

## Análise Econômica para Inclusão de Baterias de Segunda Vida para Prossumidores no Brasil

Rafaella M. B. Prado\*. Célia S. A. Sena.\* Wanessa O. Guedes.\* Bruno H. Dias.\* Tiago A. Soares.\*\* Leonardo W. Oliveira.\*

\* *Electrical Engineering Department, Federal University of Juiz de Fora,*

*Juiz de Fora, Brasil, (e-mail: rafaella.brandao@engenharia.ufff.br; celia.sena@engenharia.ufff.br; wanessa.guedes@engenharia.ufff.br; bruno.dias@engenharia.ufff.br; leonardo.willer@engenharia.ufff.br)*

\*\**Centre for Power and Energy Systems, Institute for Systems and Computer Engineering, Technology and Science, Porto, Portugal, (e-mail: tiago.a.soares@inesctec.pt)*

---

**Abstract:** Batteries with 80% of their lifespan are increasingly discarded with the popularization of electric vehicles. The aim of the study is to evaluate the use of second life batteries from electric vehicles in residential photovoltaic prosumers systems. Thus, carrying out an investment feasibility analysis considering the changes proposed in the net metering tariff model in Brazil. The operating strategy for a prosumer is optimized, considering real data from a retired second life battery with 70% of its useful life and its degradation in the second life, this ranging from 60% to 50% of its useful life. Four study scenarios were considered according to the absence or presence of Net Metering and the conventional and white tariffs. The results show the attractiveness of this investment when considering the white tariff and the need to extend the battery life by up to 50% for the scenario with conventional tariff.

**Resumo:** Baterias com 80% de sua vida útil serão cada vez mais descartadas com a popularização de veículos elétricos. O objetivo deste estudo é avaliar o uso das baterias de segunda vida provenientes de veículos elétricos em sistemas residenciais de prossumidores fotovoltaicos. Realiza-se uma análise de viabilidade de investimento de acordo com as mudanças previstas no modelo tarifário de compensação no Brasil. A estratégia de operação para um prossumidor é otimizada, considerando dados reais de uma bateria de segunda vida aposentada com 70% de sua vida útil e sua respectiva degradação na segunda vida, indo de 60% a 50% como final de sua segunda vida útil. Quatro cenários de estudo foram considerados de acordo com a ausência ou presença de Net Metering e com as tarifas convencional e branca. Os resultados mostraram a atratividade desse investimento ao considerar a tarifa branca e a necessidade de estender a vida útil em até 50% da bateria para o cenário com tarifa convencional.

**Keywords:** Second life battery; conventional tariff; white tariff; renewable energy; feasibility analysis; photovoltaic generation.

**Palavras-chaves:** Bateria de segunda vida; tarifa convencional; tarifa branca; energia renovável; análise de viabilidade; geração fotovoltaica.

---

### 1. INTRODUÇÃO

Em 2019 a venda de veículos elétricos em termos globais ultrapassou 2,1 milhões (Abergel; et al., 2020), representando um aumento de 6% em relação ao ano anterior e resultando em um estoque global de carros elétricos equivalente a 7,2 milhões (Abergel; et al., 2020). Já em 2020 este estoque ultrapassou a marca de 10 milhões, representando uma venda de aproximadamente 3 milhões de veículos elétricos naquele ano (Bibra et al., 2020).

A partir de tais estatísticas, nota-se um aumento considerável, na venda e utilização de veículos elétricos e uma tendência de que tais valores continuem aumentando nos próximos anos. Como consequência da disseminação desses veículos, haverá uma quantidade significativa de baterias sendo aposentadas ao atingirem 80% de sua potência nominal (Xu et al., 2021). Caso

não seja dado um novo destino para estas peças, podemos ter um cenário mundial caracterizado pelo desperdício econômico (Hossain et al., 2019).

