, remodelar a bateria inclui remover o invólucro e o BMS, desmontar a bateria ao nível de módulos ou células e testar o SOH (RICHA et al., 2015). Outros fatores que podem ser considerados nos impactos ambientais da fase de remodelagem são a logística da bateria, descarte e/ou reciclagem de materiais retirados da bateria original e uso de outros materiais para reformular a BSV (BOBBA et al., 2018a, 2018b; RICHA et al., 2015).

O estudo de Faria *et al.* (2014) não levou a remodelagem em consideração, enquanto Casals *et al.* (2015) considerou os impactos da remodelagem negligenciáveis por encaminhar ao reuso sem interferência nos módulos, mas incluiu o consumo de energia para testagem. Sathre *et al.* (2015) não incluíram a energia demandada pela remodelagem na análise pois partiram da premissa que esta seria realizada pelas concessionárias dos VEs.

Nos estudos elaborados pelo SASLAB, publicados em Cusenza *et al.* (2019a) e Bobba *et al.* (2018a, 2018b), foram consideradas três fases para remodelagem: i) desmontagem manual da bateria até os módulos, sem impactos ambientais; ii) consumo de energia de um teste na bateria com um ciclo de carga e descarga; iii) fabricação de invólucro novo para a bateria (BOBBA et al., 2018b, 2018a; CUSENZA et al., 2019b). Em Bobba *et al.* (2018a) ainda foi incluído o transporte de 100 km da bateria para remodelagem.

Ahmadi *et al.* (2015) assumiram que toda a embalagem e eletrônicos da bateria deveriam ser trocados durante a remodelagem e que 17% do peso final da bateria provém do

invólucro e 3% do BMS. Nesta etapa foi considerado que se consome 30% da energia dispendida para a fabricação da bateria.

Outro fator importante na remodelagem é a porcentagem de células ou módulos aptos para o reuso quando o estudo leva em consideração a remodelagem. Richa *et al.* (2015) avaliaram a sensibilidade de seus resultados em relação à taxa de conversão das células, indicando que quanto melhor o aproveitamento, menores seriam as demandas energéticas no geral. No estudo de Ahmadi *et al.* (2014a) foi assumido que 99% das células de uma bateria estariam aptas para segunda vida, porém não se apresentou os dados nos quais a escolha foi baseada.

- Métodos de alocação de impactos entre primeira e segunda vida

A inclusão da segunda vida em uma bateria veicular levanta discussões em como atribuir os impactos ambientais de fabricação e reciclagem a cada etapa da vida útil. Ainda não há consenso ao estipular a participação da segunda vida na pegada ambiental da bateria ao longo de toda a vida útil. Alguns modelos sugerem comparar potencial de mercado, influência na degradação ou simplesmente considerar que a bateria já cumpriu seu papel na primeira vida e não carregaria impactos ambientais para a segunda.

Os estudos que investigam o ciclo de vida completo da bateria não têm necessidade deste tipo de distribuição (AHMADI *et al.*, 2014a, 2017; CASALS *et al.*, 2015; RICHA *et al.*, 2015). Os resultados apresentados por Faria *et al.* (2014) não distribuem impactos de fabricação da bateria à segunda vida por esta ser fabricada inicialmente voltada à primeira vida veicular, além de estarem investigando, principalmente, o efeito da matriz elétrica no impacto ambiental da primeira e segunda vida.

Ao estudar a segunda vida separado da primeira vida da bateria, Richa *et al.* (2015) investigaram quatro métodos de alocação diferentes: i) valor de mercado, no qual a relação entre preço de venda de uma bateria de reuso e uma bateria estacionária equivalente nova determina a porcentagem de impactos alocados à segunda vida; ii) energia armazenada, no qual aplica uma relação entre a capacidade de armazenamento na primeira e na segunda vida; iii) função primária, no qual os impactos de fabricação foram alocados para a primeira vida enquanto os impactos de reciclagem foram alocados na segunda vida, sob o argumento da finalidade da fabricação e qual operador gere a fabricação e a reciclagem; e iv) dividido igualmente entre a primeira e segunda vida (RICHA *et al.*, 2015).

No estudo de Bobba *et al.* (2018a, 2018b), as distribuições de impactos avaliadas foram de 0% e 25% para a segunda vida. Eles ponderaram os resultados apresentados por Richa *et al.*

(2015) para justificar os sistemas de alocação aplicados, argumentando que a distribuição igualitária atingiria o pior caso para a segunda vida, mas ainda assim a segunda vida apresentaria um valor de mercado. Desta forma, optaram por um valor intermediário para expressar seus resultados e sem alocação para segunda vida pelo propósito inicial da fabricação da bateria (BOBBA *et al.*, 2018a, 2018b). Cusenza *et al.* (2019a) utilizaram-se desta mesma metodologia, deixando claro que materiais retirados durante a remodelagem, como a embalagem da bateria, não seriam considerados na segunda vida.

- Unidades funcionais (UF)

A escolha da unidade funcional (UF) adequada para cada escopo de estudo facilita a compreensão dos resultados para cada cenário comparado. Ahmadi *et al.* (2014a, 2015) e Casals *et al.* (2015) fizeram o levantamento da energia total demandada por cada sistema dentro de seus estudos e optaram por expressar seus resultados de impactos ambientais baseados no kWh útil ao longo do ciclo de vida da bateria. Eles consideraram como útil toda a energia utilizada para o transporte veicular e para consumo na segunda vida, retirando as perdas nos ciclos de carga e descarga.

Ainda utilizando energia como parâmetro, Cusenza *et al.* (2019a) aplicaram como unidade funcional o total de energia fornecida por uma BSV ao estabelecimento de estudo dentro dos 12 anos que estaria projetada para operar. Os estudos de Bobba *et al.* (2018a, 2018b) avaliaram os resultados por uma média de energia útil anual, basicamente dividindo toda a energia fornecida na segunda vida pelos anos em operação.

Richa *et al.* (2015) utilizaram os sistemas estudados como UF. No caso da vida completa da bateria, eles consideraram os efeitos ambientais para que uma bateria LMO de 223 kg com 24 kWh de capacidade trabalhasse por 160.000 km no VE e posteriormente em uma aplicação estacionária. Já para o caso em que investigaram somente a segunda vida, a UF foi um sistema de armazenamento entregando 150 kWh diariamente ao longo de 20 anos. Para isso, eles dimensionaram sistemas de 450 kWh operando entre 33% a 42% de DOD.

- Inventários de bateria

Existem três principais estudos como referência que compõem o inventário das LIBs das principais referências utilizadas (Tabela 6). Notter *et al.* (2010) descreveram todo o inventário de um veículo elétrico, incluindo a bateria LMO, em todo o ciclo de vida, ou seja, do berço ao túmulo. Esta química de bateria é justificada pela previsão dos autores de ser a que

substituiria os cátodos composito níquel e cobalto, mais comuns no mercado na época do estudo (NOTTER et al., 2010). Esta publicação detalhou cada componente do veículo e da bateria e expôs os impactos associados a cada um deles.

Tabela 6 – Tipo e capacidade de bateria assumidos em cada estudo

	Bateria	Capacidade [kWh]	Referência
<i>Faria et al. (2014)</i>	LMO	24	(Notter et al., 2010)
<i>Ahmadi et al. (2014a e 2015)</i>	LFP	16	(Majeu-Bettez et al., 2011)
<i>Richa et al. (2015)</i>	LMO	24	(Notter et al., 2010)
<i>Casals et al. (2019)</i>	LMO	8 e 24	(Notter et al., 2010)
<i>Bobba et al. (2018a e 2018b)</i>	52%NMC + 48%LMO	11,40	(Majeu-Bettez et al., 2011) (Ellingsen et al., 2014)

Fonte: Elaboração própria

Majeau-Bettez *et al.* (2011) exploraram três químicas de bateria utilizadas em VEs: NiMH, NMC e LFP. Eles também detalharam os componentes de cada conjunto de bateria e estimaram os resultados de impactos ambientais para a fabricação das baterias, ou seja, do berço ao portão, em indicadores de *midpoint* seguindo o método ReCiPe. Para divulgar os resultados, três UFs diferentes foram disponibilizadas: energia armazenada, sendo a unidade cada 50 MJ; massa, por kg da bateria final; e por capacidade nominal, em Wh (MAJEAU-BETTEZ; HAWKINS; STRØMMAN, 2011).

Ellingsen *et al.* (2014) também publicaram os impactos ambientais da fabricação de uma bateria NMC do berço ao portão, expandindo o estudo de Majeau-Bettez et al. (2011). Em comparação com a publicação de 2011, esta detalhou ainda mais a formação e composição de cada componente da bateria, incluindo componentes da célula, BMS, invólucro e sistema de resfriamento, baseado em dados disponibilizados pela fabricante da bateria. A UF divulgada foi por unidade de bateria, mas, assim como no exemplo anterior, também divulgaram resultados por massa e por capacidade de armazenamento. Os impactos associados à fabricação de uma bateria NMC foram formulados por uma abordagem atribucional e a caracterização seguiu o método ReCiPe (ELLINGSEN et al., 2014).

Uma publicação recente, de 2019, elaborada pelos cientistas do SARSLab, divulgou o inventário da composição de células LMO/NMC na proporção de 52% do material ativo do

cátodo com composição de LMO e 48% de NMC e também contribuíram com o inventário para reciclagem dos materiais de uma bateria completa. A formação do inventário completo da bateria contou com entradas baseadas nos três estudos citados anteriormente. Os resultados de impactos de uma bateria completa foram divulgados em categorias que mesclaram dois métodos de cálculo: ReCiPe e CML-IA baseline (CUSENZA et al., 2019a).

A tecnologia da LIB também não é consenso entre os estudos de ACV e varia de acordo com o fabricante do VE do qual a bateria em análise foi retirada (Tabela 6). Como ainda não há um tipo de tecnologia de LIBs se sobressaindo para o uso veicular, essa variedade deve se manter no futuro próximo.

- Métodos de caracterização e categorias de impactos descritos

Os resultados das AICVs sobre BSV são, em geral, expostos na forma de demanda de energia acumulada (*Cumulative Energy Demand – CED*) e outros impactos ao ambiente. O impacto ambiental mais divulgado é o potencial de aquecimento global (*Global Warming Potential - GWP*), apresentando os índices de emissão de CO<sub>2</sub> equivalente. Dentre as principais publicações aqui citadas, todas indicaram a colaboração em emissões de GEE. Outras categorias de impactos ambientais dependem da abordagem do estudo e do método de caracterização.

Ahmadi *et al.* (2015) calcularam a AICV com o método *ReCiPe Midpoint (H)*, que inclui 18 categorias de impactos. Para divulgação, eles selecionaram apenas seis categorias (mudanças climáticas, Formação de ozônio troposférico, formação de material particulado, Eutrofização de água doce, Uso de Minerais e Uso de combustível fóssil), identificadas como chave para entender a participação de cada etapa da vida da bateria na pegada ambiental. Alguns resultados de CED e GWP já haviam sido publicados no estudo predecessor de 2014 (AHMADI et al., 2014a).

Faria *et al.* (2014) usaram outro método de caracterização, o *CML 2001 baseline*. Eles exploraram os resultados da AICV de quatro categorias de impactos deste método, sem explicitar o motivo da escolha. Não foi divulgada uma categoria equivalente ao CED, porém há o levantamento da demanda energética para a segunda vida da bateria.

Um terceiro método de caracterização foi utilizado por Bobba *et al.* (2018a, 2018b), o *European Product Environmental Footprint (PEF)*, complementado com o CED. Os resultados divulgados excluíram duas categorias de impacto: uso da terra e depleção de recursos aquáticos, justificados pela incerteza e pouca disponibilidade dos dados. Cusenza *et al.* (2019a) também utilizaram este mesmo modelo para calcular os impactos ambientais nesta publicação.

### 3.2 Procedimento metodológico

Como já mencionado, com o objetivo de comparar e avaliar possíveis aplicações de gerenciamento de demanda voltadas ao consumidor de energia elétrica, adotou-se a ACV como ferramenta para estimar o desempenho ambiental das soluções e investigar os efeitos de reaproveitar as baterias veiculares.

Para análise de desempenho ambiental de residências, foram comparadas residências comuns, já existentes nas unidades consumidoras (UCs) atualmente sem *time shifting*, e residências interessadas em aproveitar a Tarifa Branca brasileira, com baterias atuando para *time shifting* e operando para atender à demanda energética de uma UC em horário de ponta de carga (entre 17h e 22h).

Considerou-se um cenário base com UC abastecida apenas pela rede elétrica e um cenário de UC conectada à rede com geração FV distribuída, estipulados como os possíveis cenários comuns; e outros dois cenários, que representam uma mudança, com geração FV e gerenciamento, sendo um aplicando BSV e o outro uma LIB nova (Tabela 7). Todos os quatro cenários foram avaliados em uma situação de rede integrada ao SIN e também em uma situação de rede em sistema elétrico isolado.

Tabela 7 – Cenários de demanda energética em uma residência

Cenário	Aplicação	Efeito	Considerações
A	<i>Base: Sem time shifting</i>		
B	Sem <i>time shifting</i> com geração FV	Geração FV local	
C	<i>Time shifting: Geração FV + BSV</i>	Evita consumo da rede em horário de ponta (5 horas)	0. Sem alocação de impactos na segunda vida (0%) 25. Com alocação de impactos de 25% para segunda vida
D	<i>Time shifting: Geração FV + Bateria nova de Lítio</i>	Evita consumo da rede em horário de ponta (5 horas)	

Fonte: Elaboração própria

O *Cenário A* considerou uma residência sem gerenciamento de energia. Toda a demanda de energia elétrica é suprida pela rede elétrica. O *Cenário B* também não evita o consumo da rede em horários de aumento de tarifa, porém possui geração FV distribuída instalada. Isso

significa que em períodos diurnos, parte da eletricidade consumida provém da geração local e quando a geração FV superar a demanda residencial, a energia elétrica excedente é injetada na rede elétrica.

Os *Cenário C* e *D* uniram a geração FV com um sistema de armazenamento para evitar as tarifas de ponta de carga. Neste sistema, quando a geração FV superar a demanda residencial, a energia excedente é usada para recarregar a bateria. Nos horários de ponta, a preferência pelo consumo de energia é da geração FV e, caso esta não seja suficiente, o sistema de armazenamento supre a demanda residencial. O *Cenário C* aplica BSV em seu sistema de armazenamento para *time shifting*, enquanto o *Cenário D* aplica uma LIB nova, ao invés de reutilizar e não considera que esta bateria possa ter uma segunda aplicação.

Ainda dentro do *Cenário C*, dois tipos de alocação de impactos da BSV foram avaliados baseado na metodologia aplicada por Bobba *et al.* (2018a, 2018b), discutidas nos resultados e metodologias na Seção 3.1.

0. Sem alocação de impactos ambientais referentes à fabricação e transporte da bateria na segunda vida. Neste caso, a reciclagem também não é associada à segunda vida.
25. Alocação de 25% dos impactos ambientais referentes à fabricação da bateria e transporte da bateria para a segunda vida. Apenas 25% da reciclagem da bateria é associada a esta fase.

A Figura 27 mostra o fluxograma completo das etapas realizadas na avaliação ambiental e o detalhamento de cada uma é apresentado na sequência.

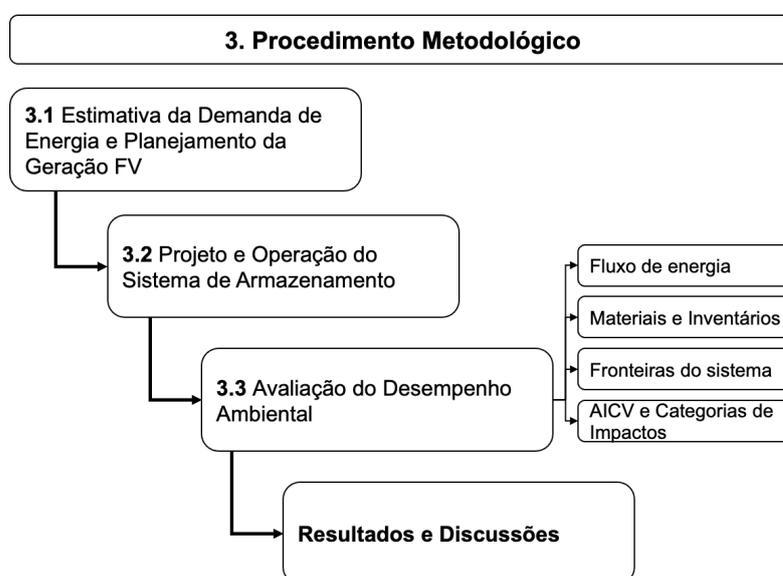


Figura 27 – Fluxo de trabalho para avaliação ambiental  
Fonte: Elaboração própria

### 3.3 Estimativa da Demanda de Energia e Planejamento da Geração FV

O consumo de energia foi estabelecido como a demanda média brasileira de residências de médio porte, que corresponde a  $500 \text{ kWh.mês}^{-1}$ , conectada à rede elétrica com acesso trifásico (FRANCISQUINI, 2006). Para o gerenciamento de energia do tipo *time shifting*, considerou-se que o consumidor está interessado em não utilizar o fornecimento da rede em horários em que se cobra a tarifa de ponta e a tarifa intermediária.

Os dados de consumo horário médio da residência são decorrentes do estudo de Esteves (2018) e serviram de referência para a definição e operação dos cenários analisados nesta dissertação. A Tabela 8 mostra o consumo horário médio estimado por Esteves (2018) com base na metodologia apresentada por Francisquini (2006). O período dos postos tarifários de ponta e intermediário foram identificados, respectivamente, nas cores amarela e cinza da tabela.

Tabela 8 – Consumo horário médio em dias úteis para uma residência de consumo de 500 kWh/mês

Hora [h]	Consumo [Wh]	Hora [h]	Consumo [Wh]
0h - 1h	498,0	12h - 13h	584,6
1h - 2h	433,1	13h - 14h	573,8
2h - 3h	411,4	14h - 15h	563,0
3h - 4h	389,8	15h - 16h	617,1
4h - 5h	400,6	16h - 17h	714,6
5h - 6h	422,2	17h - 18h	768,7
6h - 7h	541,3	18h - 19h	1461,6
7h - 8h	552,2	19h - 20h	1504,9
8h - 9h	519,7	20h - 21h	1223,4
9h - 10h	508,9	21h - 22h	1028,5
10h - 11h	563,0	22h - 23h	898,6
11h - 12h	617,1	23h - 0h	703,7

Fonte: Esteves (2018)

O sistema de Tarifa Branca varia as tarifas de energia elétrica apenas durante os dias úteis. Porém, nesta metodologia se assumiu que a residência mantém seu consumo médio e que as tarifas de ponta são aplicadas nos finais de semana para fins de cálculo. Desta forma, não foi necessário separar geração e consumo em finais de semana, facilitando o cálculo de impactos ambientais dos sistemas propostos. Também foi considerado que a UC mantém o mesmo perfil de demanda energética tanto na situação integrada ao SIN quanto na situação em rede isolada.

Quanto ao planejamento do sistema FV, a potência estimada ( $P_e$ ) foi planejada para suprir a demanda total de energia ( $D_T$ ) durante um dia útil baseado na irradiação solar anual ( $I$ ) no local a partir da Equação (3.1)

$$P_e = \frac{D_T}{I} \cdot 365.1000 \text{ W/m}^2 \quad (3.1)$$

Sendo:

$P_e$ : Potência estimada do gerador FV [W];

$D_T$ : Demanda total necessária para o sistema de gerenciamento [kWh.dia<sup>-1</sup>];

$I$ : Irradiação solar total disponível anualmente no local [kWh.m<sup>-2</sup>.ano<sup>-1</sup>].

Para a geração FV nos Cenários B, C e D, foi considerado que o consumidor já teria o sistema instalado previamente e, assim, o dimensionamento do sistema FV não levou em consideração a energia necessária para recarregar das baterias. Após calcular a potência estimada, foi possível selecionar a quantidade de painéis solares para atender às necessidades da residência. O sistema aqui aplicado seguiu o mesmo modelo utilizado por Esteves (2018), para fins de padronização e o mesmo projeto de sistema FV foi considerado para as duas situações de fornecimento de energia estipuladas, integrada ao SIN e integrada à rede do sistema isolado.

A localidade da UC apresentada por Esteves (2018) é em Campinas-SP, cidade integrada ao SIN. Nesta dissertação, para o caso da UC integrada a uma rede do sistema isolado considerou-se a cidade de Boa Vista-RR, uma capital de estado com características de irradiação solar próximas às de Campinas-SP. Com isso, o projeto de geração FV não sofreria prejuízos nesta localidade, visto que a média diária de irradiação solar no plano horizontal é praticamente a mesma, sendo 4,90 kWh.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup> em Campinas-SP e 4,91 kWh.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup> em Boa Vista-RR. A média de irradiação mínima para Campinas-SP ocorre no mês de junho com 3,54 kWh.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup> no plano horizontal, abaixo da menor média de Boa Vista-RR, 4,43 kWh.m<sup>-2</sup>.dia<sup>-1</sup> no mês de maio (CRESESB; CEPTEL, 2018).

### 3.4 Projeto e Operação do Sistema de Armazenamento

O sistema de gerenciamento de energia foi projetado para suprir a demanda do consumidor residencial durante os períodos de maior cobrança tarifária, ou seja, das 17h às 22h. O sistema de armazenamento deve ser projetado para suprir toda a energia neste período, sendo capaz de entregar a energia útil demandada pela residência a cada ciclo. A Equação (3.2)

dimensiona a capacidade inicial mínima para o conjunto de baterias operar ao longo de sua vida útil. Esta considera que a bateria deve suprir a demanda de ponta ( $D_{ponta}$ ) até seu último dia de operação sob profundidade de descarga máxima ( $DOD_{max}$ ).

$$C_0 = \frac{D_{ponta}}{PC_n \cdot DOD_{max} \cdot \eta_n} \quad (3.2)$$

Sendo:

$C_0$ : Capacidade inicial mínima [Wh];

$D_{ponta}$ : Demanda de energia nos horários de ponta [Wh];

$PC_n$ : Limite de redução da capacidade de armazenamento [%];

$DOD_{max}$ : Profundidade de descarga máxima [%];

$\eta_n$ : Eficiência de carga/descarga no último ciclo [%].