Sendo assim, além do aspecto econômico inerente à discussão de baterias de segunda vida, é também relevante considerar o conceito de sustentabilidade. A reciclagem para obter materiais da composição de baterias, como o lítio, por exemplo, apresenta um custo maior do que sua obtenção em fontes primárias (Hossain et al., 2019). Assim, surge o desafio de encontrar possíveis aplicações que aceitem a inclusão de baterias de segunda vida, considerando que uma bateria com ainda 80% de sua capacidade nominal apresenta uma vida útil considerável e podem ser aplicadas em outras atividades (Xu et al., 2016). Projetos que abordam baterias de segunda vida tratam sobre formas de serem viáveis para os consumidores – *Sunbatt Project*; os maiores obstáculos relacionados a uma

aplicação envolvendo uma segunda vida – *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* (Neubauer et al., 2015); ou simulações com estratégias para prologar a vida útil da bateria de segunda vida (Mathews et al., 2020).

Devido à intermitência das fontes renováveis, uma solução para as variações de frequência e tensão na rede elétrica é o uso de sistemas de armazenamento de energia (Neubauer et al., 2015). Em da Silva and Branco (2018) realiza-se o estudo sobre viabilidade econômica de sistemas distribuídos conectados à rede com ou sem a presença de baterias, obtendo como melhor cenário o sistema sem as baterias e relacionando a viabilidade do sistema à taxa de desconto e à inflação adotada.

O presente trabalho propõe a inclusão de baterias de segunda vida em sistemas elétricos residenciais, mais especificamente para prossumidores - sendo estes, os usuários capazes de consumir e produzir energia (Bryant et al., 2018). Neste, será considerado um consumidor residencial, localizado no Brasil, portador de geração fotovoltaica através de painéis solares.

O objetivo deste trabalho é realizar um estudo de caso, considerando um perfil específico de consumidor com geração fotovoltaica residencial, onde a finalidade é estabelecer a viabilidade ou não da inclusão de uma bateria de segunda vida nesse contexto. Sendo o principal motivador dessa investigação, a proposta de revisão da REN 482 e o impacto econômico subsequente nos investimentos em GD de energia solar que esta trará, caso aprovada.

As principais contribuições do trabalho são:

- Análise econômica de viabilidade da utilização de baterias de segunda vida por prossumidores no contexto brasileiro de energia elétrica, levando em consideração as mudanças tarifárias previstas.
- Utilização de sistemas de tarifa branca e convencional específicos do Brasil no gerenciamento do fluxo de energia para uma residência juntamente com uma modelagem que considera valores atualizados de uma bateria com 70% de sua vida útil e sua respectiva degradação.

Este estudo é organizado de forma que a Seção 2 traz a metodologia, a Seção 3 trata da regulamentação tarifária, a Seção 4 evidencia os estudos de caso, a Seção 5 aborda os resultados; a Seção 6 discute os resultados e a Seção 7 encerra com as conclusões.

## 2. METODOLOGIA

O estudo realizado utiliza como base um prossumidor padrão com geração fotovoltaica instalada de potência nominal de 7,2 kW e dados reais de consumo e insolação ao longo de 1 ano. Vale a pena ressaltar que foram encontradas referências na literatura se referindo a baterias provenientes de veículos elétricos sendo aposentadas com vida útil variando entre 70% a 80% (Martinez-Laserna et al., 2018). Para os cálculos nesse trabalho em questão, foram consideradas baterias aposentadas com 70% da sua vida útil (Xu et al. 2020, Assunção et al. 2016). O objetivo desse trabalho é analisar o uso de uma bateria de íon-lítio de segunda vida em conjunto ao sistema

fotovoltaico da residência. Para isso, utilizou-se: (i) a estratégia de operação otimizada apresentada por Deotti et al. (2020), (ii) dados reais de uma bateria de segunda vida, utilizada em primeira vida em um veículo elétrico do modelo *Nissan Leaf* e aposentada ao atingir 70% de sua vida útil, levantados por Xu et al. (2020) e Assunção et al. (2016), e (iii) a metodologia para o cálculo de degradação implementado em Xu et al. (2016).

### 2.1 Modelagem do Problema

O modelo utilizado neste estudo e proposto em Deotti et al. (2020) tem como objetivo a minimização do custo diário de operação do prossumidor em questão, recorrendo-se da programação linear. Este considera características e comportamentos reais do sistema com o intuito de minimizar os custos operacionais diários do prossumidor, considerando o correto despacho da eletricidade produzida pelo sistema fotovoltaico para atendimento adequado da carga residencial.

A função objetivo a ser minimizada é representada pela equação (1).

$$\text{Min.} \sum_{t=1}^T T(t) \times [P_{rc}^t - P_{gc}^t - P_{bc}^t - (\gamma \times P_{gr}^t)] + T(t) \times (-\delta_{gc}^t \times P_{gc}^t - \delta_{gb}^t \times P_{gb}^t) \quad (1)$$

Onde  $T(t)$  representa o custo em reais de energia do funcionamento diário da residência em estudo no instante  $t$ . As variáveis  $P_{gc}^t$ ,  $P_{gb}^t$ ,  $P_{gr}^t$ ,  $P_{bc}^t$  e  $P_{rc}^t$ , dados em kWh, representam o fluxo de energia entre o gerador fotovoltaico e carga; entre gerador e bateria; entre gerador e rede elétrica; entre bateria e carga; e entre rede elétrica e carga, respectivamente. A tarifa de energia paga ao varejista é representada por  $\delta_{gc}^t$ , e a tarifa do varejista é dada por  $\delta_{gb}^t$ , ambas em R\$/kWh.

Como restrições, tal formulação conta com o balanço de geração e carga, restrições relativas à operação da bateria e à eficiência de carga e descarga (Deotti et al. 2020). Estas estão apresentadas nas equações (2) a (8).

$$\text{Sujeito a:} \quad P_{gc}^t + P_{gb}^t + P_{gr}^t = P_{gc}^t \quad (2)$$

$$P_{gc}^t + P_{bc}^t + P_{rc}^t = P_{rc}^t \quad (3)$$

$$SoC^t = SoC^{t-\Delta t} \times (1 - SD) + \frac{S^t}{B_{nom}} \quad (4)$$

$$S^t \times \eta_c \times \eta_{inv} \leq (SoC_{max} - SoC) \times B_{nom} \quad (5)$$

$$-S^t \times \eta_d \times 1/\eta_{inv} \leq (SoC - SoC_{min}) \times B_{nom} \quad (6)$$

$$S^t \times \eta_{inv} \leq \lambda_c \times B_{nom} \times \Delta t \quad (7)$$

$$-S^t \times 1/\eta_{inv} \leq \lambda_d \times B_{nom} \times \Delta t \quad (8)$$

$B_{nom}$ ,  $\eta_c$ ,  $\eta_d$ ,  $SD$ ,  $SoC$  são parâmetros da bateria, sendo estes a capacidade nominal em kWh, eficiência percentual de carga, eficiência percentual de descarga, taxa de autodescarga (percentual anual) e o estado de carga (limitado ao  $SoC_{min}$  e ao  $SoC_{max}$ , que são os valores mínimo e máximo estipulados para

o estado de carga), respectivamente. As variáveis  $\lambda c$  e  $\lambda d$  são as taxas de carregamento e de descarga da bateria.  $\eta_{inv}$  representa a eficiência inversor bidirecional utilizado no sistema.  $S^t$  é uma variável livre, cujo objetivo é representar a característica inerente às baterias de que estas não podem realizar os processos de carga e descarga simultaneamente.

## 2.2 Degradação da Bateria de Segunda Vida

De maneira geral, de acordo com a literatura, existem dois aspectos essenciais que influenciam na vida útil de baterias: (i) seu envelhecimento, ou seja, o tempo decorrido de sua fabricação, e (ii) sua forma de utilização, que inclui fatores como temperatura e química das células, corrente de descarga e, principalmente, a quantidade e intensidade de ciclos que realiza. Tratando-se de baterias de segunda vida, é ainda mais crucial ter uma estimativa confiável sobre sua vida útil para avaliar a viabilidade ou não desse investimento. Dessa forma, neste estudo, são considerados os efeitos da degradação referente ao calendário e da degradação referente ao número de ciclos realizados pela bateria durante seu período operacional.