O FVU é atingido quando o conjunto de baterias do sistema de armazenamento não é mais capaz de sustentar a demanda energética da residência sem ultrapassar o limite de manter 20% da capacidade nominal (CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA; GONZÁLEZ BENÍTEZ, 2016b). Desta forma, a energia residual após a descarga diária da bateria não deve ser menor que 20% da capacidade original da bateria.

A evolução da degradação da bateria ao longo do tempo de reuso seguiu a Equação (2.2), que considera tanto os ciclos de carga e descarga quanto a degradação natural. A capacidade residual da bateria também não deve ser menor que 60%, sendo mais um critério para estipular o FVU (BOBBA et al., 2018b). O parâmetro de *cycle aging* ( $A_{cyc}$ ) aplicado é de 3 Wh.ciclo<sup>-1</sup> e de *calendar aging* ( $A_{cal}$ ) é 0,13 Wh.dia<sup>-1</sup>, seguindo a literatura (BOBBA et al., 2018b; FARIA et al., 2014).

A energia consumida e fornecida pela bateria depende da eficiência das baterias, a qual também diminui ao longo do tempo de uso. Foi considerado que a eficiência ( $\eta_n$ ) decai linearmente em 5% nos primeiros 5 anos, como descrito por Bobba et al. (2018b). As estimativas de energia consumida para carregar a bateria ( $E_{car,n}$ ) e a energia fornecida por ela ( $E_{des,n}$ ) para suprir a demanda ( $E_{dem}$ ) no ciclo de número  $n$  seguiram as Equações (3.3) e (3.4) respectivamente. A energia descarregada da bateria no ciclo  $n-1$  determina a DOD deste ciclo e, conseqüentemente, quanto de energia foi necessária para recarregar a bateria no ciclo  $n$ .

$$E_{car,n} = C_n \cdot DOD_{n-1} / \eta_n \quad (3.3)$$

$$E_{des,n} = \frac{E_{dem,n}}{\eta_n} = C_n \cdot DOD_n \quad (3.4)$$

O projeto para a capacidade nominal mínima considerou que o sistema de armazenamento seria capaz de disponibilizar pelo menos 6 kWh no horário de ponta. Para ambos os casos, com bateria nova ou de reuso, o  $DOD_{max}$  foi estipulado em 80% e a eficiência mínima no último ciclo ( $\eta_n$ ) seria de 88%. O  $PC_n$  adotado para a BSV foi de 60%, enquanto para a bateria nova, 80%. Considerou-se a capacidade nominal veicular como a capacidade nominal calculada para a BSV.

A adoção da capacidade nominal influencia na longevidade do sistema de armazenamento. Quanto maior a capacidade nominal adotada, maior será a durabilidade das baterias por operar com DOD menor durante os ciclos. No caso da BSV, a escolha da capacidade nominal adotada (Tabela 9) se baseou nas capacidades de armazenamento disponibilizadas por fabricantes de VEs. Desta forma a química da LIB também segue a disponível para um VE escolhido. Para a LIB nova, a capacidade nominal adotada foi calculada para que o sistema tenha durabilidade próxima do sistema com BSV, além de comportar a mesma tecnologia e composição química que a bateria veicular.

Tabela 9 – Projeto das baterias para aplicação em sistema de armazenamento estacionário

	<b>BSV</b>	<b>LIB nova</b>
Capacidade nominal mínima calculada [kWh]	14,20	10,65
<i>Longevidade</i>	<i>898 ciclos</i>	<i>809 ciclos</i>
	<i>2,5 anos</i>	<i>2,2 anos</i>
Capacidade nominal adotada [kWh]	<b>16,0</b>	<b>12,5</b>
<i>Longevidade</i>	<i>1510 ciclos</i>	<i>1536 ciclos</i>
	<i>4,1 anos</i>	<i>4,2 anos</i>

Fonte: Elaboração própria

### 3.5 Avaliação do Desempenho Ambiental

Para a avaliação ambiental, realizou-se a ACV utilizando o software SimaPro® versão 2017 e baseado em inventários do Ecoinvent 3.4 e da bibliografia. Tanto o SimaPro quanto a base de dados do Ecoinvent são amplamente reconhecidos nos estudos de ACV pela

versatilidade e completância de dados. Apesar de ser um software pago, o Programa de Pós-Graduação em Planejamento em Sistemas Energéticos (PSE) possui uma licença que tem sido compartilhada entre os alunos de pós-graduação que estudam o tema, sendo usado nesta dissertação.

Todas as etapas da ACV foram realizadas conforme as normas internacionais ISO 14040 e ISO 14044. Os cenários analisados foram comparados para apresentar resultados da parcela de contribuição de potenciais impactos a cada kWh utilizado na residência. Assim sendo, a UF estabelecida foi 1 kWh demandado pela UC.

A seguir são detalhados alguns aspectos considerados na ACV desenvolvida.

### 3.5.1 Fluxo de energia

Como comentado, para o Cenário A apenas a energia elétrica consumida da rede foi considerada na estimativa dos impactos ambientais, enquanto no Cenário B incluiu-se o sistema FV à energia consumida da rede (Figura 28). Nos períodos em que a residência recebe energia FV, reduz-se a demanda da rede.

Como comentado anteriormente, os *Cenários C e D* incluíram, além do sistema FV e energia da rede, um sistema de armazenamento à bateria que fornece energia apenas para a residência (Figura 29). Pelo cálculo médio de energia, as baterias seriam recarregadas preferencialmente pela energia do sistema FV que não foi consumida na residência, sendo necessário recorrer à energia da rede para a recarga das baterias apenas quando a energia FV não fosse suficiente. Nos casos em que a geração FV exceder a energia demandada pela residência e pela bateria, o excedente fornecido para rede foi contabilizado como parte da rede elétrica, pois a parcela de fonte solar injetada na rede já está contabilizada na matriz elétrica brasileira.

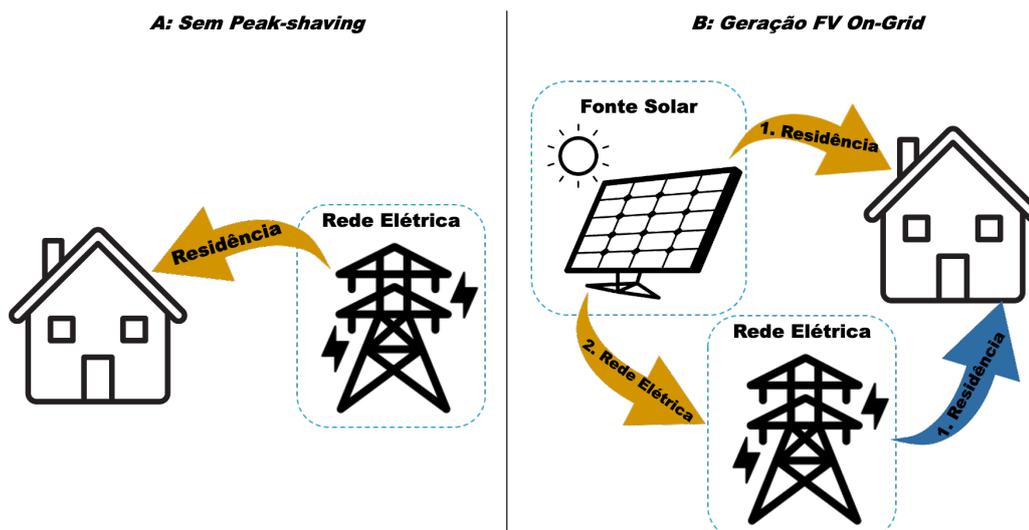


Figura 28 – Fluxo de energia e materiais para os cenários sem *time shifting* A (esquerda) e B (direita)

Fonte: Elaboração própria

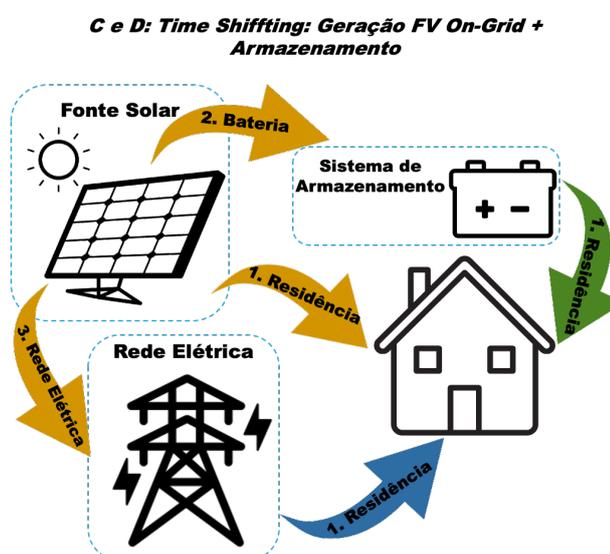


Figura 29 – Fluxo de energia para os cenários com *time shifting* (C e D)

Fonte: Elaboração própria

### 3.5.2 Materiais e Inventários

- *Eletricidade da rede*

A energia elétrica da rede que sustenta a UC é baseada na composição da matriz elétrica brasileira no ano de 2019 no caso integrado ao SIN (EPE, 2020). No caso integrado à rede em sistema isolado, o perfil de geração se baseou no relatório sobre sistemas isolados elaborado pela EPE (EPE, 2019b). A Tabela 10 mostra tais perfis. As perdas totais em T&D de energia elétrica dentro do SIN, até o final de 2019, foram de 16,2% (EPE, 2020). O ICV montado para

a matriz de energia elétrica brasileira (Apêndice B) seguiu os procedimentos apresentados por Velandia Vargas *et al.* (2017), adaptado para o ano de 2019. Por questões de simplificação, não foi feita a diferenciação na composição da matriz elétrica dentro e fora do horário de ponta. A energia elétrica proveniente da biomassa foi considerada como a energia elétrica produzida a partir da queima de bagaço de cana, sendo coproduto da fabricação de etanol e açúcar a partir da cana de açúcar (SEABRA *et al.*, 2011).

Tabela 10 – Matriz elétrica brasileira no SIN e do sistema isolado

<b>Fonte Energética</b>	<b>SIN (%)</b>	<b>Isolado (%)</b>
Hidroelétrica	64,9	1,0
Energia térmica – Gás Natural	9,3	1,0
Energia térmica – Biomassa	8,4	0,3
Energia térmica – Combustível: Diesel	2,0	97,0
Energia térmica – Carvão mineral	3,3	0
Energia Nuclear	2,5	0
Renovável – Eólica	8,6	0
Renovável – Solar Fotovoltaica	1,0	0,7

Fonte: EPE (2020) e EPE (2019b)

- *Sistema de geração fotovoltaico*

O sistema fotovoltaico inclui os painéis FV e inversores. O estudo de Esteves (2018) mostrou a necessidade de um sistema de geração distribuída com 10 painéis FV de 280 Wp, escolhido pelo autor como sendo da marca Canadian Solar, modelo CS6K-280P, fabricado no Brasil. Ainda segundo o autor, a conexão entre geração FV, bateria e a rede seria feita por dois inversores híbridos de potência nominal 3000 W. Para se adaptar às bases de dados do Ecoinvent 3.4, o sistema passou a contar com inversores de 2.500 W, não havendo prejuízos de compatibilidade de potência com o projeto. Apesar de um inversor ser o suficiente para atender à potência de geração FV, a escolha de dois inversores se justificou pela segurança no caso de pico de demanda pelo uso de equipamentos de alta potência. Os inversores adotados pelo autor, e também nesta dissertação, foram do modelo Outback VFXR3048A Hybrid Series, da fabricante Outback Power, com um controlador de carga FLEXmax 80 da mesma fabricante. Como o inventário do Ecoinvent 3.4 não difere os tipos de inversores entre híbridos e não híbridos, em todos os cenários com geração FV a entrada do inversor foi considerada a mesma.

O sistema FV em operação tem capacidade de gerar 115 MWh ao longo da vida útil, estipulada em 25 anos, estimado com base na energia média gerada a cada dia (ESTEVEES, 2018) e conta com a degradação anual dos painéis (KUMAR; KUMAR, 2017). Para que o sistema dure 25 anos, que corresponde à vida útil média dos painéis, seriam necessárias 2 trocas de inversores, pois essa é a vida útil estimada em 10 anos baseada em garantias de fabricação. Essa condição foi considerada nesta dissertação, além do transporte dos equipamentos desde o país de origem até os locais de instalação deve ser contabilizado.

De acordo com dados da ficha técnica do fabricante dos painéis, cada um tem superfície de 1,64 m<sup>2</sup> e pesa 18,2 kg (CANADIANSOLAR, 2017). A fábrica da Canadian Solar é sediada em Sorocaba-SP, cerca de 100 km de distância até da cidade de Campinas-SP. Já o inversor tem 28 kg cada (OUTBACK POWER, 2017) e considerou-se que foi fabricado na China, sendo transportado por navio ao longo de 21.000 km entre o porto de Xangai, na China, e o porto de Santos-SP, no Brasil. O trajeto de Santos-SP até a residência em Campinas-SP seria realizado por caminhão, ao longo de 200 km.

Para a situação em rede no sistema isolado, considerou-se que as placas solares, fabricadas em Sorocaba-SP, seriam enviadas por caminhão até o porto de Santos-SP percorrendo 180 km. De Santos-SP viajariam para o porto de Manaus-AM de navio por 6.100 km. De Manaus-AM seriam transportadas de caminhão até Boa Vista-RR por mais 800 km. Os inversores viajarão diretamente de Xangai para o porto de Manaus-AM, percorrendo 22 mil km. Também se adicionou mais 800 km de transporte por carreta entre o porto de Manaus-AM e a cidade Boa Vista-RR para o transporte dos inversores.

A Tabela 11 resume todos os itinerários dos equipamentos voltados para a geração solar distribuída. As distâncias percorridas foram estimadas baseadas em sites de rotas. As rotas terrestres foram levantadas através do site *Google Maps*<sup>®</sup>, já as rotas marítimas foram levantadas através do site *Marine Traffic*<sup>®</sup>. As dimensões marítimas, em milhas náuticas, foram convertidas para quilômetros e todas as rotas foram aproximadas para cima (valor maior). O inventário completo para o sistema de geração FV distribuído está descrito no Apêndice B. Ele foi elaborado identificando a energia total gerada, possibilitando, assim, uma alocação por energia consumida.

- *Baterias*

Mesmo tendo consciência de que os VEHs compõem mais de 90% dos VEs leves no Brasil, o estudo foi realizado com o reaproveitamento de uma bateria de VEHP. Esta decisão foi tomada baseado tanto na capacidade inferior das baterias de VEHs, menos de 10 kWh e na

dificuldade em encontrar dados técnico-científicos do reaproveitamento das baterias de VEHS. Outro motivo relevante foi o processo operacional incerto da remodelagem da bateria, o qual deveria incorporar duas ou mais BSVs de VEH para atender à demanda residencial.

Tabela 11 – Materiais e transporte para sistema de geração fotovoltaico

<b>Localidade</b>	<b>Item</b>	<b>Transporte</b>
Campinas (SIN)	10 unidades Painéis FV 280 Wp Canadian Solar (1,64 m <sup>2</sup> ) – 182,0 kg	
	<i>Transporte da fábrica em Sorocaba para residência por carreta</i>	<i>100 km</i>
	3 Inversores 2500 W Outback Power – 84 kg	
	<i>Transporte da fábrica para porto de Xangai por carreta</i>	<i>100 km</i>
	<i>Transporte do porto de Xangai para porto de Santos por navio</i>	<i>21 mil km</i>
	<i>Transporte do porto de Santos para a residência por carreta</i>	<i>200 km</i>
Boa Vista (Isolado)	10 unidades Painéis FV 280 Wp Canadian Solar (1,64 m <sup>2</sup> ) – 182,0 kg	
	<i>Transporte da fábrica em Sorocaba para porto de Santos por carreta</i>	<i>180 km</i>
	<i>Transporte do porto de Santos para o porto de Manaus por navio</i>	<i>6,1 mil km</i>
	<i>Transporte do porto de Manaus para residência por carreta</i>	<i>800 km</i>
	3 Inversores 2500 W Outback Power – 84 kg	
	<i>Transporte da fábrica para porto de Xangai por carreta</i>	<i>100 km</i>
	<i>Transporte do porto de Xangai para porto de Manaus por navio</i>	<i>22 mil km</i>
<i>Transporte do porto de Manaus para a residência por carreta</i>	<i>800 km</i>	

Fonte: Elaboração própria baseado em dados de rotas do *Google Maps*<sup>®</sup> e do *Marine Traffic*<sup>®</sup>

A bateria veicular aplicada nesta dissertação é uma versão LMO/NMC, baseada nas baterias disponíveis nos VEHP Chevrolet Volt até 2016 (geração 1) e após 2016 (geração 2) (GM, 2016). Esse tipo de composição de bateria também é encontrada nos VEBs Nissan Leaf e Chevrolet Bolt distribuídos no Brasil, além de outros VEs (BUCHMANN, 2019a). A composição e o arranjo das células e módulos da bateria pode variar de acordo com o fabricante. As características das baterias aplicadas para *time shifting* estão descritas na Tabela 12. Os dados técnicos da LIB nova de 12,5 kWh basearam-se nos dados da bateria veicular. A quantidade de

células, assim como de módulos, foi estipulada para atingir a capacidade de armazenamento necessária. O peso total da bateria foi calculado a partir da densidade energética disponibilizada pelo fabricante da bateria veicular, de tal forma que conhecendo o peso total das células, foi possível encontrar a parcela de peso da bateria relativo ao BMS, invólucros e sistema de resfriamento.

O inventário da bateria LMO/NMC segue a metodologia descrita por Cusenza *et al.* (2019b), com algumas modificações para atender ao modelo de bateria escolhido (Apêndice B).

Tabela 12 – Características técnicas das baterias

Parâmetro	BSV de LMO/NMC	Bateria Nova de LMO/NMC	Referência
<i>Composição cátodo</i>	Ambas 52% LMO + 48% NMC		(GM, 2016) e (CUSENZA et al., 2019a)
<i>Capacidade nominal</i>	16 kWh	12,5 kWh	(GM, 2016) e projeto para LIB nova
<i>Densidade Energética</i>	87 Wh/kg	87 Wh/kg	(GM, 2016)
<i>Número de células / módulos</i>	288 células / 9 módulos	225 células / 8 módulos	(GM, 2016) e cálculos de projeto
<i>Peso da bateria final</i>	196 kg	153 kg	(GM, 2016) e cálculo por densidade energética
<i>Capacidade inicial no uso estacionário</i>	80%	100%	(BOBBA et al., 2018b)
<i>Eficiência inicial</i>	95%	98%	(BOBBA et al., 2018b)
<i>Fim do uso estacionário</i>	Energia insuficiente para a demanda diária ou reduzir 20% da capacidade inicial		(CANALS CASALS; AMANTE GARCÍA; GONZÁLEZ BENÍTEZ, 2016b)
<i>Degradação da bateria</i>	-3Wh/ciclo -0,13 Wh/dia		(FARIA et al., 2014) e (BOBBA et al., 2018b)

Fonte: Elaboração própria

Como o inventário de Cusenza *et al.* (2019b) é para a fabricação de uma célula LMO/NMC de 1396,2 g, e levando em consideração que as células representam, aproximadamente, 60% do peso das células no peso final da bateria (ELLINGSEN et al., 2014), foi calculado que o peso de cada célula para a bateria do Chevrolet Volt é de 408,3 g. Portanto, dos 196 kg da bateria veicular, as células LMO/NMC compõem 117,6 kg, sendo o restante dividido entre BMS (3,7%), sistema de resfriamento (4,1%) e invólucro dos módulos e da bateria final (32,1%) (ELLINGSEN et al., 2014). Além disso, Cusenza *et al.* (2019b) utilizam um valor médio de consumo de eletricidade (960 MJ) para fabricação das células estipulada por Ellingsen

*et al.* (2014). A LIB nova, por sua vez, segue a mesma proporção dos componentes, porém para uma bateria de 152 kg.

O transporte das baterias está demonstrado na Tabela 13. A fabricação de ambas baterias, tanto a veicular quanto a bateria estacionária nova, seria considerada em Detroit, região nordeste dos EUA, pelo fato do fabricante do veículo, a GM, ter uma montadora neste local. A fase veicular da bateria foi considerada na cidade de Campinas-SP. O transporte do VEPH e da bateria se daria por vias marítimas, percorrendo cerca de 11.300 km de navio até o porto de Santos, de onde seria transportada por caminhão até Campinas-SP, distante aproximadamente 200 km. A LIB nova seguiria este mesmo percurso para atender a residência integrada ao SIN.

Para a residência em rede do sistema isolado, a LIB nova foi transportada até o porto de Manaus-AM por navio, percorrendo 9.800 km a partir do porto de Detroit. Então, seguiria de caminhão para Boa Vista-RR por 800 km.

Tabela 13 – Logística das baterias para a primeira vida

<b>Localidade</b>	<b>Item</b>	<b>Transporte</b>
Campinas (Fase de uso veicular)	Bateria Veicular <i>Transporte da montadora em Detroit (EUA) para o porto de Santos-SP por navio</i> <i>Transporte do porto de Santos-SP para uso veicular em Campinas-SP por caminhão</i>	11,3 mil km 200 km
Campinas (SIN)	Bateria Estacionária Nova <i>Transporte da fábrica hipotética em Detroit (EUA) para o porto de Santos-SP por navio</i> <i>Transporte do porto de Santos para a residência em Campinas-SP por carreta</i>	11,3 mil km 200 km
Boa Vista (Isolado)	Bateria Estacionária Nova <i>Transporte da fábrica hipotética em Detroit (EUA) para o porto de Manaus-AM por navio</i> <i>Transporte do porto de Manaus-AM para a residência em Boa Vista-RR por caminhão</i>	9,8 mil km 800 km

Fonte: Elaboração própria baseado em dados de rotas do *Google Maps*<sup>®</sup> e do *Marine Traffic*<sup>®</sup>

- *Remodelagem*

Como a aplicação em segunda vida seria com a bateria completa, não foi necessário desmontar completamente e testar cada célula ou módulo na fase de remodelagem (CASALS et al., 2015). Portanto quatro etapas foram consideradas para a bateria ser reutilizada:

- i) desmontar manualmente o invólucro e proceder à inspeção visual dos módulos (sem impactos);
- ii) consumir energia no teste para um ciclo completo de descarga e recarga;
- iii) recondicionar para atender especificações técnicas do inversor (sem impactos) e
- iv) adotar materiais para o novo invólucro (BOBBA et al., 2018b).