O método do *rainflow* é amplamente utilizado para análise de fadiga, e baseia-se na contagem de ciclos de uma amostragem de dados que representa o comportamento específico de determinado equipamento. Cada ciclo de carga/descarga das baterias, dependendo da sua profundidade, causa um estresse específico, sendo a perda de vida útil da bateria o resultado do acúmulo de todos esses ciclos (Xu et al., 2016).

Em Xu et al. (2016) é apresentado um modelo computacional para simular os efeitos da degradação do calendário e da degradação de ciclo de baterias de íon-lítio. O número de ciclos que uma bateria pode realizar ao longo de sua vida está relacionado com diferentes profundidades de descarga – *depth of discharge (DoD)* – durante sua operação.

Uma curva relacionando o número de ciclos e o *DoD* para uma bateria de segunda vida com 70% de sua capacidade é apresentada em Xu et al. (2020). Usando valores aproximados desta, é possível chegar à simplificação apresentada em (9), onde,  $a \approx 5441$ ;  $b \approx -0,03165$ ;  $c \approx 0,02964$  e  $d \approx 0,1071$ . A Fig. 1 retrata essa curva.

$$L(DOD) = a \cdot \exp^{b \cdot DOD} + c \cdot \exp^{d \cdot DOD} \quad (9)$$

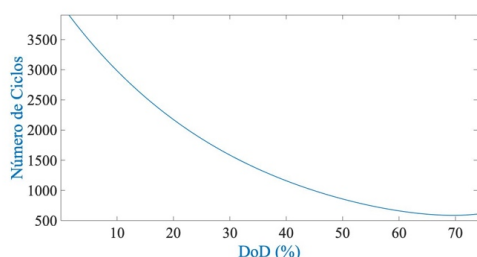


Fig. 1 Relação entre o número de ciclos e DoD. (Adaptado de (Xu et al. 2020)).

A partir do cálculo da degradação da bateria é possível calcular periodicamente a capacidade restante desta. Sendo essa

capacidade, um parâmetro atualizado do processo de gerenciamento energético estratégico do prosumidor. A simplificação da estratégia utilizada neste artigo pode ser verificada na Fig. 2.

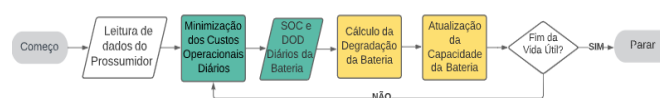


Fig. 2 Fluxograma do Modelo Proposto.

## 3. REGULAMENTAÇÃO

O modelo de compensação considerado neste artigo segue o apresentado na Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012, publicada no Relatório de Análise de Impacto Regulatório no 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL como Alternativa 5. Este modelo usa a proporção da parcela do custo da tarifa total de energia desconsiderando as parcelas referentes à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e aos encargos da Tarifa de Energia (TE). Como fonte para cálculo dessa proporção, foram utilizados dados reais fornecidos por ANEEL (2021b), e estão dispostos na Fig. 3.

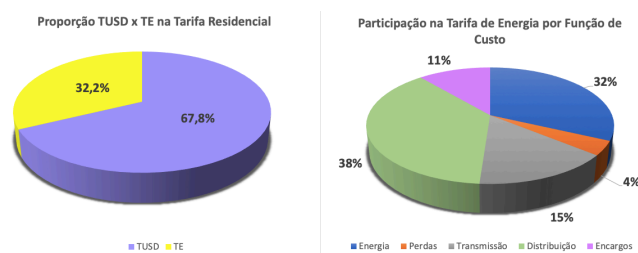


Fig. 3 Participação na Formação da Tarifa de Energia e Proporção de TUSD e TE.

Deste modo, é possível definir o modelo tarifário de compensação de acordo com o apresentado na Fig. 4, onde a compensação da energia injetada é de apenas 32%. Esta foi baseada em ANEEL (2018).

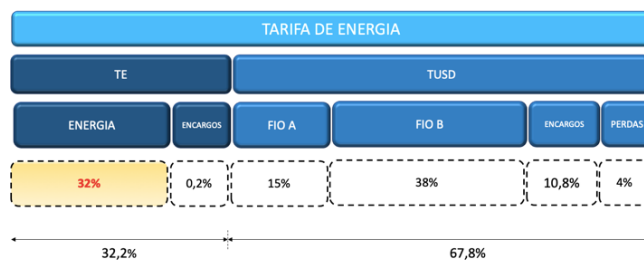


Fig. 4 Modelo Tarifário de Compensação.

## 4. ESTUDO DE CASO

### 4.1 Cenários Considerados

Para este estudo, foram considerados cenários hipotéticos nos quais o *Net Metering* deixaria de existir e casos nos quais existiria apenas compensação parcial. Entende-se que em um cenário de *Net Metering* com compensação de 100% da

energia injetada na rede, não faz sentido a análise de viabilidade da bateria de segunda vida, já que o sistema de distribuição funciona como um armazenador de energia sem custo adicional.

A análise de viabilidade da inclusão de baterias de segunda vida para prossumidores residenciais é dividida nos quatro seguintes cenários:

(i) *Sem Net Metering e Tarifa Convencional*

A) tarifa convencional e residência com módulos fotovoltaicos;

B) tarifa convencional, residência com módulos fotovoltaicos e bateria de segunda vida;

(ii) *Sem Net Metering e Tarifa Branca*

C) tarifa branca e residência com módulos fotovoltaicos;

D) tarifa branca, residência com módulos fotovoltaicos e bateria de segunda vida.

(iii) *Com Net Metering e Tarifa Convencional*

E) tarifa convencional, residência com módulos fotovoltaicos com compensação de energia de 32%;

F) tarifa convencional, residência com módulos fotovoltaicos e bateria de segunda vida com compensação de energia de 32%;

(iv) *Com Net Metering e Tarifa Branca*

G) tarifa branca, residência com módulos fotovoltaicos e com compensação de energia de 32%; e

H) tarifa branca, residência com módulos fotovoltaicos e bateria de segunda vida com compensação de energia de 32%.

4.2 *Parâmetros de Simulação*

Para os cenários nos quais há o sistema de armazenamento de energia com baterias de segunda vida, considerou-se uma bateria com capacidade restante de 16,8 kWh cuja primeira vida se deu em veículos elétricos (capacidade em primeira vida de 24kWh) e foi aposentada ao alcançar 70% de sua vida útil (Assunção et al., 2016). Seus aspectos considerados relevantes para as simulações são apresentados na Tabela 1.

Os parâmetros relativos ao inversor, ao sistema fotovoltaico e os limites definidos para o estado de carga da bateria foram mantidos conforme referenciado em Deotti et al. (2020). Para cálculo monetário, o valor do euro considerado para a conversão foi de 6,41 reais e do dólar americano de 5,57 reais, referentes ao mês maio de 2021 (Banco Central do Brasil, 2021).

As tarifas relativas ao consumo de energia da rede elétrica pelo consumidor foram retiradas de ANEEL (2021a) são referentes à distribuidora Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e estão dispostas conforme Tabela 2.

**Tabela 1. Dados da Bateria de Segunda Vida**

Parâmetro	Valor	Referência
Capacidade (kWh)	16,8	(Xu et al., 2020)
Custo (R\$/kWh)	582,06	(Mathews et al., 2020)
OeM (R\$/ano)	13,97	(Assunção et al., 2016)
Tx. Autodescarga (%/ano)	20	(Pereira, 2016)
Eficiência de Carga/Descarga (%)	95	(Xu et al., 2020)
Tx. Carga (C)	0,79	(Bhagavathy et al., 2021)
Tx. Descarga (C)	1	(Marano et al., 2009)
Vida Útil (anos)	5	(Xu et al., 2020)

**Tabela 2. Modelo Tarifário Considerado (ANEEL, 2021a)**

Tipo de Tarifa	Preço 1 (R\$/kWh)	Preço 2 (R\$/kWh)	Preço 3 (R\$/kWh)
Convencional	0,618	-	-
Branca	0,507	0,764	1,191

5. RESULTADOS

Foram simulados casos nos quais o prossumidor possuiria a instalação apenas do sistema fotovoltaico (FV) e casos nos quais possuiria a associação do sistema fotovoltaico e da bateria de segunda vida (FV+BSV). Dessa forma, é possível quantificar a economia anual na conta de energia elétrica com a inclusão do sistema de armazenamento traz. Para analisar a viabilidade econômica e a atratividade do investimento em baterias de segunda vida são considerados dois índices: o Valor Presente Líquido (VPL) e o tempo de *Payback*. Os resultados obtidos para as simulações considerando os casos A, B, C, D, E, F, G e H estão evidenciados na Tabela 3 e Tabela 4.