O recondicionamento da bateria (iii) visa adaptar as conexões entre os módulos para que a bateria seja compatível com as exigências técnicas do inversor. A bateria é configurada para o uso veicular com uma tensão alta, no caso 360 V (GM, 2016), por outro lado o inversor opera com tensão de entrada de 48 V na bateria (OUTBACK POWER, 2017). Assim, as conexões da BSV devem ser reconfiguradas para que a tensão dela seja de 48 V, o que não altera a capacidade de armazenamento da bateria.

A Tabela 14 mostra as etapas de transporte para o envio da bateria até o laboratório de remodelagem e também a logística para a BSV chegar ao destino de uso estacionário.

Tabela 14 – Logística das baterias para remodelagem e posterior envio para uso estacionário

<b>Localidade</b>	<b>Item</b>	<b>Transporte</b>
	Remodelagem	
	<i>Transporte do veículo em Campinas-SP para o laboratório de remodelagem por caminhão</i>	<i>100 km</i>
Campinas (SIN)	Bateria de Segunda Vida pós remodelagem <i>Transporte do laboratório de remodelagem para residência em Campinas-SP por carreta</i>	<i>100 km</i>
Boa Vista (Isolado)	Bateria de Segunda Vida pós remodelagem <i>Transporte do laboratório de remodelagem para o porto de Santos-SP por carreta</i>	<i>200 km</i>
	<i>Transporte do porto de Santos-SP para o porto de Manaus-AM por navio</i>	<i>6,1 mil km</i>
	<i>Transporte do porto de Manaus-AM para residência em Boa Vista-RR por carreta</i>	<i>800 km</i>

Fonte: Elaboração própria baseado em dados de rotas do *Google Maps*<sup>®</sup> e do *Marine Traffic*<sup>®</sup>

Ainda na fase de remodelagem considerou-se o transporte da bateria entre o local de uso do VE e um laboratório hipotético a 100km (BOBBA et al., 2018b). As distâncias entre a UC até o laboratório de testes variam com a localidade da residência, sendo 100 km até Campinas-SP. Para a BSV chegar até a residência em rede isolada, primeiro deveria ser transportada de caminhão do laboratório hipotético até o porto de Santos-SP, percorrendo 200 km. Ela seria transportada a navio entre o porto de Santos-SP e Manaus-AM, por 6.100 km, e, então, percorreria mais 800 km até Boa Vista-RR de caminhão.

- *Reciclagem da bateria e equipamentos para geração FV*

A publicação de Cusenza *et al.* (2019b) também contribui com o inventário de reciclagem da bateria LMO/NMC. Eles separaram o aproveitamento de alguns componentes da bateria, dentre eles as células LMO/NMC, invólucros, BMS, sistema de refrigeração, além de resíduos de fabricação. Como o sistema de reciclagem de LIBs no Brasil ainda não está em fase avançada, foi considerado que a reciclagem da bateria deve ser realizada pelo próprio montador do veículo. Assim, a bateria, ao atingir o FVU, segue a mesma logística para retornar ao país de origem e ser reciclada. Também foi considerado que a bateria é transportada por caminhão da residência onde atua até o local de reciclagem, percorrendo 100 km a partir de Campinas-SP ou 4.500 km a partir de Boa Vista-RR.

Os equipamentos da geração FV já têm um sistema de reciclagem melhor desenvolvido no Brasil e no mundo (KONZEN; PEREIRA, 2020). A reciclagem dos materiais de ambos os equipamentos para geração FV, painéis FV e inversores, foi considerada realizada no Brasil, distante de 100 km da aplicação em Campinas-SP no caso da residência no SIN. Para a residência em rede isolada, foi considerado que os equipamentos são reciclados em Manaus-AM, sendo transportados por caminhão no percurso de 800 km de volta. As localidades do processo de reciclagem são aproximadas, visto que não há registro de empresas especializadas em reciclagem apenas destes produtos, mas sim da reciclagem destes materiais.

A Tabela 15 descreve de forma sucinta a logística para a retirada dos materiais e envio para devida reciclagem

Tabela 15 – Logística reversa das baterias, painéis FV e inversores para reciclagem

Localidade	Item	Transporte
Campinas (SIN)	Bateria de Segunda Vida e Bateria Estacionária Nova	
	<i>Transporte da residência em Campinas-SP para o porto de Santos-SP por caminhão</i>	200 km
	<i>Transporte do porto de Santos-SP para fábrica hipotética em Detroit (EUA) por navio</i>	11,3 mil km
	10 unidades Painéis FV 280 Wp Canadian Solar (1,64 m <sup>2</sup> ) – 182,0 kg	
	<i>Transporte da residência em Campinas-SP para reciclagem por carreta</i>	100 km
Boa Vista (Isolado)	3 Inversores 2500 W Outback Power – 84 kg	
	<i>Transporte da residência em Campinas-SP para reciclagem por carreta</i>	100 km
	Bateria de Segunda Vida e Bateria Estacionária Nova	
	<i>Transporte da a residência em Boa Vista-RR para o porto de Manaus-AM por navio</i>	800 km
	<i>Transporte do porto de Manaus-AM para fábrica hipotética em Detroit (EUA) por navio</i>	9,8 mil km
	10 unidades Painéis FV 280 Wp Canadian Solar (1,64 m <sup>2</sup> ) – 182,0 kg	
	<i>Transporte da residência em Boa Vista-RR para reciclagem por carreta</i>	800 km
	3 Inversores 2500 W Outback Power – 84 kg	
	<i>Transporte da residência em Boa Vista-RR para reciclagem por carreta</i>	800 km

Fonte: Elaboração própria baseado em dados de rotas do *Google Maps*<sup>®</sup> e do *Marine Traffic*<sup>®</sup>

### 3.5.3 Fronteiras do sistema para os cenários avaliados

Para explicitar as diferenças entre os cenários estipulados e suas consequências, a Figura 30 ilustra as mudanças características entre eles. As consequências sobre o consumo de energia são baseadas na participação da fonte energética por kWh consumido na residência, ou seja, a UF adotada. Destaca-se que o cenário D aproveita menos energia FV gerada localmente que o Cenário C por seu sistema de armazenamento ter melhor eficiência no ciclo, o que acarreta em

maior injeção de energia excedente na rede. No Apêndice C encontram-se os inventários de ciclo de vida para todos os cenários estipulados.

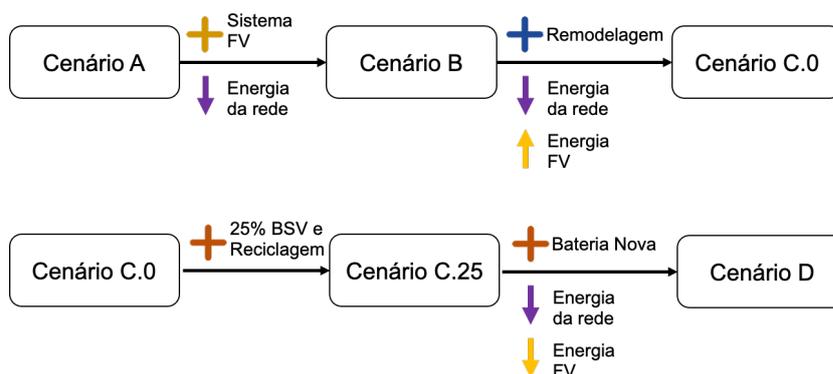


Figura 30 – Diagrama esquemático representando adições de elementos entre os cenários e suas consequências.

Fonte: Elaboração própria

- *Cenário A – Residência sem geração FV e sem time shifting*

As entradas de energia provêm apenas da matriz elétrica brasileira, já considerando as perdas em T&D. Desta forma, para cada 1 kWh de energia consumida na residência, 1,193 kWh são exigidos da rede elétrica brasileira.

- *Cenário B – Residência com geração FV e sem time shifting*

O sistema para ACV conta com painéis FV e inversores e seus respectivos transportes para aquisição e reciclagem (Figura 31).

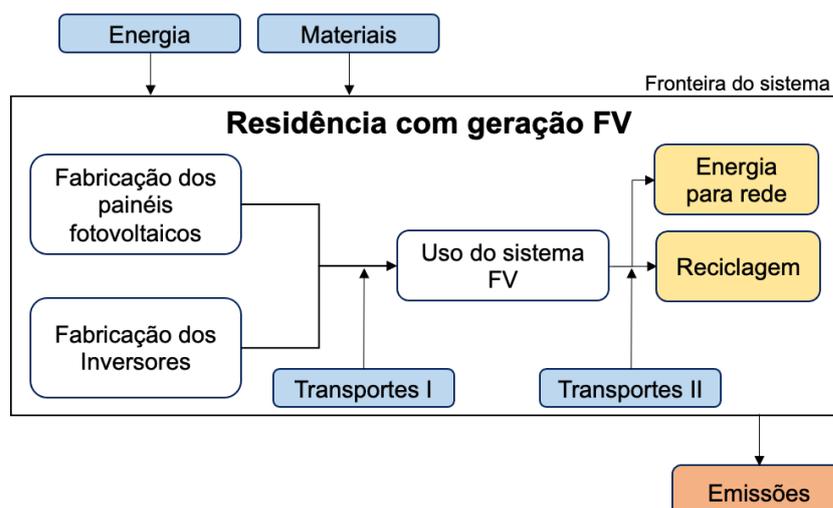


Figura 31 – Fronteira do Sistema para uma residência com geração solar distribuída (Cenário B)

Fonte: Elaboração própria

Como mencionado anteriormente, a energia gerada pelo sistema FV que não é aproveitada diretamente na residência é injetada na rede. Em horários em que a geração local não é suficiente para a demanda energética, a residência utiliza energia da rede.

A contribuição nos impactos ambientais do sistema FV neste cenário foi ponderado para receber apenas a parcela de energia aproveitada diretamente na residência no período analisado. Assim, a alocação de impactos do sistema FV é dividida por um caráter energético. Para isso, os impactos totais do sistema FV foram contabilizados dentro dos 115 MWh disponíveis na vida útil do sistema FV e cada cenário conta com a contribuição dos impactos equivalentes à energia consumida a partir da geração distribuída. A energia elétrica da geração FV injetada na rede foi contabilizada como energia integralizada na matriz elétrica brasileira e, por isso, a parcela de impactos provenientes da energia do sistema FV desta energia é contabilizada apenas dentro da matriz elétrica que sustenta a UC no item de geração FV que a compõe.

- *Cenário C – Residência com geração FV e time shifting operado por BSV*

O ciclo de vida analisado para as BSVs está descrito na Figura 32 com a fronteira do sistema delimitando a análise. O sistema de armazenamento com BSV é capaz de operar por 1510 ciclos (ou 4,1 anos) atendendo completamente a demanda da UC em horário de ponta. A participação do sistema FV nos impactos está relacionada com a energia diretamente consumida nesse período.

Foi utilizada uma metodologia de alocação ( $\alpha$ ) para definir os impactos associados à segunda vida. Pela Figura 32 se observa a parcela de uma etapa relativa à primeira vida foi separada da parcela relativa à segunda vida. Os impactos da fabricação do VE, assim como seu uso, não foram levados em consideração (BOBBA et al., 2018b; RICHA et al., 2015; SATHRE et al., 2015). A identificação de Transporte I na Figura 32 é associado à importação do VE, consequentemente a bateria também, seguindo as distâncias declaradas na Seção 3.4. Dentro da análise, apenas a contribuição da bateria para o transporte foi considerada.

O fator  $\alpha$  indica a alocação de impactos da etapa na segunda vida. Os itens relativos à bateria e reciclagem e seus respectivos transportes variam o fator  $\alpha$  para 0% (Cenário C.0) e 25% (Cenário C.25). O inventário completo do Cenário C está disposto no Apêndice C, ainda com a alocação de impactos representada pelo fator  $\alpha$ .

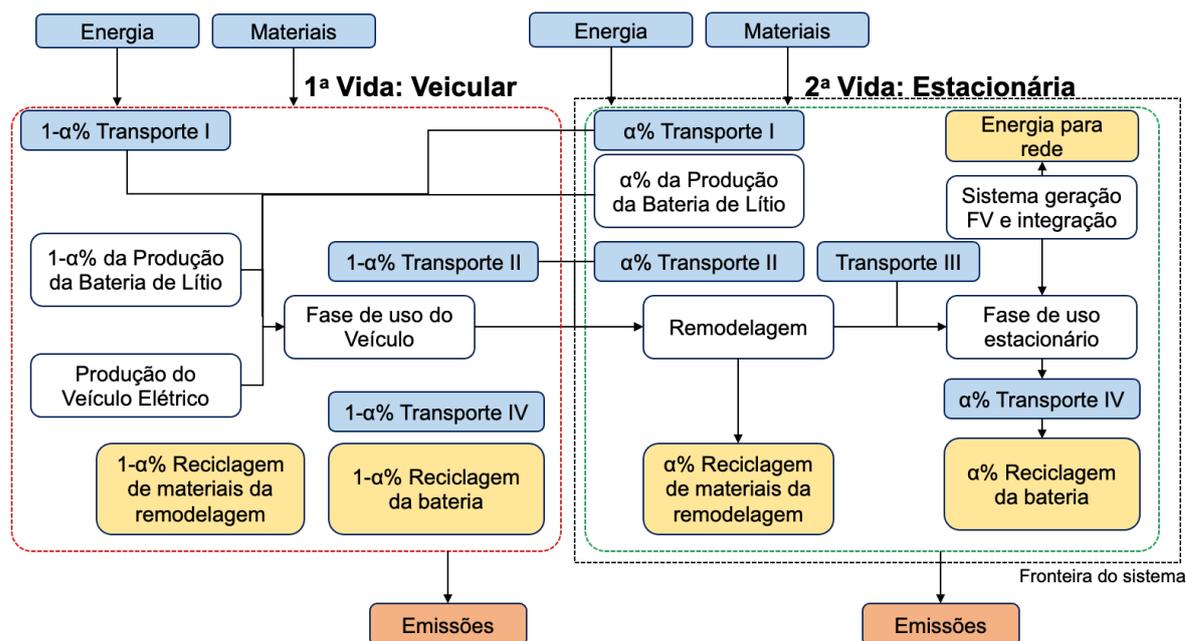


Figura 32 – Representação do ciclo de vida da bateria levando em consideração apenas a segunda vida

Fonte: Elaboração própria

- *Cenário D – Residência com geração FV e time shifting operado por LIB nova*

O último cenário emprega uma bateria LMO/NMC nova ao invés de uma bateria de reuso (Figura 33). Neste caso não existe alocação de impactos na bateria, como no cenário anterior, pois esta aplicação é a única ao longo de toda a vida útil. Os impactos ambientais analisados relativos ao sistema de geração FV foram ponderados para ser condizentes com a energia consumida diretamente dele pelo período de duração do sistema de armazenamento (4,2 anos ou 1.536 ciclos). O transporte da bateria e do sistema FV também variou de acordo com as localidades, assim como descrito nos cenários anteriores.

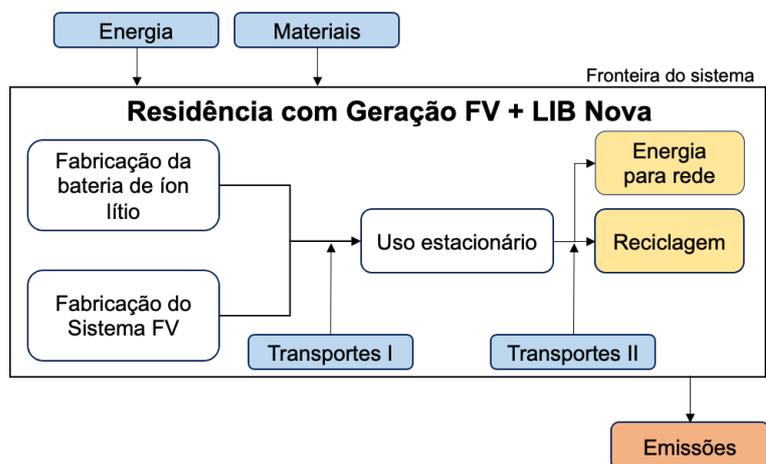


Figura 33 – Fronteira do Sistema para uma residência com geração solar distribuída e armazenamento com bateria nova  
Fonte: Elaboração própria

### 3.5.4 Modelo de cálculo AICV e impactos ambientais avaliados

Para avaliar e comparar os resultados dos potenciais impactos, utilizou-se o modelo de cálculo CML-IA *baseline* disponibilizado para o software SimaPro®. Este método foi apresentado inicialmente dentro do *Dutch Handbook on LCA*, um manual holandês que propõe diretrizes operacionais para o passo a passo de uma ACV. O modelo de caracterização foi selecionado baseado em uma revisão minuciosa comparando as outras metodologias já existentes (MENDES; BUENO; OMETTO, 2013).

As categorias de impactos ambientais avaliadas pelo CML-IA *baseline* são no nível *midpoint*: depleção de recursos minerais (DR), depleção de recursos fósseis (DR-fóssil), aquecimento global (AG-100), depleção do ozônio estratosférico (DOE), toxicidade humana (THu), ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce (ECA-doce), ecotoxicidade em ambiente aquático marinho (ECA-marinha), ecotoxicidade terrestre (ECT), formação fotoquímica de ozônio (FFO), acidificação (Ac) e eutrofização (Eut). Todas as categorias foram calculadas para demonstrar os impactos ambientais.

Os resultados da AICV foram dispostos em termos de um valor de referência para cada indicador de impacto a fim de padronizar os efeitos de cada etapa da análise. Por exemplo o aquecimento global está ponderado para representar a quantidade de CO<sub>2</sub> equivalente (kg CO<sub>2eq</sub>) (IBICT, 2014).

### 3.6 Resultados e discussões

A seguir são apresentados o modo de operação dos Cenários A, B, C e D de uma residência interessada na Tarifa Branca, assim como o fluxo de energia diário e os resultados de impactos ambientais interpretados pela ferramenta de ACV. Vale lembrar que, para o gerenciamento de energia do tipo *time shifting*, o sistema de armazenamento não seria exigido durante finais de semana, porém, para fins de cálculo, levou-se em consideração que as tarifas de ponta são aplicadas nos finais de semana, assim como a demanda energética se mantém a mesma. Desta forma os ciclos não variam e o número de ciclos para atingir um ano é 365 ciclos ou dias de operação.

#### 3.6.1 Projeto e Operação do Sistema de Armazenamento

O sistema de armazenamento de energia deve suprir toda a demanda do consumidor durante os períodos de maior cobrança tarifária, ou seja, das 17h às 22h, o que pela Tabela 8 significa ser capaz de entregar pelo menos 6 kWh de energia útil à residência a cada ciclo neste horário.

A Tabela 16 mostra a energia consumida na residência para um dia de operação. Nos casos analisados foi levado em consideração apenas a perda de eficiência dos painéis ao longo dos anos no sistema FV, descrito como uma redução linear de eficiência de 100% até 80% dentro de 25 anos (KUMAR; KUMAR, 2017). A demanda média de energia foi considerada constante ao longo dos anos de durabilidade de todos os cenários.

Tabela 16 – Exemplo da energia consumida total de cada cenário para um dia útil e demanda de 6 kWh em horário de ponta.

<b>Cenário</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
Rede Elétrica	16,5 kWh	10,5 kWh	4,7 kWh	4,7 kWh
Geração FV	-	13,8 kWh	13,8 kWh	13,8 kWh
<i>Autoconsumo na Residência</i>	-	<i>6,0 kWh</i>	<i>6,0 kWh</i>	<i>6,0 kWh</i>
<i>Recarregar bateria</i>	-	-	<i>7,3 kWh</i>	<i>6,9 kWh</i>
<i>Injetado na rede</i>	-	<i>7,8 kWh</i>	<i>0,5 kWh</i>	<i>0,9 kWh</i>
Bateria	-	-	5,8 kWh	5,8 kWh
<i>Energia descarregada da bateria</i>	-	-	<i>6,8 kWh</i>	<i>6,6 kWh</i>

Fonte: Elaboração própria

A Figura 34 ilustra o perfil energético médio da residência em análise para um dia útil com geração FV sem armazenamento (Cenário B) após dois anos, ou 730 dias, de uso.

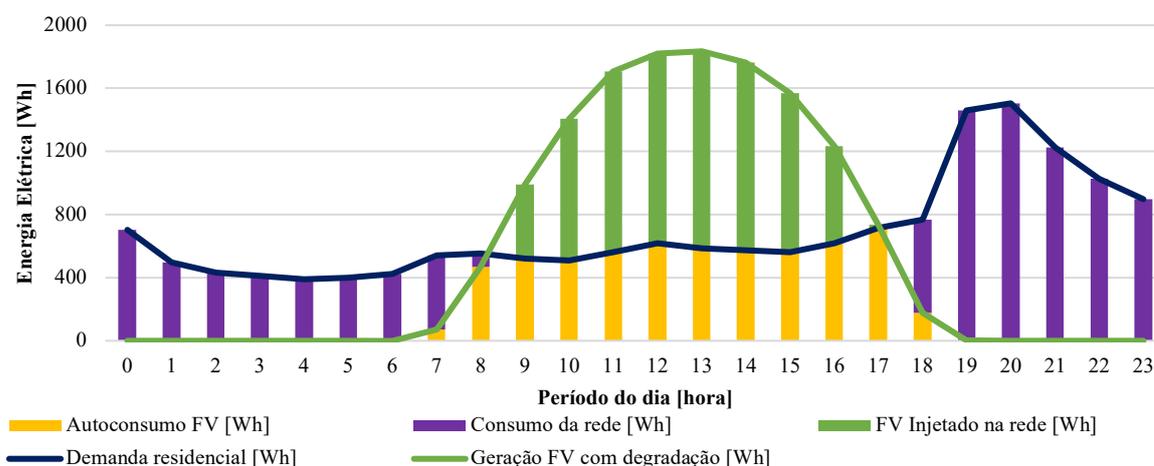


Figura 34 – Perfil energético médio de uma residência de alto consumo com geração FV  
Fonte: Adaptado de Esteves (2018)

Como o sistema voltado para *time shifting* em análise tem durabilidade de 4,1 anos (1510 ciclos), a Tabela 17 mostra a adequação da operação de oferta e demanda da residência para o período a ser analisado.