6. DISCUSSÃO

Através da análise dos resultados, é possível notar que, nos casos considerando a tarifa branca, o VPL do investimento obtido tanto ao estimar a vida útil da bateria até 60% quanto até 50% é positivo, caracterizando a atratividade do investimento. O tempo de *Payback* obtido é menor quando comparado com a tarifa convencional e ambos se encontram abaixo dos 4 anos. Como a vida útil mais curta da bateria seria de 5,35 anos, tais cenários se mostram opções viáveis de investimento.

Ao analisar os cenários com a tarifa convencional, no entanto, o VPL do investimento no cenário em que há o *Net Metering* não se mostra atraente, tanto para vida útil da bateria de até 60% quanto 50%. Além disso, o *Payback* seria de 11,72 anos, o que ultrapassa a consideração mais otimista de 10,74 anos de vida útil. No cenário da tarifa convencional sem a presença de *Net Metering*, o *Payback* seria de 6,42 anos e o VPL para o cenário da vida útil até 60% é negativo, não sendo um investimento atraente, enquanto ao se considerar a vida útil indo até 50%, o VPL se torna positivo, tornando-se uma opção viável.

Ao analisar a taxa do retorno de investimento, é possível concluir que, no cenário de tarifa convencional com *Net Metering* e vida útil até 60% da capacidade – no qual a taxa é negativa, o prosumidor arca com custos maiores que o retorno obtido. Tal taxa se torna positiva ao estender a vida útil da bateria. Já no cenário com tarifa branca cujas taxas são positivas, o prosumidor obtém lucro.

É de salientar que o retorno do investimento ocorre de forma mais contundente no caso da aplicação de tarifa branca. Isso ocorre pelo fato de que, com a inclusão da bateria, o consumidor de energia é capaz de armazenar energia em períodos de menor custo e fornecê-la posteriormente em períodos de custo mais elevado. Isto implica uma maior economia para o consumidor e, conseqüentemente, um retorno mais rápido de seu investimento.

**Tabela 3. Resultado da simulação considerando a ausência de Net Metering**

Cenário	Sem Net Metering				
	Tarifa Convencional		Tarifa Branca		
	FV (A)	FV+BSV (B)	FV (C)	FV+BSV (D)	
Fluxo rede-carga (kWh)	17.860	14.344	17.860	14.344	
Degradação (kWh/ano)	-	0,4469	-	0,4487	
Vida Útil (anos)	60%	-	5,37	-	5,35
	50%	-	10,74	-	10,69
Valor da conta de energia (R\$/ano)	11.037	8.865	13.872	10.041	
VPL	60%	-	-1.664	-	4.625
	50%	-	3.416	-	13.609
Payback (anos)	-	6,40	-	3,14	
Retorno do Investimento (%)	60%	-	17,72	-	107,43
	50%	-	135,43	-	314,47

**Tabela 4. Resultado da simulação considerando a presença do Net Metering**

Cenário	Com Net Metering				
	Tarifa Convencional		Tarifa Branca		
	FV (E)	FV+BSV (F)	FV (G)	FV+BSV (H)	
Fluxo rede-carga (kWh)	17.860	14.344	17.860	14.344	
Degradação (kWh/ano)	-	0,4469	-	0,4487	
Vida Útil (anos)	60%	-	5,37	-	5,35
	50%	-	10,74	-	10,69
Valor da conta de energia (R\$/ano)	8.313	6.835	11.632	8.370	
VPL	60%	-	-4.295	-	2.468
	50%	-	-849	-	10.113
Payback (anos)	-	11,72	-	3,80	
Retorno do Investimento (%)	60%	-	-20,14	-	76,51
	50%	-	59,71	-	252,68

Quando considerada a presença do *Net Metering*, nota-se que o VPL diminui e o tempo de *Payback* aumenta, indicando que o retorno do investimento será menor quando comparado com

os cenários que não consideram o *Net Metering*. Porém, ainda se obteve um cenário que indica a viabilidade do investimento em baterias de segunda vida para sistemas de armazenamento de energia considerando um dos possíveis cenários da ANEEL para cobrança e tributação.