Tabela 17 – Energia para uma residência de alto consumo com geração solar distribuída

	Energia total para 25 anos [MWh]	Energia para 4,1 anos [MWh]
Demanda Residencial	134,2	24,9
Energia consumida da rede <sup>1</sup>	80,1	15,9
Geração FV Distribuída	115,1	20,8
<i>Energia consumida diretamente</i>	54,1	9,0
<i>Energia injetada na rede</i>	61,0	11,8

1: Não inclui perdas de T&D

Fonte: Elaboração própria

Com relação aos Cenários C e D, o fluxo de energia total está disposto na Tabela 18. Os parâmetros de entrada relativos ao sistema de geração FV e à energia da rede foram baseados na parcela de energia oriunda de cada fonte em relação à energia total demandada.

Tabela 18 – Fluxo de energia total para os cenários com BSV (C) e com LIB nova (D)

	<b>Cenário C</b>	<b>Cenário D</b>
	<b>(1510 ciclos)</b>	<b>(1536 ciclos)</b>
<b>Energia total</b>	<b>[MWh]</b>	<b>[MWh]</b>
Demanda Residencial	24,9	25,3
Energia consumida da rede <sup>1</sup>	7,15	7,23
<i>Energia da rede para consumo<sup>1</sup></i>	7,11	7,23
<i>Energia da rede para recarregar bateria<sup>1</sup></i>	0,04	0,00
Geração FV Distribuída no período	20,80	21,20
<i>Energia FV consumida diretamente</i>	9,03	9,18
<i>Energia FV para recarregar a bateria<sup>2</sup></i>	11,05	10,61
<i>Energia injetada na rede</i>	0,72	1,41
Consumo a partir da bateria em horário de ponta	8,77	8,92
<i>Energia descarregada da bateria<sup>2</sup></i>	10,24	10,08

1: Não inclui perdas em T&D; 2: Inclui perdas na bateria

Fonte: Elaboração própria

O exemplo de fluxo de energia durante um dia do Cenário C após 730 dias da instalação da bateria está disposto na Figura 35. Evidentemente, a quantidade de energia demandada da rede diminui, enquanto o aproveitamento da energia FV aumenta em relação aos cenários sem armazenamento. Próximo do FVU, a energia gerada localmente não é suficiente para a recarga completa da bateria, sendo necessário um apoio da energia da rede para tal. Assumiu-se que a energia da rede para recarregar a bateria seja contabilizada fora do horário de ponta.

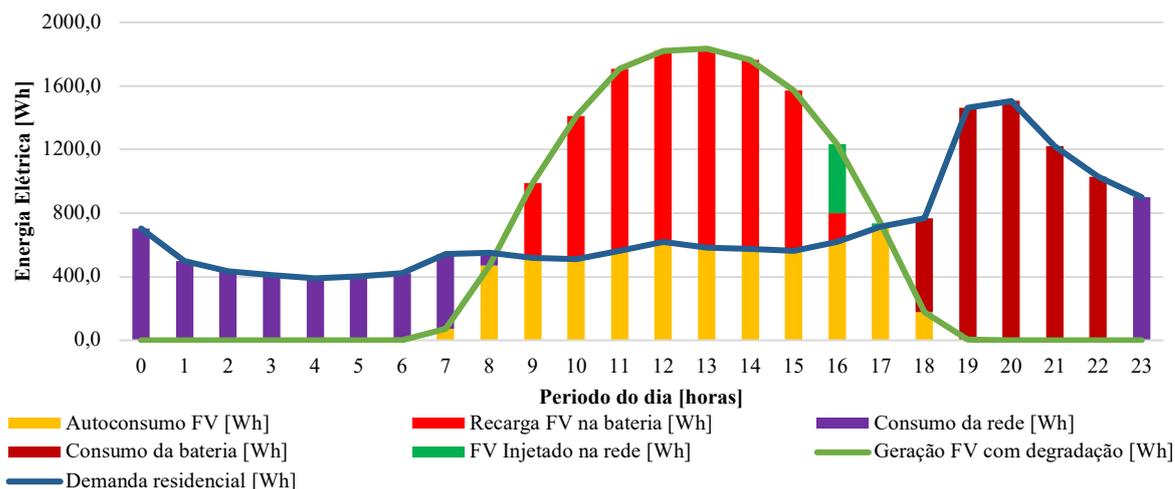


Figura 35 – Fluxo de energia em um dia para o Cenário C  
Fonte: Elaboração própria

O Cenário D consome menos energia para recarregar a bateria do que o Cenário C pois a sua bateria nova desperdiça menos energia em forma de perdas, como exibido na Figura 36. Assim, mais energia gerada localmente é fornecida para a rede e, ao longo da durabilidade da bateria, não há necessidade de complementar a recarga da bateria com energia da rede.

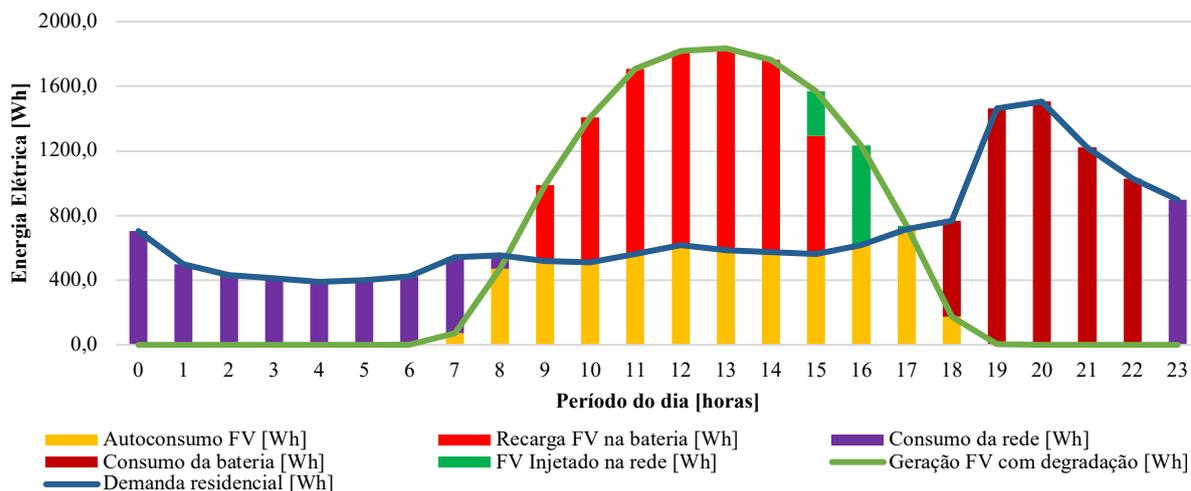


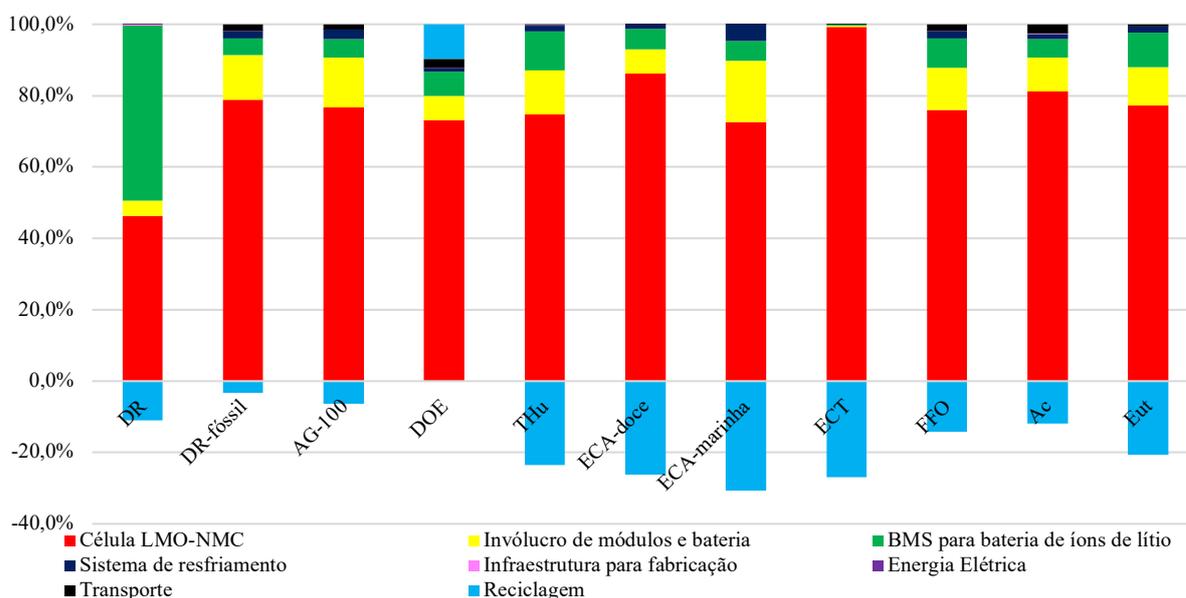
Figura 36 – Fluxo de energia em um dia para o Cenário D  
Fonte: Elaboração própria

### 3.6.2 Avaliação do Desempenho Ambiental

Os fluxos de energia de cada cenário, mencionados anteriormente, foram adotados na avaliação ambiental, bem como foi considerado o perfil de geração do SIN e o perfil de geração das redes em sistemas isolados no ano de 2019 (Tabela 10).

Antes de avaliar os resultados da ACV, foi realizada a validação da montagem da bateria. A participação nas categorias de impactos de cada elemento referente à fabricação e transporte de uma bateria LMO/NMC de 16 kWh foi disposta na DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 37, elaborada a partir dos dados absolutos apresentados no Apêndice D.



DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 37 – Composição das categorias de impactos da fabricação, transporte e reciclagem da bateria veicular de 16 kWh

Fonte: Elaboração própria

A bateria veicular adotada nesta dissertação tem proporções na contribuição de impactos concordantes com os resultados da bateria veicular de mesma tecnologia de células, distribuída por outra montadora, apresentado por Cusenza et al. (2019b). O indicador sobre aquecimento global (AG<sub>100a</sub> ou GWP<sub>100</sub>) é de fácil comparação com a bibliografia por apresentar a mesma unidade de medida nos modelos de cálculo (ELLINGSEN; HUNG; STRØMMAN, 2017). Nesta categoria a contribuição da bateria analisada é de 279 kgCO<sub>2eq</sub>.kWh<sup>-1</sup> de capacidade da bateria sem contar com as reduções pela reciclagem no fim da vida, valor esse abaixo da referência que apresenta emissão de 396 kgCO<sub>2eq</sub>.kWh<sup>-1</sup> (CUSENZA et al., 2019a) e acima dos 140 kgCO<sub>2eq</sub>.kWh<sup>-1</sup> encontrados na bateria LMO/NMC de fabricação coreana transportada até os EUA para compor a fabricação de um veículo (KIM et al., 2016). Quando os processos de

reciclagem são contabilizados, a contribuição com GEE cai para  $262 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$ . Os resultados para emissões de GEE estão acima da média da faixa de emissões encontrada na literatura,  $38\text{-}356 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$ , porém é notável que a fabricação de células do tipo NMC emitem mais GEE que as células do tipo LMO e LFP (ELLINGSEN; HUNG; STRØMMAN, 2017). Outros indicadores são de difícil comparação em valores absolutos com a literatura pois variam as categorias de impacto analisadas e a unidade base equivalente no método de cálculo.

Os resultados encontrados ressaltam a relevância dos impactos ambientais relativos às células da bateria, como já destacado na literatura (CUSENZA et al., 2019a; ELLINGSEN et al., 2014; NORDELÖF et al., 2014). É possível perceber que a fabricação das células carrega maior parcela de participação de impactos em dez das onze categorias de impactos avaliadas, sendo a menor participação com 46,3% sobre a depleção de recursos minerais (DR). O BMS causa maiores impactos nesta categoria, sendo responsável por 49,0% deles por conter grande parte dos recursos minerais nos circuitos eletrônicos.

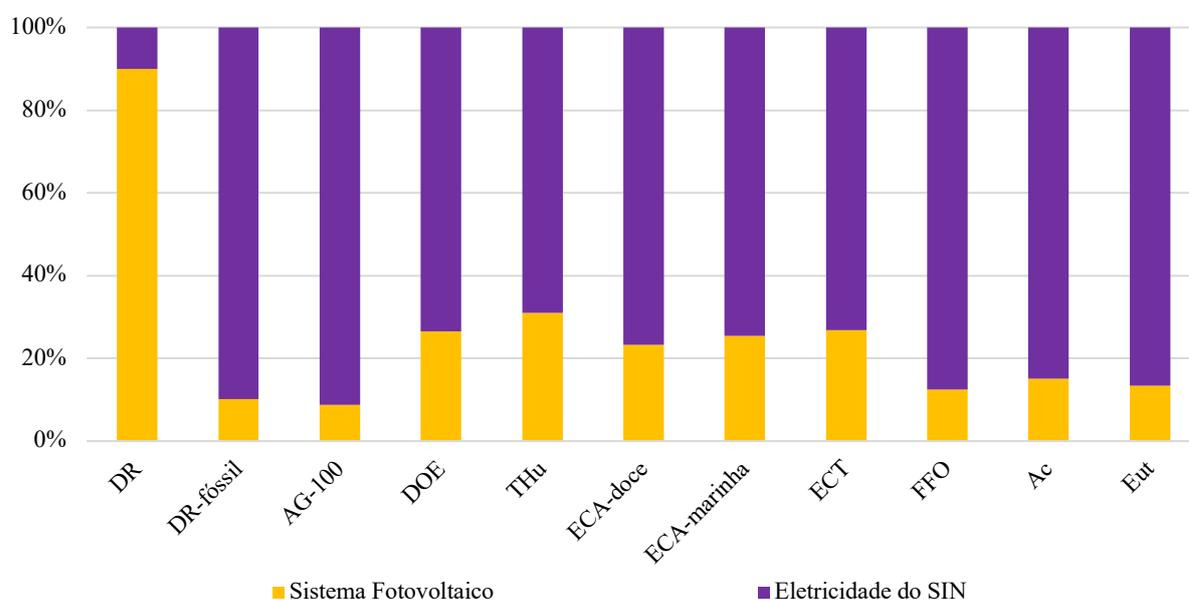
O invólucro da bateria tem suas maiores contribuições afetando o aquecimento global (AG-100) (13,9%) e a ecotoxicidade em ambiente marinho (ECA-marinha) (17,2%). Apesar da fabricação da bateria estar mais de 21 mil quilômetros do local de uso na primeira vida, os impactos relativos ao transporte não se mostram muito intensos em comparação aos materiais componentes da bateria, sendo sua maior contribuição a Acidificação do solo (Ac) (2,6%). A energia elétrica considerada para a montagem da bateria não contribuiu mais do que 0,001% dos impactos. Todavia é preciso destacar que o processo que consome mais energia é a fabricação das células, incluso nos impactos relativos às células LMO/NMC, o que varia consideravelmente os impactos sobre o aquecimento global dependendo do local e da quantidade de energia elétrica usada na fabricação das células (ELLINGSEN; HUNG; STRØMMAN, 2017).

A reciclagem da bateria tem um papel relevante na diminuição dos impactos ambientais, principalmente nos impactos relativos à toxicidade. Este processo é capaz de reduzir em 30,7% os impactos em ecotoxicidade em águas marinhas (ECA-marinha) e 23,5% os impactos na saúde humana (THu).

Validada a pegada ambiental da bateria, analisou-se os efeitos ambientais ao atribuir um segundo uso para ela. Os resultados absolutos da AICV por kWh consumido na residência dos Cenários A, B, C e D estipulados foram dispostos no Apêndice E.

### 3.6.3 Residência integrada ao SIN

Como a UC no Cenário A consome apenas energia elétrica da rede, somente este fluxo de entrada contribuiu com impactos ambientais. Ao atribuir um sistema de geração FV (Cenário B), a demanda da rede elétrica foi reduzida em detrimento do consumo da geração local, sendo que 36% da demanda diária da residência passou a ser suprida pela geração FV, como descrito na Tabela 17. Como observado na Figura 38, o sistema FV (laranja) contribui menos que a rede elétrica (roxo), abaixo da relação de consumo de energia, em dez das onze categorias de impacto, sendo a exceção impactos em DR. Além disto, esta foi a única categoria de impactos ambientais na qual os valores absolutos de contribuição aumentaram do Cenário A para o Cenário B, sendo 6,4 vezes maior. Nas outras categorias, os impactos absolutos foram reduzidos, tendo a maior redução de 30% na categoria de AG-100.



DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 38 – Contribuição de impactos ambientais a cada kWh consumido para uma residência, na qual a geração FV sustenta 36% da energia consumida, no Cenário B

Fonte: Elaboração própria

Os inversores e os painéis FV têm maiores participações na pegada ambiental do sistema FV, sendo eles os principais responsáveis pelo aumento nos impactos em DR para o Cenário B. Os componentes eletrônicos contidos nos inversores detiveram as principais contribuições para esta categoria de impacto, assim como no caso do BMS. O processo de extração e processamento do silício para fabricar as células FV também contribuíram bastante na DR.

Os cenários simulados com armazenamento de energia, Cenários C e D, contaram com o aumento do consumo de energia do sistema FV para recarregar a bateria e diminuíram tanto a energia demandada da rede quanto a energia excedente injetada na rede. Assim, os valores absolutos da pegada ambiental dos sistemas FV em ambos os cenários foram maiores que os registrados para o Cenário B, enquanto a contribuição da rede elétrica diminuiu.

Indo além, os cenários com armazenamento tiveram mais elementos que contribuíram para o impacto final. O Cenário C.0 contou apenas com a inserção dos impactos ambientais relativos à remodelagem; enquanto o Cenário C.25 recebeu, além da remodelagem, 25% dos impactos relativos à produção da bateria e da reciclagem desta. O Cenário D carregou a contribuição total da fabricação de uma bateria de 12,5 kWh e sua reciclagem, além dos sistemas para energia.

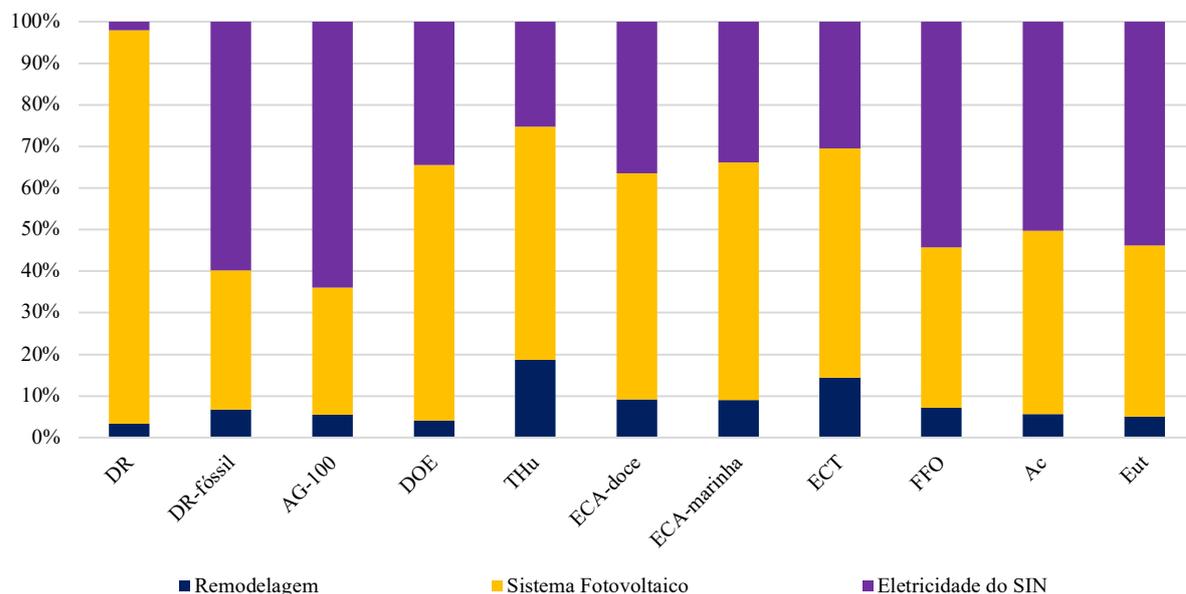
A participação do sistema FV nos impactos ambientais por kWh aumentou consideravelmente no caso do Cenário C.0 (DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização).

Figura 39). Ele só não foi o maior contribuinte nas categorias as quais o uso de recursos fósseis é muito relevante, como a depleção de recursos fósseis (DR-fóssil) e AG-100, passando a liderança de contribuição para a rede elétrica. O processo de remodelagem (azul marinho) se mostrou pouco impactante em comparação com os outros dois contribuintes, sendo sua maior participação de 18,7% sobre a toxicidade em humanos (THu).

Ao atribuir a parcela de 25% da BSV no Cenário C.25 percebeu-se a influência da bateria sobre os impactos ambientais na fase de reuso. Indicada em vermelho na DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 40, a bateria dividiu o destaque sobre as contribuições de impactos com a geração FV e a rede elétrica. As categorias de DR-fóssil e AG-100 ainda contaram com a rede elétrica como maior contribuinte, participando com 38,4% e 43,1% respectivamente, porém vieram acompanhadas da bateria com grande parcela nestas categorias, 36,1% e 32,8% respectivamente. O sistema FV continuou como maior contribuinte na DR e nos impactos sobre a camada de ozônio, apesar de diminuir suas parcelas de contribuição. A bateria teve maior parcela de contribuição de impactos ambientais nas outras sete categorias. Isso se deveu à toxicidade a

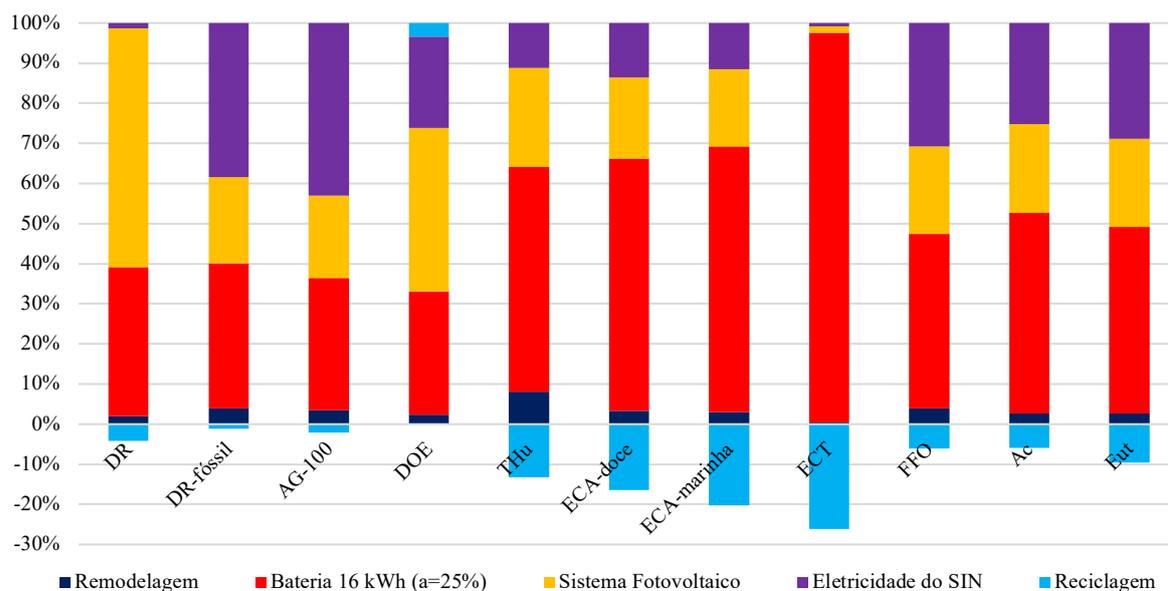
humanos, ambientes aquáticos (ECA-doce e ECA-marinha) e ao solo (ECT) dos materiais e produtos químicos que compõem a bateria (NORDELÖF et al., 2014). A reciclagem (azul claro) da bateria conseguiu reduzir os impactos ambientais na grande maioria das categorias, com exceção apenas da depleção do ozônio estratosférico (DOE). Ela novamente se mostrou pertinente na diminuição dos impactos ambientais, principalmente nas categorias que indicam a toxicidade da bateria.



DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 39 – Contribuição de impactos ambientais a cada kWh consumido para uma residência no Cenário C.0, com alocação de impactos da BSV de 0%

Fonte: Elaboração própria



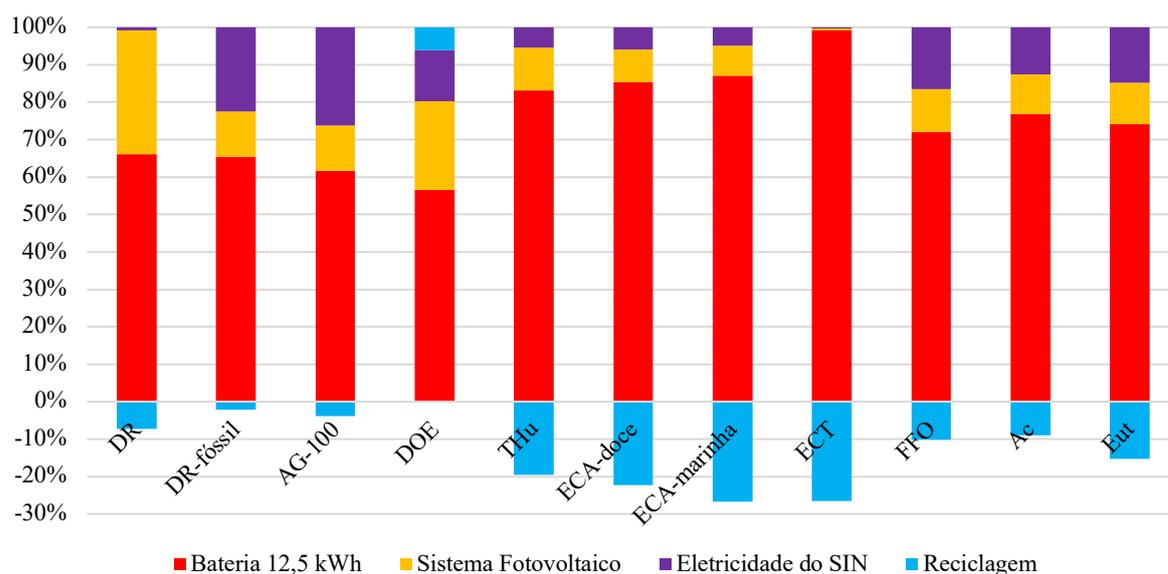
DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 40 – Contribuição de impactos ambientais a cada kWh consumido para uma residência no Cenário C.25, com alocação de impactos da BSV de 25%

Fonte: Elaboração própria

O Cenário D recebe maiores contribuições de impactos relativas à LIB nova. Por mais que o porte da bateria de 12,5 kWh seja menor, a BSV modelada no Cenário C.25 carregou bem menos impacto para a segunda vida que uma LIB nova. A bateria, neste cenário, liderou as contribuições em todas as categorias de impacto com parcelas acima de 50% (DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização).

Figura 41). Apesar da reciclagem da bateria fazer diferença nos valores absolutos de impactos, ela não foi suficiente para que a bateria deixasse de ser a líder da pegada ambiental neste cenário. Mesmo que a bateria tivesse o FVU cerca de um mês mais tarde que a BSV, não seria o suficiente para distribuir melhor os impactos por kWh consumido de forma significativa. A menor demanda de energia do sistema FV e da rede em relação ao cenário com BSV também colaboraram para que a LIB nova implicasse em mais impactos relativos no seu cenário.

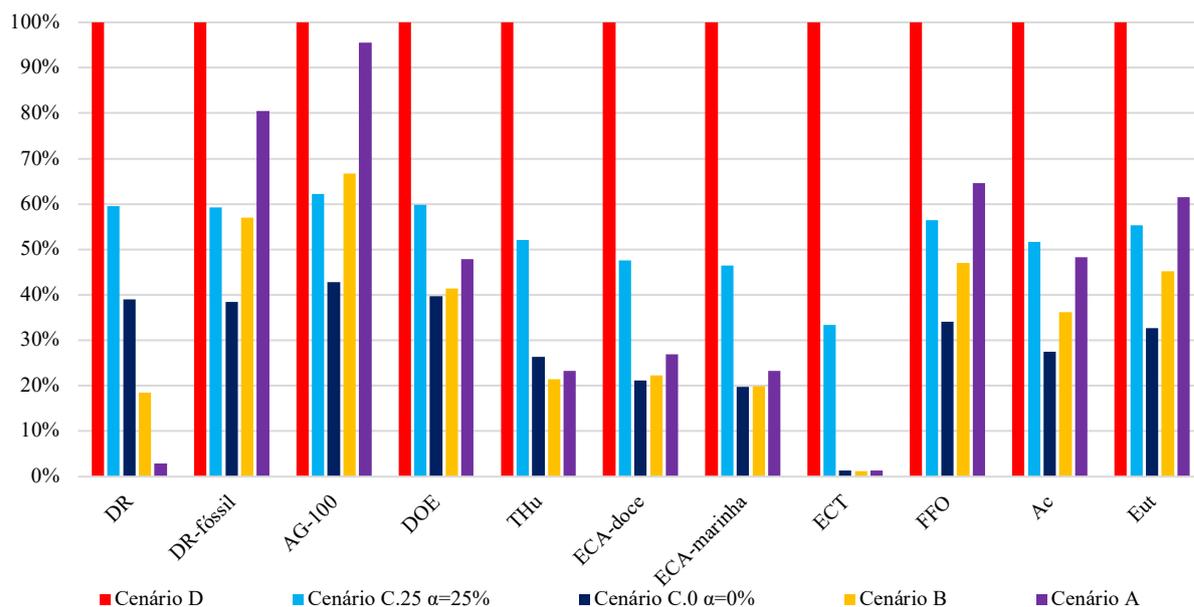


DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 41 – Contribuição de impactos ambientais a cada kWh consumido para uma residência no Cenário D

Fonte: Elaboração própria

Finalmente, a Figura 42 mostra a comparação entre os resultados de AICV para os cenários modelados, normalizando o cenário com maior impacto de cada categoria, representando 100%, e os outros como uma porcentagem relativa a este. Os levantamentos apontados justificaram e comprovaram que a bateria LMO/NMC nova torna o Cenário D (vermelho) com maior pegada ambiental em todas as categorias de impactos dentre os cenários avaliados. Naturalmente, do Cenário C.25 (azul claro) causa maiores impactos ambientais que o Cenário C.0 (azul marinho).



DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 42 – Comparação dos impactos ambientais entre os cenários estabelecidos abastecidos pelo SIN

Fonte: Elaboração própria

Por mais que a matriz elétrica brasileira tenha bastante contribuição de fontes de energia renovável, o Cenário A (roxo) foi o segundo mais impactante nas categorias DR-fóssil, AG-100, formação fotoquímica de ozônio (FFO) e eutrofização (Eut).

Quando se compara o Cenário B com o Cenário C.0, os impactos nas categorias citadas foram maiores, além de aumentar também o potencial de acidificação (Ac) e Eut. Não coincidentemente, estas foram as categorias com redução maior que 25% nos cenários base ao introduzir o sistema FV, destacando a relevância na redução do consumo de energia da rede elétrica nestas cinco categorias de impacto. Já na comparação com o Cenário C.25, observou-se a influência da bateria, além da rede elétrica nestas categorias. Dentre as cinco categorias nas quais o Cenário B superou o caso sem alocação de impactos para BSV, apenas em AG-100 ela continuou maior ao considerar 25% de impactos para a BSV.

Nas demais seis categorias de impactos, os cenários com *time shifting* superaram os cenários sem gerenciamento de energia, com exceção da categoria ECA-doce, na qual o Cenário A impactou mais que o Cenário C.0. A maior participação nos impactos se deu tanto pelo aumento do aproveitamento da energia FV, quanto pela inclusão das baterias, mesmo sendo de segunda vida, visto que a demanda de energia da rede foi reduzida. Mesmo assim, há redução de impactos em todas as categorias se comparado com o sistema aplicando LIB nova.

A consideração sobre alocação de impactos influenciou bastante o resultado da pegada ambiental do sistema de *time shifting* com BSV, como mostra a Tabela 19. Ao alocar 25% dos impactos da bateria para a segunda vida, a pegada ambiental cresceu em relação ao cenário apenas com geração FV. O impacto ambiental seria reduzido somente em AG-100, com uma queda de apenas 7%. A contribuição em toxicidade do sistema, tanto aos humanos quanto à água e solo, aumentou consideravelmente, com taxas de mais de 23 vezes na categoria ECT em relação aos cenários sem armazenamento.

Tabela 19 – Variação de impactos ambientais ao implementar um sistema de *time shifting* com BSV contra cenário com LIB nova (D) e cenários sem gerenciamento (A e B) no SIN.

	Variação para alocação 0%			Variação para alocação 25%		
	vs D	vs B	vs A	vs D	vs B	vs A
DR	-61%	112%	1246%	-40%	223%	1953%
DR-fóssil	-61%	-33%	-52%	-41%	4%	-26%
AG-100	-57%	-36%	-55%	-38%	-7%	-35%
DOE	-60%	-4%	-17%	-40%	44%	25%
THu	-74%	23%	14%	-48%	142%	124%
ECA-doce	-79%	-5%	-21%	-52%	113%	77%
ECA-marinha	-80%	-1%	-15%	-53%	133%	100%
ECT	-99%	8%	-6%	-67%	2671%	2311%
FFO	-66%	-28%	-47%	-44%	20%	-13%
Ac	-73%	-24%	-43%	-48%	43%	7%
Eut	-67%	-28%	-47%	-45%	22%	-10%

DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Fonte: Elaboração própria

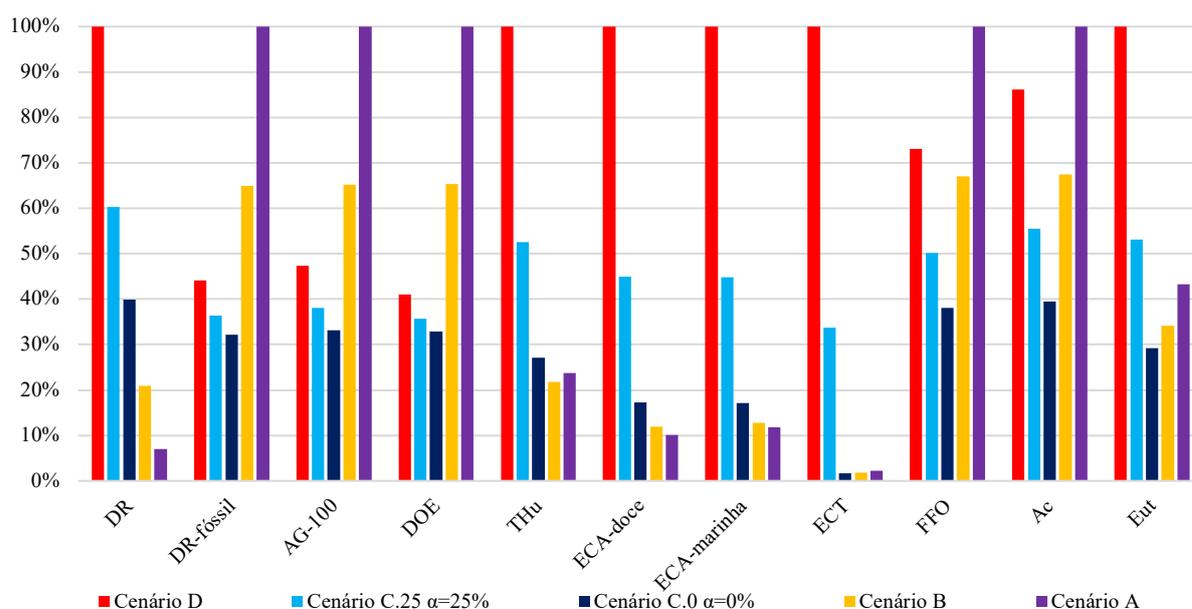
Quando se considera que a BSV não carregou impactos para a segunda vida (Cenário C.0), implica-se em redução de impactos ambientais em mais categorias contra os cenários de comparação. A única categoria na qual a variação ultrapassou 100% contra os cenários base foi a DR, vinculada ao aumento de consumo de energia FV, como já mencionado. A maior redução de impactos contra o Cenário B foi no efeito sobre aquecimento global, diminuindo em 36% a contribuição de GEE ao introduzir o sistema de gerenciamento de energia com BSV.

### 3.6.4 Residência em uma rede de sistema de fornecimento de energia elétrica isolado

A percepção da pegada ambiental do sistema de gerenciamento de energia com BSV muda bastante ao introduzi-lo em uma região cuja geração elétrica predominante é a combustão de

diesel. Pela DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 43 percebe-se que o cenário com LIB nova (Cenário D - vermelho), não mais liderou os impactos ambientais em todas as categorias. As categorias que indicaram a toxicidade do sistema continuaram sendo lideradas pelos cenários com bateria, contudo as categorias relacionadas com emissões de gases e consumo de combustíveis fósseis passaram a ser mais impactadas pelo Cenário A (roxo). Os resultados absolutos dos impactos ambientais podem ser encontrados no Apêndice F.



DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Figura 43 – Comparação dos impactos ambientais entre os cenários estabelecidos em uma rede de sistema elétrico isolado

Fonte: Elaboração própria

O sistema de gerenciamento de energia com BSV ainda causou menos impactos do que o sistema com LIB nova em todas as categorias, mantendo menores índices de redução no caso com alocação de 25% dos impactos à segunda vida (Tabela 20). Além disso, ele reduziu drasticamente as emissões de GEE visto que diminuiu em mais de 60% os impactos em AG-100 contra o Cenário A e mais de 40% contra o Cenário B, tanto no caso com alocação de 25% quanto no caso com 0%.

Novamente foi perceptível a relevância da alocação de impactos sobre a BSV pelos dados da Tabela 20. Nas categorias nas quais os impactos reduziram contra os outros cenários, a queda de contribuição foi maior para o Cenário C.0 em relação ao Cenário C.25. Nesta mesma linha de análise, nas situações em que as variações indicaram aumento de impacto, o caso C.25 aumentou mais que o caso C.0. As categorias de ECT e Eut deixaram de proporcionar queda nos impactos de 29% e 33%, respectivamente, no Cenário C.0 contra o Cenário A, para promover uma alta de 1380% em ECT e 23% em Eut no Cenário C.25 contra o Cenário A.

Tabela 20 – Variação de impactos ambientais ao implementar um sistema de *time shifting* com BSV contra cenários base e concorrente na rede de sistema elétrico isolado.

	Variação para alocação 0% (a)			Variação para alocação 25% (b)		
	vs D	vs B	vs A	vs D	vs B	vs A
DR	-60%	91%	465%	-40%	188%	752%
DR-fóssil	-27%	-50%	-68%	-17%	-44%	-64%
AG-100	-30%	-49%	-67%	-20%	-42%	-62%
DOE	-20%	-50%	-67%	-13%	-45%	-64%
THu	-73%	24%	14%	-47%	141%	122%
ECA-doce	-83%	45%	70%	-55%	277%	344%
ECA-marinha	-83%	34%	45%	-55%	250%	278%
ECT	-98%	-10%	-29%	-66%	1795%	1380%
FFO	-48%	-43%	-62%	-31%	-25%	-50%
Ac	-54%	-42%	-61%	-36%	-18%	-44%
Eut	-71%	-14%	-33%	-47%	56%	23%

DR: Depleção de recursos minerais, DR-fóssil: depleção de recursos fósseis, AG-100: aquecimento global, DOE: depleção do ozônio estratosférico, THu: toxicidade humana, ECA-doce: ecotoxicidade em ambiente aquático na água doce, ECA-marinha: ecotoxicidade em ambiente aquático marinho, ECT: ecotoxicidade terrestre, FFO: formação fotoquímica de ozônio, Ac: acidificação, Eut: eutrofização.

Fonte: Elaboração própria

As reduções de impactos percebidas na rede isolada superaram as reduções no SIN tanto no valor variado quanto no número de categorias que reduziram o ônus ambiental. Além disso, os aumentos das categorias que detiveram maiores cargas ambientais se deram em valores menores no sistema isolado. Isso mostra que foi mais compensatório evitar o consumo de energia elétrica com alta participação de combustíveis fósseis, mesmo o sistema de gerenciamento de energia exigindo mais em termos de transporte dos equipamentos.

A alocação de impactos de fabricação da bateria ( $\alpha$ ) alterou de forma relevante os resultados dos cenários C.25 em relação ao C.0. Alguns impactos ambientais se mostraram mais influenciados pela participação da bateria, como os relacionados à toxicidade, e outros tiveram

uma influência menor dela, como a depleção de recursos fósseis e participação no aquecimento global.

A Figura 44 mostra os resultados de duas categorias de impactos ambientais, AG-100 e THu, para diferentes alocações de impactos da bateria na segunda vida tanto na rede conectada ao SIN quando na rede em sistema isolado. Como era de se esperar, foi perceptível que a alocação de impactos influenciou de forma linear, ou seja, os impactos ambientais cresceram proporcionalmente de acordo com o aumento da porcentagem de participação dos impactos na segunda vida. O potencial de THu sofreu muita influência da bateria, visto que entre os resultados do SIN e em rede isolada há pouca diferença nos resultados de impactos. A categoria de impacto AG-100 teve maiores contribuições de outros fatores que não só a bateria, como a rede por exemplo, por isso a taxa de crescimento com a alocação se deu de maneira menos intensa que o caso de THu.

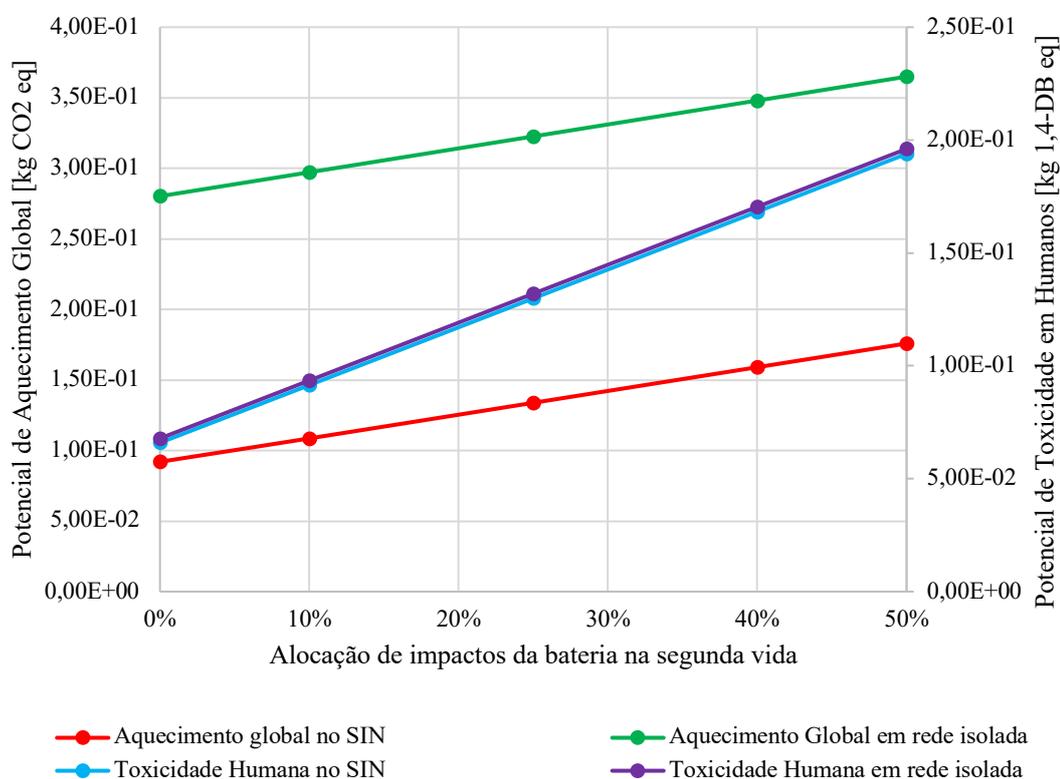


Figura 44 – Influência da alocação de impactos da bateria na segunda vida no potencial de aquecimento global (eixo esquerdo) e no potencial de toxicidade em humanos (eixo direito) dentro do Cenário C.

Fonte: Elaboração própria

Estes fatores demonstraram que a alocação de impactos para a segunda vida da bateria deve ser minuciosamente estipulada para que sua pegada ambiental não seja nem

superdimensionada nem subdimensionada. Os fatores de alocação propostos por Richa *et al.* (2015) trouxeram uma orientação, porém dados brasileiros mais concretos sobre BSV são necessários para que a alocação de impactos seja estabelecida e de certa forma padronizada.

### 3.7 Conclusões do capítulo

As BSVs se mostraram aptas para atuar em uma aplicação na segunda vida de gerenciamento de energia vinculado a geração FV. Em um cenário brasileiro, elas foram páreas com LIBs novas de capacidade equivalente no quesito técnico e se mostraram menos impactantes em termos ambientais. A funcionalidade da BSV analisada como armazenamento para sistema de gerenciamento de energia perdurou por cerca de quatro anos, se tornando inapta ao uso com diferença de menos de um mês em relação à LIB nova.

Apesar da eficiência dos ciclos da LIB nova ser melhor, isso não inviabiliza a operação da BSV. Durante a segunda vida útil, a BSV exigiu cerca de 400 kWh de energia gerada a mais para ser recarregada, o que significou apenas menos energia injetada na rede, neste caso específico. Mesmo demandando mais energia para ser recarregada, o potencial de impactos ambientais no sistema com BSVs foram sempre menores que o sistema com LIB nova.

Por outro lado, a decisão em aderir ao gerenciamento de energia, segundo critérios ambientais, ainda levanta discussões. As BSVs tiveram o potencial de reduzir a emissão de GEE de uma UC contra todos os cenários base estipulados dentro do SIN, o que seria de interesse para a contribuição no desenvolvimento sustentável. Por outro lado, elas aumentaram o risco em toxicidade em humanos, água e solo, além de contribuir mais na depleção de recursos minerais. Quando o sistema avaliado está em uma rede elétrica baseada em combustíveis fósseis, como as redes isoladas no sistema brasileiro, o gerenciamento de energia com BSV se mostrou ambientalmente mais atrativo. Neste caso as quedas potenciais nos impactos ambientais de uma UC foram mais significativas, principalmente pelo potencial de redução nos impactos sobre o aquecimento global.

Um fator crucial para a percepção da pegada ambiental do sistema com BSV está em ponderar a participação dos impactos ambientais da fabricação da bateria entre a primeira e segunda vida. Naturalmente, quanto maior a parcela de impactos ambientais associadas à segunda vida, maiores são os potenciais de impactos no uso estacionário. A pegada ambiental da UC aumentou nos casos em que a alocação de 25% de impactos de fabricação para segunda

vida foi adotada. Desta forma, destaca-se a necessidade de explorar critérios mais objetivos e claros para estabelecer a alocação de impactos para a segunda vida.

Para futuras melhorias nesta análise é possível ampliar a abordagem da ACV, a fim de obter um perfil ambiental completo da bateria veicular no Brasil. Desta forma é necessário englobar toda a vida da bateria, a veicular e a estacionária, além de poder avaliar a influência real da segunda vida sobre a pegada ambiental do VE. Outro fator relevante seria encontrar as aplicações com melhores potenciais de redução nos impactos ambientais, comparando os efeitos da escolha da BSV e as opções a serem substituídas.

## 4 CONCLUSÃO

Reaproveitar as baterias veiculares se mostra promissor e possível ao mercado consumidor em futuro próximo. A quantidade de baterias propulsoras aptas para reuso depende diretamente do modo de direção na primeira vida, desta forma quanto mais eficiente e menos intenso, menor será a degradação da bateria ao longo da sua vida veicular. As BSVs se mostram aptas para atender às demandas de serviços cobertos por armazenadores estacionários de energia em diversas frentes na cadeia de fornecimento de energia elétrica.

O setor de transporte elétrico pode se aproveitar da funcionalidade residual das baterias, mas para isso devem direcioná-las corretamente para o mercado. Diversas BSVs com capacidade de armazenamento considerável chegarão nos próximos anos ao mercado de armazenamento e este deve se preparar antecipadamente para lidar com o fluxo de coleta, remodelagem e distribuição do produto, além de conseguir expandir o interesse nessas baterias.

O próprio mercado de armazenamento irá redirecionar as BSVs dentre as diversas aplicações possíveis combinando com a configuração técnica e química das baterias veiculares. Cada agente interessado em determinada localidade pode se aproveitar de uma função diferente para um serviço de armazenamento de energia. As aplicações estacionárias de BSVs vinculadas com geração elétrica renovável são as mais exploradas em pesquisas científicas, já os serviços de segurança e controle da rede se mostram mais rentáveis.

Com a tendência de queda dos preços de fabricação das LIBs, a competitividade financeira da BSV no mercado de armazenamento de energia pode ser ofuscada se não acompanhar a tendência. Por outro lado, o apelo ambiental de um produto de segunda mão com ótimas condições técnicas ainda pode ser explorado pelos agentes interessados em promover a sustentabilidade.

A frota de VEs leves brasileira é majoritariamente dominada por VEHs, cujas baterias têm capacidades de armazenamento de até 40 kWh e têm um processo de remodelagem menos explorado nas linhas de pesquisa e desenvolvimento. O Brasil ainda precisa apresentar normas e regulação para que as BSVs estejam adequadas aos interessados. Isso vale tanto para o processo do reaproveitamento e reciclagem das baterias, incluindo a logística congruente ao tipo de produto, quanto para o setor de energia elétrica receber produtos regulares, qualidade técnica e que explore toda a gama potencial dos serviços de armazenamento. O setor elétrico brasileiro deve se interessar por serviços que garantam a continuidade do fornecimento de energia e a

acessibilidade de energia elétrica em regiões remotas. O consumidor de energia brasileiro tem a oportunidade de gerenciar seu consumo energético para otimizar os custos com tarifas e demanda de energia, além de poder garantir sua própria segurança energética.

A opção de utilizar BSV para gerenciar a energia residencial em uma UC de alta demanda com geração FV altera a pegada ambiental do ponto de vista do ciclo de vida. Por um lado, a UC pode reduzir o consumo de energia da rede de distribuição e a intensidade de GEE emitidos na atmosfera, além de aumentar o consumo de energia de fonte renovável, atendendo a alguns dos 17 ODS. Por outro, adere a um produto com materiais nocivos ao solo, aos humanos e a ambientes aquáticos. No contexto de uma residência abastecida por redes em sistemas isolados, o benefício ambiental em relação a redução de emissão de GEE e consumo de combustíveis fósseis é notoriamente atrativo. A percepção da pegada ambiental do uso de BSV varia proporcionalmente ao aumento da porcentagem de alocação de impactos ambientais da fabricação.

Próximas contribuições desejáveis no contexto de reaproveitamento de baterias propuloras seriam mais pesquisas técnico-científicas acerca das baterias de VEH, pois estas formarão a grande maioria das baterias disponíveis no Brasil. Ainda seria propício entender quais as consequências socioeconômicas da introdução de baterias de reuso no mercado de baterias no Brasil, sob a perspectiva tanto macroeconômica quanto microeconômica. As baterias reaproveitadas podem entregar um produto de qualidade e com preço reduzido, interferindo na geração de empregos ou saturando um mercado que não seria facilmente expansivo. Também seria importante analisar o desempenho ambiental e socioeconômico das demais aplicações das BSV, elencadas nesta dissertação, para que se possa identificar as mais interessantes ao contexto brasileiro.

## REFERÊNCIAS

- ABDEL-MONEM, M. et al. **Lithium-ion Batteries : Comprehensive Technical Analysis of Second-Life Batteries for Smart Grid Applications**. 19th European Conference on Power Electronics and Applications. **Anais...EPE 2017 ECCE Europe (2017)**, 2017
- ABDI, H. et al. Energy Storage Systems. In: **Distributed Generation Systems: Design, Operation and Grid Integration**. [s.l.] Elsevier Inc., 2017. p. 333–368.
- ABNT. **NBR ISO 14044: Gestão ambiental — Avaliação do ciclo de vida — Requisitos e orientações**. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2014a.
- ABNT. **NBR ISO 14040: Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura**. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2014b.
- ABVE. **2020: o melhor ano da eletromobilidade no Brasil**.
- ADNAN, N. et al. An overview of electric vehicle technology: A vision towards sustainable transportation. **Intelligent Transportation and Planning: Breakthroughs in Research and Practice**, v. 81, n. 9, p. 292–309, 2018.
- AHMADI, L. et al. Environmental feasibility of re-use of electric vehicle batteries. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 6, p. 64–74, 2014a.
- AHMADI, L. et al. Energy efficiency of Li-ion battery packs re-used in stationary power applications. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 8, p. 9–17, 2014b.
- AHMADI, L. et al. A cascaded life cycle: reuse of electric vehicle lithium-ion battery packs in energy storage systems. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 22, n. 1, p. 111–124, 2017.
- AMBROSE, H. et al. Driving rural energy access: A second-life application for electric-vehicle batteries. **Environmental Research Letters**, v. 9, n. 9, 2014.
- AMSTERDAM ARENA. **Amsterdam Arena more energy efficient with battery storage**.
- ANEEL. **Electrical Energy Distribution Procedures in the National Electrical System, Module 8: Power Quality** **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica Revisão** Brasil, 2018.
- ANEEL. **Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 021/2016 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”**.
- ANEEL. **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**.

- ANEEL. **Compensação de Continuidade.**
- ANEEL. **Modalidades tarifárias.**
- ANEEL. **Tarifa Branca.**
- ANEEL. **Ranking das tarifas.**
- ANFAVEA. **Autoveículos - Produção, licenciamento, exportações em unidades de montados e CKD (desmontados), exportações em valor e emprego.** São Paulo: [s.n.].
- ANFAVEA. **ANUÁRIO DA INDÚSTRIA AUTOMOBILÍSTICA BRASILEIRA 2020** Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. São Paulo: [s.n.].
- ANGELO, B. **Carros elétricos no Brasil: veja todos os modelos e preços.**
- ANP. **CSA SLP - Sistema de Levantamento de Preços.**
- BARRÉ, A. et al. A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications. **Journal of Power Sources**, v. 241, p. 680–689, 2013.
- BERECIBAR, M. et al. Critical review of state of health estimation methods of Li-ion batteries for real applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 572–587, 2016.
- BERMÚDEZ-RODRÍGUEZ, T.; CONSONI, F. L. Uma abordagem da dinâmica do desenvolvimento científico e tecnológico das baterias lítio-íon para veículos elétricos. **Revista Brasileira de Inovação**, v. 19, p. e0200014, 2020.
- BLOOMBERGNEF. **Electric Vehicle Outlook 2020.** [s.l.] BloombergNEF, 2020.
- BOBBA, S. et al. **Sustainability Assessment of Second Life Application of Automotive Batteries (SASLAB).** [s.l.: s.n.].
- BOBBA, S. et al. Life Cycle Assessment of repurposed electric vehicle batteries: an adapted method based on modelling energy flows. **Journal of Energy Storage**, v. 19, 2018b.
- BOCCHI, N.; FERRACIN, L. C.; BIAGGIO, S. R. Pilhas e Baterias: Funcionamento e Impacto Ambiental. **Quim. Nova Esc.**, v. 11, p. 3–9, 2000.
- BREY, J.; MAYER, T. A “second life” for lithium-ion battery modules. p. 1–12, 2014.
- BUCHMANN, I. **BU-1003: Electric Vehicle (EV).**
- BUCHMANN, I. **Learn About Batteries - Battery University.**
- BURKE, A. **Performance, Charging, and Second-use Considerations for Lithium Batteries for Plug-in Electric Vehicles.** Electr. Storage Assoc. Meet. **Anais...2009**
- CANADIANSOLAR. **CS6K- 270| 275| 280 p.** Ontario: [s.n.]. Disponível em: <[https://www.collectiu-solar.cat/pdf/2-Panel-Canadian\\_Solar-Datasheet-CS6K.pdf](https://www.collectiu-solar.cat/pdf/2-Panel-Canadian_Solar-Datasheet-CS6K.pdf)>.
- CANALS CASALS, L. et al. Sunbatt: Use of a Second Life Battery System from PHEV in

- Stationary Applications. **Smart City Expo World Congress**, n. November, 2015.
- CANALS CASALS, L.; AMANTE GARCÍA, B. An electric taxi fleet charged by second use batteries: not just economic profit. **World Journal of Science, Technology and Sustainable Development**, v. 10, n. 3, p. 186–194, 2013.
- CANALS CASALS, L.; AMANTE GARCÍA, B.; GONZÁLEZ BENÍTEZ, M. Environmental impact of second life batteries in stationary applications. **20th International Congress on Project Management and Engineering**, n. July, p. 1303–1315, 2016a.
- CANALS CASALS, L.; AMANTE GARCÍA, B.; GONZÁLEZ BENÍTEZ, M. M. Aging Model for Re-used Electric Vehicle Batteries in Second Life Stationary Applications. In: AYUSO MUÑOZ, J.; YAGÜE BLANCO, J.; CAPUZ-RIZO, S. (Eds.). . **Project Management and Engineering Issues**. 1. ed. [s.l.] Springer, Cham, 2016b. p. 139–152.
- CASALS, L. C. et al. Second life of electric vehicle batteries: relation between materials degradation and environmental impact. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 22, n. 1, p. 82–93, 2015.
- CASALS, L. C.; AMANTE GARCÍA, B.; CANAL, C. Second life batteries lifespan: Rest of useful life and environmental analysis. **Journal of Environmental Management**, v. 232, 2019.
- CCEE. **Relatório Orçamento das Contas Setoriais 2018 – CDE / RGR / CCC**. [s.l: s.n.].
- CICCONI, P. et al. Feasibility analysis of second life applications for Li-Ion cells used in electric powertrain using environmental indicators. **2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition, ENERGYCON 2012**, p. 985–990, 2012.
- CLAIRE CURRY. Lithium-Ion Battery Costs and Market. **Bloomberg New Energy Finance**, p. 164–188, 2017.
- CLEANTECHNICA. **2nd-Life Battery Project Launched By Mitsubishi, PSA Peugeot Citroën, & Others**.
- CONSONI, F. L. et al. **Estudo de Governança e Políticas Públicas para Veículos Elétricos Projeto Sistemas de Propulsão Eficiente – PROMOB-e (Projeto de Cooperação Técnica bilateral entre a Secretaria de Desenvolvimento e Competitividade Industrial – SDCI/MDIC e a Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ)**. Brasília: [s.n.].
- COSTA, C. M. F. Integração dos Objetivos e Indicadores da Agenda 2030 em Relatórios de Sustentabilidade do Sector Público. 2019.
- CREADY, E. et al. **Final Report: Technical and Economic Feasibility of Applying Used**

**EV Batteries in Stationary Applications: A Study for the DOE Energy Storage Systems ProgramOnline.** [s.l: s.n.].

CRESESB; CEPEL. **Potencial Solar - SunData v 3.0.** Disponível em:

<<http://www.cresesb.cepel.br/>>.

CUSENZA, M. A. et al. Energy and environmental assessment of a traction lithium-ion battery pack for plug-in hybrid electric vehicles. **Journal of Cleaner Production**, v. 215, p. 634–649, 2019a.

CUSENZA, M. A. et al. Reuse of electric vehicle batteries in buildings: An integrated load match analysis and life cycle assessment approach. **Energy and Buildings**, v. 186, p. 339–354, 2019b.

DEBNATH, U. K.; AHMAD, I.; HABIBI, D. Gridable vehicles and second life batteries for generation side asset management in the Smart Grid. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 82, p. 114–123, 2016.

EATON. **Nissan and Eaton make home energy storage reliable and affordable to everyone with xStorage.**

EKBERG, C.; PETRANIKOVA, M. **Lithium Batteries Recycling.** [s.l.] Elsevier Inc., 2015.

ELETROBRAS. **Programa Luz Para Todos.**

ELKIND, E. **Reuse and Repower - How to Save Money and Clean the Grid with Second-Life Electric Vehicle Batteries**UCLA Law & Berkeley Law. [s.l: s.n.].

ELLINGSEN, L. A. W. et al. Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack. **Journal of Industrial Ecology**, v. 18, n. 1, p. 113–124, 2014.

ELLINGSEN, L. A. W.; HUNG, C. R.; STRØMMAN, A. H. Identifying key assumptions and differences in life cycle assessment studies of lithium-ion traction batteries with focus on greenhouse gas emissions. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 55, p. 82–90, 2017.

EPE. **Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta.** [s.l: s.n.].

EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento Novembro de 2019.** [s.l: s.n.].

EPE. **Sistemas Isolados Planejamento Do Atendimento Aos Sistemas Isolados Horizonte 2023 - Ciclo 2018.** [s.l: s.n.].

EPE. **Balço Energético Nacional Relatório Síntese: BEN 2020 - ano base 2019.** Rio de Janeiro: [s.n.].

- EPE; ONS; CCEE. **1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2020-2024** Nota Técnica DEA 11/15 , Nota Técnica ONS 126/2015. Rio de Janeiro: [s.n.].
- ESTEVES, O. L. A. **INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA GERENCIAMENTO DE DEMANDA EM HORÁRIOS DE PONTA EM UNIDADES CONSUMIDORAS RESIDENCIAIS**. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2018.
- EYER, J.; COREY, G. P. **Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide**A study for the DOE energy storage systems program. [s.l: s.n.].
- FARIA, R. et al. A sustainability assessment of electric vehicles as a personal mobility system. **Energy Conversion and Management**, v. 61, p. 19–30, 2012.
- FARIA, R. et al. Primary and secondary use of electric mobility batteries from a life cycle perspective. **Journal of Power Sources**, v. 262, p. 169–177, 2014.
- FRABETTI, G. Fluidez do capital, colapso nas cidades amazônicas: notas sobre a crise energética e humanitária no estado do Amapá. **Revista Geografares**, v. 1, n. 31, p. 293–308, dez. 2020.
- FRANCISQUINI, A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. [s.l.] UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”, 2006.
- FRANCO, N. L.; PERSIO, D.; BOON-BRETT, L. Lithium ion battery value chain and related opportunities for Europe. 2014.
- GALLO, A. B. et al. Energy storage in the energy transition context: A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 800–822, 2016.
- GEA. **As baterias de lítio são a promessa de uma nova era no transporte ecológico**.
- GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. **Métodos de Pesquisa**. 1ª ed. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2009.
- GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4ª ed. São Paulo: Atlas, 2007. v. 38
- GIROTTI, S. B. F. T. **Avaliação De Modelos De Caracterização De Aicv Para A Categoria Smog Fotoquímico Considerando O Contexto Brasileiro**. [s.l.] Universidade do Estado de Santa Catarina, 2018.
- GM. **2016 Chevrolet Volt Battery System**GM media information, 2016. Disponível em: <[https://media.gm.com/content/dam/Media/microsites/product/Volt\\_2016/doc/VOLT\\_BATT](https://media.gm.com/content/dam/Media/microsites/product/Volt_2016/doc/VOLT_BATT)

ERY.pdf>

GOHLA-NEUDECKER, B.; BOWLER, M.; MOHR, S. Battery 2nd life: Leveraging the sustainability potential of EVs and renewable energy grid integration. **5th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2015**, p. 311–318, 2015.

GORZELANY, J. **EVALUATING ELECTRIC VEHICLE WARRANTIES.**

GREENER; NEWCHARGE. **Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento.** São Paulo: [s.n.].

GUR, K. et al. The reuse of electrified vehicle batteries as a means of integrating renewable energy into the European electricity grid: A policy and market analysis. **Energy Policy**, v. 113, n. November 2017, p. 535–545, 2018.

HARPER, G. et al. Recycling lithium-ion batteries from electric vehicles. **Nature**, v. 575, n. 7781, p. 75–86, 2019.

HART, P. J. et al. Modeling of second-life batteries for use in a CERTS microgrid. **2014 IEEE Power and Energy Conference at Illinois, Peci 2014**, p. 1–8, 2014.

HENZE, V. **Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh.** Disponível em:

<<https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>>. Acesso em: 13 jan. 2020.

HEYMANS, C. et al. Economic analysis of second use electric vehicle batteries for residential energy storage and load-levelling. **Energy Policy**, v. 71, p. 22–30, 2014.

HOSSAIN, E. et al. A Comprehensive Review on Second-Life Batteries: Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers Potential Solutions, Business Strategies, and Policies. **IEEE Access**, v. 7, p. 73215–73252, 2019.

HU, X. et al. Technological Developments in Batteries: A Survey of Principal Roles, Types, and Management Needs. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 5, p. 20–31, 2017.

HUSTADT, D. **Second Life Batterien: Potential für Energiespeicher.**

IBGE. **Censo Demográfico.** Disponível em:

<<https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1395#resultado>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

IBICT, (INSTITUTO BRASILEIRO DE INFORMAÇÃO EM CIÊNCIA E TECNOLOGIA). **Manual do Sistema ILCD - Guia Geral para Avaliações do Ciclo de Vida Orientações Detalhadas.** 1. ed. Brasília: [s.n.].

IEA. **Global EV Outlook 2020.**

IEA. **Energy Storage**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/energy-storage>>. Acesso em: 17 nov. 2020b.

IEA, I. E. A. **As the Covid-19 crisis hammers the auto industry, electric cars remain a bright spot**.

IEMA. **Um milhão estão sem energia elétrica na Amazônia, mostra IEMA**.

IISD. **Sustainability and Second Life: The case for cobalt and lithium recycling**.

Winnipeg: [s.n.].

IISD. **UN SDG 7 Publications Urge Enhanced Energy Action Amidst Global Pandemic**.

Disponível em: <[http://sdg.iisd.org/news/un-sdg-7-publications-urge-enhanced-energy-action-amidst-global-pandemic/#:~:text=On renewable energy \(SDG target,has increased at a faster](http://sdg.iisd.org/news/un-sdg-7-publications-urge-enhanced-energy-action-amidst-global-pandemic/#:~:text=On renewable energy (SDG target,has increased at a faster)>. Acesso em: 6 nov. 2020.

INMETRO. **Portaria nº 004 - Requisitos De Avaliação Da Conformidade Para Sistemas E Equipamentos Para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador De Carga, Inversor E Bateria)**. [s.l: s.n.].

JIAO, N.; EVANS, S. Market diffusion of second-life electric vehicle batteries: Barriers and enablers. **World Electric Vehicle Journal**, v. 8, n. 3, 2016a.

JIAO, N.; EVANS, S. Business Models for Sustainability: The Case of Second-life Electric Vehicle Batteries. **Procedia CIRP**, v. 40, p. 250–255, 2016b.

KELLY-DETWILER, P. **The Afterlife for Electric Vehicle Batteries: A Future Source of Energy Storage?**

KIM, H. C. et al. Cradle-to-Gate Emissions from a Commercial Electric Vehicle Li-Ion Battery: A Comparative Analysis. **Environmental Science and Technology**, v. 50, n. 14, p. 7715–7722, 2016.

KONZEN, B. A. D. V.; PEREIRA, A. F. Gestão De Resíduo Fotovoltaico: Revisão Bibliográfica Sobre O Cenário De Fim De Vida Do Sistema. **Congresso Brasileiro de Energia Solar**, v. VIII, 2020.

KOOTSTRA, M. A.; TONG, S.; PARK, J. W. Photovoltaic grid stabilization system using second life lithium battery. **International journal of energy research**, v. 39, n. February 2015, p. 825–841, 2015.

KUMAR, M.; KUMAR, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, n. March, p. 554–587, 2017.

LINDEN, D.; REDDY, T. B. **LINDEN'S HANDBOOK OF BATTERIES**. 4. ed. New

- York: McGraw-Hill Book Co, 2012. v. 66
- LUNZ, B. et al. Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs. **Energy Policy**, v. 46, p. 511–519, 2012.
- LUTSEY, N.; NICHOLAS, M. Update on electric vehicle costs in the United States through 2030. **The International Council on Clean Transportation**, n. June, p. 1–12, 2019.
- MAJEAU-BETTEZ, G.; HAWKINS, T. R.; STRØMMAN, A. H. Life Cycle Environmental Assessment of Lithium-Ion and Nickel Metal Hydride Batteries for Plug-In Hybrid and Battery Electric Vehicles. **Environmental Science & Technology**, p. 4548–4554, 2011.
- MANZETTI, S.; MARIASIU, F. Electric vehicle battery technologies: From present state to future systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, p. 1004–1012, 2015.
- MARTINEZ-LASERNA, E. et al. **Evaluation of lithium-ion battery second life performance and degradation**. ECCE 2016 - IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Proceedings. **Anais...2016**
- MARTINEZ-LASERNA, E. et al. Battery second life: Hype, hope or reality? A critical review of the state of the art. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 93, n. April, p. 701–718, 2018.
- MCCOLLUM, D. L. et al. Connecting the sustainable development goals by their energy inter-linkages. **Environmental Research Letters**, v. 13, n. 3, 2018.
- MENDES, N. C.; BUENO, C.; OMETTO, A. R. Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida: revisão dos principais métodos Palavras-chave. **Production**, 2013.
- MEYER, G. E. C. **Conflito , Negociação e Transformação : O designer e o processo de desenvolvimento de produto** Guilherme Corrêa Meyer **Conflito , Negociação e Transformação : o Designer e o Processo de Desenvolvimento de Produto Tese de Doutorado Tese apresentada ao Progra**. [s.l.] PUC Rio de Janeiro, 2010.
- MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030** Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: [s.n.].
- MME. **Especificações Técnicas dos Programas para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados no âmbito do Programa Luz para Todos**. [s.l: s.n.].
- MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Dezembro/2019**. [s.l: s.n.].
- NARULA, C. K. et al. **Final Report: Economic analysis of deploying used batteries in power systems**. [s.l: s.n.].
- NEUBAUER, J. et al. A techno-economic analysis of PEV battery second use: Repurposed-

battery selling price and commercial and industrial end-user value. **SAE Technical Papers**, 2012.

NEUBAUER, J. et al. **Identifying and Overcoming Critical Barriers to Widespread Second Use of PEV Batteries** National Renewable Energy Laboratory (NREL). Denver: [s.n.].

NEUBAUER, J.; PESARAN, A. The ability of battery second use strategies to impact plug-in electric vehicle prices and serve utility energy storage applications. **Journal of Power Sources**, v. 196, n. 23, p. 10351–10358, 2011.

NORDELÖF, A. et al. Environmental impacts of hybrid, plug-in hybrid, and battery electric vehicles—what can we learn from life cycle assessment? **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 19, n. 11, p. 1866–1890, 2014.

NOTTER, D. A. et al. Contribution of Li-ion batteries to the environmental impact of electric vehicles. **Environmental Science and Technology**, v. 44, n. 17, p. 6550–6556, 2010.

ONS. **Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN** Operador Nacional do Sistema Elétrico. [s.l.: s.n.].

ONU. **Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil**. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>>. Acesso em: 11 jan. 2021.

OUTBACK POWER. **FXR / VFXR Grid / Hybrid Series**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <[http://sustainableearth.dm/wp-content/uploads/2018/10/FXR\\_E\\_specsheets.pdf](http://sustainableearth.dm/wp-content/uploads/2018/10/FXR_E_specsheets.pdf)>.

PODIAS, A. et al. Sustainability assessment of second use applications of automotive batteries: Ageing of Li-ion battery cells in automotive and grid-scale applications. **World Electric Vehicle Journal**, v. 9, n. 2, 2018.

RAMONI, M. O.; ZHANG, H.-C. End-of-life (EOL) issues and options for electric vehicle batteries. **Clean Technologies and Environmental Policy**, v. 15, n. 6, p. 881–891, 2013.

REID, G.; JULVE, J. Second Life-Batteries As Flexible Storage For Renewables Energies. **Bundesverbandes Erneuerbare Energie E.V.**, p. 46, 2016.

REINHARDT, R. et al. Towards sustainable business models for electric vehicle battery second use: A critical review. **Journal of Environmental Management**, v. 245, n. December 2018, p. 432–446, 2019.

REINHARDT, R. et al. Sustainable business model archetypes for the electric vehicle battery second use industry: Towards a conceptual framework. **Journal of Cleaner Production**, v. 254, 2020.

RENAULT PRESS. **Connected Energy and Renault to Collaborate on Energy Storage**

**and EV Charging Technology.**

RICHA, K. et al. Environmental trade-offs across cascading lithium-ion battery life cycles. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 22, n. 1, p. 66–81, 2015.

RICHTER, S.; REHME, M.; TEMMLER, A. **Second-Life Battery Applications-Market potentials and contribution to the cost effectiveness of electric vehicles**. 2016

SAEZ-DE-IBARRA, A. et al. **Second life battery energy storage system for residential demand response service**. Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology. **Anais...**2015

SAEZ-DE-IBARRA, A. et al. Sizing Study of Second Life Li-ion Batteries for Enhancing Renewable Energy Grid Integration. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 52, n. 6, p. 4999–5007, 2016.

SAKOVICA, J. **Electric vehicle battery second life applications in stationary storage-feasibility analysis in Europe**. [s.l.] Université Libre de Bruxelles, 2017.

SATHRE, R. et al. Energy and climate effects of second-life use of electric vehicle batteries in California through 2050. **Journal of Power Sources**, v. 288, p. 82–91, 2015.

SEABRA, J. E. A. et al. Life cycle assessment of Brazilian sugarcane products: GHG emissions and energy use. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, v. 5, n. 5, p. 519–532, 2011.

STEWART, D.; MAYYAS, A.; MANN, M. Economics and challenges of Li-ion battery recycling from end-of-life vehicles. **Procedia Manufacturing**, v. 33, p. 272–279, 2019.

SWAIN, B. Recovery and recycling of lithium: A review. **Separation and Purification Technology**, v. 172, p. 388–403, 2017.

TONG, S. J. et al. Off-grid photovoltaic vehicle charge using second life lithium batteries: An experimental and numerical investigation. **Applied Energy**, v. 104, p. 740–750, 2013.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **All-Electric Vehicles**.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Fact #913: February 22, 2016 The Most Common Warranty for Plug-In Vehicle Batteries is 8 Years/100,000 Miles**.

VALE. **A Vale está instalando, no Rio de Janeiro, um dos maiores sistemas de armazenamento de energia em bateria para suprimento de demanda elétrica do país**.

VELANDIA VARGAS, J. E. et al. ELECTRIC VEHICLES ENVIRONMENTAL COMPETITIVENESS FOR 2014 AND 2030 AS A FUNCTION OF RECHARGE: AN LCA APPROACH. **REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA**, v. 23, n. 1, p. 51–63, 2017.

VETTER, J. et al. Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. **Journal of Power Sources**, v.

147, n. 1–2, p. 269–281, 2005.

WARNER, J. Second Life and Recycling of Lithium-Ion Batteries. In: **The Handbook of Lithium-Ion Battery Pack Design**. 1. ed. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 2015. p. 169–176.

WHITE, C.; THOMPSON, B.; SWAN, L. G. Repurposed electric vehicle battery performance in second-life electricity grid frequency regulation service. **Journal of Energy Storage**, v. 28, n. November 2019, p. 101278, 2020.

XU, J. et al. A review of processes and technologies for the recycling of lithium-ion secondary batteries. **Journal of Power Sources**, v. 177, n. 2, p. 512–527, 2008.

ZENG, X.; LI, J.; SINGH, N. Recycling of spent lithium-ion battery: A critical review. **Critical Reviews in Environmental Science and Technology**, v. 44, n. 10, p. 1129–1165, 2014.

ZUBI, G. et al. The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 89, n. June, p. 292–308, 2018.

## APÊNDICES

### Apêndice A – Lista de VEs leves comerciais. Modelos até 2017

Fabricante	Modelo	VEB/VEHP	Tipo de bateria	Capacidade [kWh]	Potência do motor elétrico [kW]	Peso do veículo [kg]	Parcela de peso da bateria [%]	Consumo elétrico [km/kWh]	Alcance elétrico [km]
Tesla	Tesla Model S 75D	VEB	NCA	75	245	2108	24	6	405
Tesla	Tesla Model S 90D	VEB	NCA	90	311	2240	25	5,5	445
Tesla	Tesla Model S 100D	VEB	NCA	102	451	2390	25	5,5	510
Tesla	Tesla Model S P100D	VEB	NCA	102	567	2234	26	5,5	505
Toyota	Toyota Prius Prime	VEHP	NMC	8,8	20	1526	7	5,5	40
General Motors	Chevrolet Bolt EV	VEB	NMC	60	149	1624	27	7	350
General Motors	Chevrolet Volt	VEHP	NMC	18,4	111	1607	11	5,5	85
Volkswagen	VW e-Golf	VEB	NMC	35,8	100	1605	22	6,5	195
Volkswagen	VW e-Up	VEB	NMC	18,7	60	1139	20	7	110
Volkswagen	VW Golf GTE	VEHP	NMC	8,8	75	1520	8	6	45
Volkswagen	VW Passat GTE	VEHP	NMC	9,9	85	1722	8	5,5	45
Audi	Audi A3 Sportback e-tron	VEHP	NMC	8,8	76	1654	7	5	35
Audi	Audi Q7 e-tron	VEHP	NMC	17,3	94	2445	9	4	55
Porsche	Porsche Cayenne S E-Hybrid	VEHP	NMC	10,8	71	2360	6	4	35
Porsche	Porsche Panamera 4 E-Hybrid	VEHP	NMC	9,4	100	2170	6	5	50
Nissan	Nissan Leaf	VEB	NMC	30	80	1516	20	7	170
Hyundai	Hyundai Ioniq Plug-in	VEHP	NMC	8,9	45	1370	9	6,5	50
Hyundai	Hyundai Ioniq Electric	VEB	NMC	28	88	1420	20	7	165
Ford	Ford Focus Electric	VEB	NMC	33,5	107	1651	20	6,5	180
Ford	Ford C-Max Energi	VEHP	NMC	7,6	88	1769	6	5	30
Fiat	Fiat 500e	VEB	NMC	24	83	1352	19	7	135
BMW	BMW i3	VEB	NMC	33	127	1343	24	6,5	180
Daimler	Mercedes-Benz B-class E Drive	VEB	NCA	36	132	1725	17	6	165

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>VEB/VEHP</b>	<b>Tipo de bateria</b>	<b>Capacidade [kWh]</b>	<b>Potência do motor elétrico [kW]</b>	<b>Peso do veículo [kg]</b>	<b>Parcela de peso da bateria [%]</b>	<b>Consumo elétrico [km/kWh]</b>	<b>Alcance elétrico [km]</b>
Daimler	Smart Fortwo Electric Drive	VEB	NMC	18	60	995	16	7	120
Kia	Kia Soul EV	VEB	NMC	27	82	1554	18	6,5	145
Renault	Renault Zoe	VEB	NMC	41	68	1480	26	7	230
Karma	Karma Revero	VEHP	NMC	21,4	106	2450	10	4,5	80
BYD	BYD E6	VEB	LFP	82	89	2420	29	5	390
Mitsubishi	Mitsubishi i-MiEV	VEB	NMC	16	49	1170	19	7	95
Mitsubishi	Mitsubishi Outlander	VEHP	NMC	12	119	1845	10	5	45

Fonte: Zubi et al. (2018)

## Apêndice B - Inventários de ciclo de vida

### I. Matriz elétrica brasileira para o ano de 2019 (EPE, 2020)

A energia elétrica da rede que sustenta a residência é baseada na composição da matriz elétrica brasileira. Inventário para composição de 1 kWh de energia. Ao considerar o sistema não integrado ao SIN, os valores na coluna “Quantidade” variam de acordo com a Tabela 10.

Fluxo de material / energia	Unidade	Quantidade	Entrada
<b>Fluxos de materiais</b>			
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
Electricity, high voltage {BR}  electricity production, hydro, reservoir, tropical region   Alloc Rec, S	kWh	0,649	Ecoinvent 3.4
Electricity, high voltage {BR}  electricity production, natural gas, conventional power plant   Alloc Rec, S	kWh	0,093	Ecoinvent 3.4
Electricity, high voltage {BR}  electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore   Alloc Rec, S	kWh	0,086	Ecoinvent 3.4
Energia Elétrica Coproduzida	kWh	0,084	(SEABRA et al., 2011)
Electricity, high voltage {BR}  electricity production, lignite   Alloc Rec, S	kWh	0,033	Ecoinvent 3.4
Electricity, high voltage {BR}  electricity production, nuclear, pressure water reactor   Alloc Rec, S	kWh	0,025	Ecoinvent 3.4
Electricity, high voltage {BR}  electricity production, oil   Alloc Rec, S	kWh	0,01	Ecoinvent 3.4
Electricity, high voltage {BR}  electricity production, heat and power co-generation, diesel, 200kW electrical, SCR-NOx reduction   Alloc Rec, S	kWh	0,01	Ecoinvent 3.4
Electricity, high voltage {BR}  electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si   Alloc Def, S	kWh	0,01	Ecoinvent 3.4
<b>Requisitos de transporte</b>			
<b>Infraestrutura</b>			
<b>Emissões</b>			
Waste heat	MJ	0,195	Ecoinvent 3.4

## II. Sistema de geração fotovoltaico

Inventário de ciclo de vida do sistema FV com durabilidade prevista para 25 anos, gerando 115 MWh de energia ao longo da vida útil completa. Para os sistemas com gerenciamento de energia, o sistema FV adota o dobro de inversores e da logística associada ao longo de 25 anos. A unidade do inversor está indicada como “p” o que significa um modelo completo de inversor

<b>Fluxo de material / energia</b>	<b>Unidade</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Entrada</b>
<b>Fluxos de materiais</b>			
Inverter, 2.5kW {RoW}   production	p	2,5	Ecoinvent 3.4
Photovoltaic panel, multi-Si wafer {RoW}   production	m <sup>2</sup>	16,368	Ecoinvent 3.4
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
<b>Requisitos de transporte</b>			
Freight, sea, transoceanic ship {GLO}   market for	tkm	2352	Ecoinvent 3.4
Freight, lorry (16 ton), EURO4 {GLO}   market for	tkm	117,6	Ecoinvent 3.4
<b>Infraestrutura</b>			
<b>Emissões</b>			

### III. Bateria Chevy Volt (196kg) LMO/NMC

Inventário de ciclo de vida para produção de uma unidade de bateria de lítio do tipo LMO/NMC com 196 kg baseado em CUSENZA et al., 2019a. Cada elemento da bateria foi montado de acordo com a referência citada quando não há uma entrada padrão da base de dados do Ecoinvent 3.4. Os sistemas que compõem a bateria são montados para a equivalência de cada quilograma do elemento, seguindo os métodos descritos nas referências. LMO-NMC Cell se refere às células da bateria, *Battery packaging* ao invólucro da bateria completa, *Cooling system for battery* ao sistema de resfriamento (controle de temperatura).

Fluxo de material / energia	Unidade	Quantidade	Entrada
<b>Fluxos de materiais</b>			
LMO-NMC Cell	kg	117,8	(CUSENZA et al., 2019a)
Battery packaging	kg	62,92	(ELLINGSEN et al., 2014)
Battery management system (BMS) for Li-ion battery	kg	7,25	(ELLINGSEN et al., 2014)
Cooling system for battery	kg	8,04	(ELLINGSEN et al., 2014)
Water decarbonated	kg	3.80E+02	Ecoinvent 3.4
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
Electricity, medium voltage {US}  market group for   Alloc Def, S	kWh	7,84E-2	Ecoinvent 3.4
<b>Requisitos de transporte</b>			
Transport, freight, sea, transoceanic ship {GLO}  market for   Alloc Def, S	tkm	4429,6	Ecoinvent 3.4
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO4 {GLO}  market for   Alloc Def, S	tkm	78,4	Ecoinvent 3.4
<b>Infraestrutura</b>			
Precious metal refinery {RoW}  construction   Alloc Def, S	unit	372,4E-08	Ecoinvent 3.4
<b>Emissões</b>			
Heat, waste	MJ	0,02744	Ecoinvent 3.4

Inventário de ciclo de vida para produção de 1,3962 kg de células para bateria de lítio do tipo LMO/NMC (CUSENZA et al., 2019a). Se refere ao item *LMO-NMC Cell* apresentado no inventário anterior.

<b>Fluxo de material / energia</b>	<b>Unidade</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Entrada</b>
<b>Fluxos de materiais</b>			
Anode, LMO-NMC Cell	kg	2,8294E-1	(CUSENZA et al., 2019a)
Cathode, LMO-NMC Cell	kg	5,0282E-1	(CUSENZA et al., 2019a)
Electrolyte LMO-NMC	kg	1,7058E-1	(CUSENZA et al., 2019a)
Separator LMO-NMC, Cell	kg	3.60E-2	(CUSENZA et al., 2019a)
Cell case LMO-NMC	kg	3,7247E-1	(CUSENZA et al., 2019a)
Water, completely softened, from decarbonated water, at user {RoW}  production   Alloc Def, S	kg	530,556	Ecoinvent 3.4
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
Electricity, medium voltage {US}  market group for   Alloc Def, S	kWh	39,0936	Ecoinvent 3.4
<b>Requisitos de transporte</b>			
Transport, freight, train {GLO}  market for   Alloc Def, S	tkm	0,363012	Ecoinvent 3.4
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO4 {GLO}  market for   Alloc Def, S	tkm	0,13962	Ecoinvent 3.4
<b>Infraestrutura</b>			
Precious metal refinery {RoW}  construction   Alloc Def, S	unit	2,65278E-08	Ecoinvent 3.4
<b>Emissões</b>			
Waste heat	MJ	132,93	Ecoinvent 3.4

#### IV. Bateria Estacionária (153 kg) LMO/NMC

Inventário de ciclo de vida para produção de uma unidade de bateria de lítio do tipo LMO/NMC com 153 kg baseado em CUSENZA et al., 2019a. Cada elemento da bateria foi montado de acordo com a referência citada quando não há uma entrada padrão da base de dados do Ecoinvent 3.4. Os sistemas que compõem a bateria são montados para a equivalência de cada quilograma do elemento, seguindo os métodos descritos nas referências. LMO-NMC Cell se refere às células da bateria, *Battery packaging* ao invólucro da bateria completa, *Cooling system for battery* ao sistema de resfriamento (controle de temperatura).

Fluxo de material / energia	Unidade	Quantidade	Entrada
<b>Fluxos de materiais</b>			
LMO-NMC Cell	kg	92,0	(CUSENZA et al., 2019a)
Battery packaging	kg	49,2	(ELLINGSEN et al., 2014)
Battery management system (BMS) for Li-ion battery	kg	5,7	(ELLINGSEN et al., 2014)
Cooling system for battery	kg	6,3	(ELLINGSEN et al., 2014)
Water decarbonated	kg	2.96E+02	Ecoinvent 3.4
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
Electricity, medium voltage {US}  market group for   Alloc Def, S	kWh	7,84E-2	Ecoinvent 3.4
<b>Requisitos de transporte</b>			
Transport, freight, sea, transoceanic ship {GLO}  market for   Alloc Def, S	tkm	3457,8	Ecoinvent 3.4
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO4 {GLO}  market for   Alloc Def, S	tkm	61,2	Ecoinvent 3.4
<b>Infraestrutura</b>			
Precious metal refinery {RoW}  construction   Alloc Def, S	unit	2,91E-6	Ecoinvent 3.4
<b>Emissões</b>			
Heat, waste	MJ	0,02142	Ecoinvent 3.4

## V. Reciclagem da bateria

Inventário de ciclo de vida para reciclagem de uma unidade de bateria de lítio do tipo LMO/NMC com 196 kg baseado em CUSENZA et al., 2019a. A reciclagem dos elementos da bateria foi montada de acordo com a referência citada, sendo o inventário completo de cada etapa de reciclagem contido na referência.

Fluxo de material / energia	Unidade	Quantidade	Entrada
<b>Fluxos de materiais</b>			
BMS EoL treatment	kg	7,25	(CUSENZA et al., 2019a)
LMO-NMC Cell EoL treatment	kg	85,26	(CUSENZA et al., 2019a)
Cooling system EoL treatment	kg	8,04	(CUSENZA et al., 2019a)
Molten metal alloy + slag EoL treatment	kg	32,54	(CUSENZA et al., 2019a)
Packaging EoL treatment	kg	62,92	(CUSENZA et al., 2019a)
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
<b>Requisitos de transporte</b>			
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO4 {GLO}  market for   Alloc Def, S	tkm	78,4	Ecoinvent 3.4
Transport, freight, sea, transoceanic ship {GLO}  market for   Alloc Def, S	tkm	4429,6	Ecoinvent 3.4
<b>Infraestrutura</b>			
<b>Emissões</b>			

## VI. Remodelagem da bateria

Inventário de ciclo de vida para remodelagem de uma unidade de bateria de lítio do tipo LMO/NMC com 196 kg (CUSENZA et al., 2019a).

Fluxo de material / energia	Unidade	Quantidade	Entrada
<b>Fluxos de materiais</b>			
Battery retention for LMO-NMC	kg	6,92	(BOBBA et al., 2018a)
Battery tray for LMO-NMC	kg	18,87	(BOBBA et al., 2018a)
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
Matriz elétrica BR	kWh	12,863	
<b>Requisitos de transporte</b>			
Transport, freight, lorry 16-32 metric ton, EURO4 {GLO}  market for   Alloc Def, S	tkm	117,6	Ecoinvent 3.4
<b>Infraestrutura</b>			
<b>Emissões</b>			

## Apêndice C – Inventário de ciclo de vida para os Cenários

### I. Cenário A

Inventário de ciclo de vida para uma residência que consome 16,5 kWh de energia em dias úteis modelado para cada kWh utilizado na residência.

Fluxo de material / energia	Unidade	Quantidade	Entrada
<b>Fluxos de materiais</b>			
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
Matriz Elétrica BR	kWh	1,1933	
<b>Requisitos de transporte</b>			
<b>Infraestrutura</b>			
<b>Emissões</b>			

### II. Cenário B

Inventário de ciclo de vida para uma residência que consome 16,5 kWh de energia em dias úteis e conta com geração FV distribuída.

Fluxo de material / energia	Unidade	Quantidade	Entrada
<b>Fluxos de materiais</b>			
Sistema Geração FV s/ armazenamento	kWh	0,363	
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
Matriz Elétrica BR	kWh	0,761	
<b>Requisitos de transporte</b>			
<b>Infraestrutura</b>			
<b>Emissões</b>			

### III. Cenário C

Inventário de ciclo de vida para uma residência que consome 16,5 kWh de energia em dias úteis com geração FV e armazenamento com BSV para *time shifting*. A entrada  $\alpha$ , na coluna “Quantidade”, representa a alocação de impactos para a segunda vida da bateria.

Fluxo de material / energia	Unidade	Quantidade	Entrada
<b>Fluxos de materiais</b>			
Bateria Chevy-Volt (196kg) LMO-NMC	p	$\alpha/2,49e4$	
Remodelagem Bateria (196kg) LMO-NMC	p	$1/2,49e4$	
Reciclagem da bateria (196kg) LMO-NMC {RLA}	p	$\alpha/2,49e4$	
Sistema Geração FV c/ armazenamento	kWh	0,806	
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
Matriz Elétrica BR	kWh	0,343	
<b>Requisitos de transporte</b>			
<b>Infraestrutura</b>			
<b>Emissões</b>			

### IV. Cenário D

Inventário de ciclo de vida para uma residência que consome 16,5 kWh de energia em dias úteis com geração FV e armazenamento com LIB nova para *time shifting*.

Fluxo de material / energia	Unidade	Quantidade	Entrada
<b>Fluxos de materiais</b>			
Bateria Estacionaria Nova (153kg) LMO-NMC	p	$1/2,53e4$	
Reciclagem da bateria estacionaria (153kg) LMO-NMC {RLA}	p	$1/2,53e4$	
Sistema Geração FV c/ armazenamento	kWh	0,781	
<b>Requisitos de processamento e energia</b>			
Matriz Elétrica BR	kWh	0,340	
<b>Requisitos de transporte</b>			
<b>Infraestrutura</b>			
<b>Emissões</b>			

## Apêndice D – Resultados de AICV para equipamentos em valores absolutos

### I. Bateria Chevrolet Volt LMO/NMC de 16 kWh

Indicador de impacto	Unidade	Total	Célula LMO-NMC	Invólucro de módulos e bateria	BMS para bateria de íons lítio	Sistema de resfriamento	Infraestrutura para fabricação	Energia Elétrica	Transporte total	Reciclagem
DR	kg Sb eq	7,49E-02	3,90E-02	3,60E-03	4,12E-02	9,48E-05	2,22E-04	1,55E-08	6,44E-05	-9,28E-03
DR-fossil	MJ	5,27E+04	4,30E+04	6,77E+03	2,60E+03	1,15E+03	4,03E+01	6,16E-01	1,03E+03	-1,80E+03
AG-100	kg CO2 eq	4,19E+03	3,43E+03	6,20E+02	2,31E+02	1,20E+02	4,31E+00	5,15E-02	6,89E+01	-2,80E+02
DOE	kg CFC-11 eq	4,32E-04	3,16E-04	2,93E-05	2,95E-05	4,65E-06	2,63E-07	4,30E-09	1,15E-05	4,22E-05
THu	kg 1,4-DB eq	6,38E+03	6,23E+03	1,03E+03	9,12E+02	1,43E+02	4,72E+00	2,28E-02	2,27E+01	-1,96E+03
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	6,66E+03	7,78E+03	6,13E+02	5,15E+02	1,05E+02	2,96E+00	2,98E-02	6,21E+00	-2,36E+03
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	2,02E+07	2,11E+07	5,00E+06	1,61E+06	1,35E+06	8,57E+03	9,27E+01	2,53E+04	-8,93E+06
ECT	kg 1,4-DB eq	4,00E+02	5,43E+02	1,83E+00	1,69E+00	3,28E-01	1,54E-02	1,14E-04	1,00E-01	-1,47E+02
FFO	kg C2H4 eq	1,77E+00	1,57E+00	2,43E-01	1,69E-01	4,42E-02	1,34E-03	8,80E-06	3,67E-02	-2,92E-01
Ac	kg SO2 eq	3,82E+01	3,52E+01	4,06E+00	2,30E+00	6,25E-01	2,55E-02	2,02E-04	1,11E+00	-5,11E+00
Eut	kg PO4-- eq	1,67E+01	1,62E+01	2,26E+00	2,01E+00	3,81E-01	7,01E-03	1,81E-04	1,24E-01	-4,34E+00

### II. Sistema Fotovoltaico para residência com armazenamento

Indicador de impacto	Unidade	Total	Painéis Fotovoltaicos	Inversores	Transporte dos painéis por carreta	Transporte dos inversores por carreta	Transporte dos inversores por navio
DR	kg Sb eq	4,66E-07	2,32E-07	2,33E-07	7,90E-11	3,64E-11	1,52E-11
DR-fossil	MJ	1,12E-01	9,52E-02	1,50E-02	4,65E-04	2,15E-04	9,39E-04
AG-100	kg CO2 eq	9,66E-03	8,22E-03	1,34E-03	2,92E-05	1,35E-05	6,50E-05
DOE	kg CFC-11 eq	1,79E-09	1,68E-09	8,77E-11	5,41E-12	2,50E-12	1,04E-11
THu	kg 1,4-DB eq	1,27E-02	4,83E-03	7,88E-03	9,45E-06	4,36E-06	2,16E-05
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	1,01E-02	5,84E-03	4,25E-03	2,36E-06	1,09E-06	6,09E-06
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	2,94E+01	1,71E+01	1,23E+01	8,60E-03	3,97E-03	2,58E-02
ECT	kg 1,4-DB eq	3,10E-05	1,81E-05	1,27E-05	4,04E-08	1,86E-08	9,66E-08
FFO	kg C2H4 eq	3,60E-06	2,12E-06	1,43E-06	4,89E-09	2,26E-09	4,41E-08
Ac	kg SO2 eq	6,62E-05	4,37E-05	2,09E-05	1,16E-07	5,36E-08	1,36E-06
Eut	kg PO4--- eq	3,44E-05	1,83E-05	1,59E-05	2,61E-08	1,21E-08	1,40E-07

## Apêndice E – Resultados de AICV para sistema integrado ao SIN em valores absolutos

### I. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário A dentro do SIN

Indicador de impacto	Unidade	Total
DR	kg Sb eq	1,06E-07
DR-fossil	MJ	2,03E+00
AG-100	kg CO2 eq	2,05E-01
DOE	kg CFC-11 eq	1,02E-08
THu	kg 1,4-DB eq	5,81E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	6,83E-02
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	1,76E+02
ECT	kg 1,4-DB eq	1,73E-04
FFO	kg C2H4 eq	5,14E-05
Ac	kg SO2 eq	7,64E-04
Eut	kg PO4--- eq	4,57E-04

### II. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário B dentro do SIN

Indicador de impacto	Unidade	Total	Sistema Fotovoltaico	Eletricidade Brasileira
DR	kg Sb eq	6,76E-07	6,08E-07	6,77E-08
DR-fossil	MJ	1,44E+00	1,46E-01	1,29E+00
AG-100	kg CO2 eq	1,43E-01	1,26E-02	1,31E-01
DOE	kg CFC-11 eq	8,82E-09	2,34E-09	6,49E-09
THu	kg 1,4-DB eq	5,36E-02	1,66E-02	3,70E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	5,67E-02	1,32E-02	4,35E-02
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	1,51E+02	3,84E+01	1,12E+02
ECT	kg 1,4-DB eq	1,51E-04	4,04E-05	1,10E-04
FFO	kg C2H4 eq	3,75E-05	4,70E-06	3,28E-05
Ac	kg SO2 eq	5,73E-04	8,65E-05	4,87E-04
Eut	kg PO4--- eq	3,36E-04	4,49E-05	2,91E-04

III. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário C.0 dentro do SIN

Indicador de impacto	Unidade	Total	Remodelagem	Sistema Fotovoltaico	Eletricidade Brasileira
DR	kg Sb eq	1,43E-06	4,73E-08	1,35E-06	3,04E-08
DR-fossil	MJ	9,71E-01	6,49E-02	3,25E-01	5,81E-01
AG-100	kg CO2 eq	9,20E-02	5,11E-03	2,81E-02	5,88E-02
DOE	kg CFC-11 eq	8,45E-09	3,42E-10	5,19E-09	2,92E-09
THu	kg 1,4-DB eq	6,60E-02	1,23E-02	3,70E-02	1,66E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	5,38E-02	4,90E-03	2,93E-02	1,96E-02
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	1,50E+02	1,35E+01	8,55E+01	5,05E+01
ECT	kg 1,4-DB eq	1,63E-04	2,34E-05	8,99E-05	4,97E-05
FFO	kg C2H4 eq	2,72E-05	1,97E-06	1,05E-05	1,47E-05
Ac	kg SO2 eq	4,35E-04	2,43E-05	1,92E-04	2,19E-04
Eut	kg PO4--- eq	2,43E-04	1,23E-05	9,98E-05	1,31E-04

IV. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário C.25 dentro do SIN

Indicador de impacto	Unidade	Total	Remodelagem	Bateria 16 kWh (α=25%)	Sistema Fotovoltaico	Eletricidade Brasileira	Reciclagem
DR	kg Sb eq	2,18E-06	4,66E-08	8,45E-07	1,35E-06	3,04E-08	-9,32E-08
DR-fossil	MJ	1,50E+00	6,07E-02	5,47E-01	3,25E-01	5,81E-01	-1,81E-02
AG-100	kg CO2 eq	1,34E-01	4,85E-03	4,49E-02	2,81E-02	5,88E-02	-2,81E-03
DOE	kg CFC-11 eq	1,27E-08	2,93E-10	3,92E-09	5,19E-09	2,92E-09	4,23E-10
THu	kg 1,4-DB eq	1,30E-01	1,22E-02	8,37E-02	3,70E-02	1,66E-02	-1,97E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	1,21E-01	4,88E-03	9,06E-02	2,93E-02	1,96E-02	-2,37E-02
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	3,52E+02	1,34E+01	2,92E+02	8,55E+01	5,05E+01	-8,97E+01
ECT	kg 1,4-DB eq	4,18E-03	2,31E-05	5,49E-03	8,99E-05	4,97E-05	-1,47E-03
FFO	kg C2H4 eq	4,49E-05	1,93E-06	2,07E-05	1,05E-05	1,47E-05	-2,94E-06
Ac	kg SO2 eq	8,18E-04	2,33E-05	4,35E-04	1,92E-04	2,19E-04	-5,13E-05
Eut	kg PO4--- eq	4,10E-04	1,20E-05	2,11E-04	9,98E-05	1,31E-04	-4,36E-05

V. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário D dentro do SIN

Indicador de impacto	Unidade	Total	Bateria 12,5 kWh	Sistema Fotovoltaico	Eletricidade Brasileira	Reciclagem
DR	kg Sb eq	3,66E-06	2,61E-06	1,31E-06	3,03E-08	-2,86E-07
DR-fossil	MJ	2,52E+00	1,68E+00	3,15E-01	5,79E-01	-5,56E-02
AG-100	kg CO2 eq	2,15E-01	1,38E-01	2,72E-02	5,86E-02	-8,64E-03
DOE	kg CFC-11 eq	2,13E-08	1,21E-08	5,03E-09	2,90E-09	1,30E-09
THu	kg 1,4-DB eq	2,50E-01	2,58E-01	3,59E-02	1,66E-02	-6,06E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	2,54E-01	2,79E-01	2,84E-02	1,95E-02	-7,28E-02
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	7,57E+02	8,99E+02	8,29E+01	5,03E+01	-2,76E+02
ECT	kg 1,4-DB eq	1,25E-02	1,69E-02	8,72E-05	4,94E-05	-4,53E-03
FFO	kg C2H4 eq	7,96E-05	6,38E-05	1,01E-05	1,47E-05	-9,02E-06
Ac	kg SO2 eq	1,58E-03	1,34E-03	1,86E-04	2,18E-04	-1,58E-04
Eut	kg PO4--- eq	7,42E-04	6,49E-04	9,68E-05	1,30E-04	-1,34E-04

## Apêndice F – Resultados de AICV para sistemas isolados em valores absolutos

### I. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário A em rede de sistema isolado

Indicador de impacto	Unidade	Total
DR	kg Sb eq	2,63E-07
DR-fossil	MJ	1,28E+01
AG-100	kg CO2 eq	8,47E-01
DOE	kg CFC-11 eq	1,51E-07
THu	kg 1,4-DB eq	5,96E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	2,44E-02
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	8,66E+01
ECT	kg 1,4-DB eq	2,85E-04
FFO	kg C2H4 eq	1,47E-04
Ac	kg SO2 eq	2,38E-03
Eut	kg PO4--- eq	3,03E-04

### II. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário B em rede de sistema isolado

Indicador de impacto	Unidade	Total	Sistema Fotovoltaico	Eletricidade Sistema Isolado
DR	kg Sb eq	7,77E-07	6,09E-07	1,67E-07
DR-fossil	MJ	8,29E+00	1,53E-01	8,14E+00
AG-100	kg CO2 eq	5,52E-01	1,31E-02	5,39E-01
DOE	kg CFC-11 eq	9,86E-08	2,42E-09	9,62E-08
THu	kg 1,4-DB eq	5,47E-02	1,68E-02	3,79E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	2,88E-02	1,32E-02	1,56E-02
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	9,38E+01	3,86E+01	5,52E+01
ECT	kg 1,4-DB eq	2,23E-04	4,11E-05	1,82E-04
FFO	kg C2H4 eq	9,82E-05	4,82E-06	9,34E-05
Ac	kg SO2 eq	1,60E-03	8,98E-05	1,51E-03
Eut	kg PO4--- eq	2,39E-04	4,54E-05	1,93E-04

### III. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário C.0 em rede de sistema isolado

Indicador de impacto	Unidade	Total	Remodelagem	Sistema Fotovoltaico	Eletricidade Sistema Isolado
DR	kg Sb eq	1,48E-06	5,40E-08	1,36E-06	7,52E-08
DR-fossil	MJ	4,12E+00	1,18E-01	3,41E-01	3,66E+00
AG-100	kg CO2 eq	2,80E-01	8,56E-03	2,91E-02	2,43E-01
DOE	kg CFC-11 eq	4,96E-08	9,55E-10	5,38E-09	4,33E-08
THu	kg 1,4-DB eq	6,78E-02	1,34E-02	3,74E-02	1,71E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	4,16E-02	5,20E-03	2,94E-02	7,00E-03
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	1,25E+02	1,46E+01	8,58E+01	2,48E+01
ECT	kg 1,4-DB eq	2,01E-04	2,83E-05	9,14E-05	8,17E-05
FFO	kg C2H4 eq	5,58E-05	3,11E-06	1,07E-05	4,20E-05
Ac	kg SO2 eq	9,38E-04	5,66E-05	2,00E-04	6,81E-04
Eut	kg PO4--- eq	2,05E-04	1,67E-05	1,01E-04	8,68E-05

IV. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário C.25 em rede de sistema isolado

Indicador de impacto	Unidade	Total	Remodelagem	Bateria 16 kWh (a=25%)	Sistema Fotovoltaico	Eletricidade Sistema Isolado	Reciclagem
DR	kg Sb eq	2,24E-06	5,40E-08	8,45E-07	1,36E-06	7,52E-08	-9,22E-08
DR-fossil	MJ	4,65E+00	1,18E-01	5,47E-01	3,41E-01	3,66E+00	-1,28E-02
AG-100	kg CO2 eq	3,23E-01	8,56E-03	4,49E-02	2,91E-02	2,43E-01	-2,49E-03
DOE	kg CFC-11 eq	5,40E-08	9,55E-10	3,92E-09	5,38E-09	4,33E-08	4,85E-10
THu	kg 1,4-DB eq	1,32E-01	1,34E-02	8,37E-02	3,74E-02	1,71E-02	-1,96E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	1,09E-01	5,20E-03	9,06E-02	2,94E-02	7,00E-03	-2,37E-02
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	3,28E+02	1,46E+01	2,92E+02	8,58E+01	2,48E+01	-8,96E+01
ECT	kg 1,4-DB eq	4,22E-03	2,83E-05	5,49E-03	9,14E-05	8,17E-05	-1,47E-03
FFO	kg C2H4 eq	7,36E-05	3,11E-06	2,07E-05	1,07E-05	4,20E-05	-2,92E-06
Ac	kg SO2 eq	1,32E-03	5,66E-05	4,35E-04	2,00E-04	6,81E-04	-5,12E-05
Eut	kg PO4--- eq	3,72E-04	1,67E-05	2,11E-04	1,01E-04	8,68E-05	-4,34E-05

V. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário D em rede de sistema isolado

Indicador de impacto	Unidade	Total	Bateria 12,5 kWh	Sistema Fotovoltaico	Eletricidade Sistema Isolado	Reciclagem
DR	kg Sb eq	3,71E-06	2,61E-06	1,31E-06	7,48E-08	-2,84E-07
DR-fossil	MJ	5,63E+00	1,70E+00	3,31E-01	3,64E+00	-3,95E-02
AG-100	kg CO2 eq	4,01E-01	1,39E-01	2,82E-02	2,41E-01	-7,65E-03
DOE	kg CFC-11 eq	6,20E-08	1,22E-08	5,22E-09	4,30E-08	1,49E-09
THu	kg 1,4-DB eq	2,51E-01	2,58E-01	3,62E-02	1,70E-02	-6,04E-02
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	2,41E-01	2,79E-01	2,85E-02	6,97E-03	-7,28E-02
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	7,32E+02	9,00E+02	8,32E+01	2,47E+01	-2,76E+02
ECT	kg 1,4-DB eq	1,25E-02	1,69E-02	8,86E-05	8,13E-05	-4,53E-03
FFO	kg C2H4 eq	1,07E-04	6,38E-05	1,04E-05	4,18E-05	-8,98E-06
Ac	kg SO2 eq	2,05E-03	1,34E-03	1,94E-04	6,78E-04	-1,59E-04
Eut	kg PO4--- eq	7,00E-04	6,50E-04	9,79E-05	8,64E-05	-1,34E-04

## Apêndice G – Sensibilidade do potencial de impacto pela alocação de impactos ambientais na segunda vida

### I. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário C em rede no SIN variando a alocação de impacto $\alpha$ de 0% a 50%

Indicador de impacto	Unidade	0%	10%	25%	40%	50%
DR	kg Sb eq	1,43E-06	1,73E-06	2,18E-06	2,63E-06	2,93E-06
DR-fossil	MJ	9,71E-01	1,18E+00	1,50E+00	1,81E+00	2,03E+00
AG-100	kg CO2 eq	9,20E-02	1,09E-01	1,34E-01	1,59E-01	1,76E-01
DOE	kg CFC-11 eq	8,45E-09	1,01E-08	1,27E-08	1,54E-08	1,71E-08
THu	kg 1,4-DB eq	6,60E-02	9,15E-02	1,30E-01	1,68E-01	1,94E-01
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	5,38E-02	8,05E-02	1,21E-01	1,61E-01	1,88E-01
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	1,50E+02	2,30E+02	3,52E+02	4,74E+02	5,55E+02
ECT	kg 1,4-DB eq	1,63E-04	1,77E-03	4,18E-03	6,59E-03	8,20E-03
FFO	kg C2H4 eq	2,72E-05	3,42E-05	4,49E-05	5,56E-05	6,27E-05
Ac	kg SO2 eq	4,35E-04	5,88E-04	8,18E-04	1,05E-03	1,20E-03
Eut	kg PO4--- eq	2,43E-04	3,10E-04	4,10E-04	5,10E-04	5,77E-04

### II. Impactos ambientais por kWh consumido pela residência no Cenário C em rede de sistema isolado variando a alocação de impacto $\alpha$ de 0% a 50%

Indicador de impacto	Unidade	0%	10%	25%	40%	50%
DR	kg Sb eq	1,48E-06	1,79E-06	2,24E-06	2,69E-06	2,99E-06
DR-fossil	MJ	4,12E+00	4,33E+00	4,65E+00	4,97E+00	5,19E+00
AG-100	kg CO2 eq	2,80E-01	2,97E-01	3,23E-01	3,48E-01	3,65E-01
DOE	kg CFC-11 eq	4,96E-08	5,14E-08	5,40E-08	5,66E-08	5,84E-08
THu	kg 1,4-DB eq	6,78E-02	9,35E-02	1,32E-01	1,70E-01	1,96E-01
ECA-doce	kg 1,4-DB eq	4,16E-02	6,84E-02	1,09E-01	1,49E-01	1,75E-01
ECA-marinha	kg 1,4-DB eq	1,25E+02	2,06E+02	3,28E+02	4,50E+02	5,31E+02
ECT	kg 1,4-DB eq	2,01E-04	1,81E-03	4,22E-03	6,63E-03	8,24E-03
FFO	kg C2H4 eq	5,58E-05	6,29E-05	7,36E-05	8,43E-05	9,14E-05
Ac	kg SO2 eq	9,38E-04	1,09E-03	1,32E-03	1,55E-03	1,70E-03
Eut	kg PO4--- eq	2,05E-04	2,72E-04	3,72E-04	4,73E-04	5,40E-04