O estudo realizado em Deotti et al. (2020) visa avaliar a viabilidade do investimento em baterias estacionárias novas para o consumidor considerando seis possíveis futuros cenários propostos pela Consulta Pública ANEEL n.º 25/2019 e, em quase todos os cenários – exceto o caso base, o VPL obtido foi negativo devido ao alto custo de investimento dessas baterias. A mesma dinâmica foi observada no trabalho em da Silva and Branco (2018) no qual os cenários mais atrativos foram os com ausência de baterias. Por apresentarem custo de investimento consideravelmente menor, baterias de segunda vida tendem a retornar cenários mais favoráveis no que se refere ao VPL, o que foi confirmado por este artigo. Ao se considerar o cenário menos benéfico para o prosumidor aqui apresentado, com a presença de *Net Metering*, obteve-se VPL positivo ao utilizar a tarifa branca. Considerando que para o pior cenário obteve-se VPL positivo com tarifa branca, tais resultados indicam um cenário de investimento promissor ao considerar baterias de segunda vida como sistema de armazenamento de energia.

Na última década, devido à procura por tecnologias *zero emissions* no setor do transporte, a tecnologia das baterias tem se aprimorado rapidamente, levando a uma conseqüente queda do custo de produção (BloombergNEF, 2020). Há expectativas de que seu preço consiga alcançar valores abaixo a 100\$/kWh em 2024 (BloombergNEF, 2020), sendo em 2010 seus valores de 1.100\$/kWh (Henze, 2019). Entende-se que, ao diminuir os valores de custo de uma bateria nova, conseqüentemente, haverá queda no custo da bateria de segunda vida, fortalecendo a viabilidade econômica de seu uso como sistemas de armazenamento de energia.

## 7. CONCLUSÃO

Com o desenvolvimento deste trabalho, foi possível avaliar a viabilidade da inclusão de baterias de segunda vida para sistemas de armazenamento de energia para o caso de prosumidores no Brasil. Essa possível aplicação mostrou tendência de viabilidade, especialmente ao se levar em conta seu menor custo de investimento quando comparado a baterias novas. Além disso, tal proposta vai ao encontro do cenário previsto para um futuro próximo, onde haveria grande oferta de baterias aposentadas de veículos elétricos ao atingirem cerca de 80% de sua vida útil. Ao incluir as perspectivas ambientais no tema, a utilização de baterias de segunda vida ganha ainda mais peso, visto que os aspectos poluentes referentes ao seu descarte seriam minimizados, resultando em uma economia mais sustentável. Trabalhos futuros contemplam a análise econômica da utilização destas baterias em serviços de energia e serviços ancilares, visando maximizar os benefícios para o prosumidor e estudar o regime de operação adequado às baterias de segunda vida, visando maximizar o seu tempo de vida útil.

## REFERÊNCIAS

- Abergel, T., Bunsen, T., Gorner, M., Leduc, P., Pal, S., Paoli, L., Raghavan, S., Tattini, J., Teter, J., Wachche, S., Widell, P.-A. (2020). Global EV Outlook 2020. International Energy Agency. Retrieved <https://doi.org/10.1787/d394399e-en>
- ANEELa. (2021, May 25). Tarifa Branca [ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica]. Retrieved from <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>
- ANEELb (2021, May 25) Tarifa Residencial. [ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica]. Retrieved from <https://www.aneel.gov.br/relatorio-evolucao-tarifas-residenciais>
- ANEEL. (2012) Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012; Agência Nacional de Energia Elétrica: Brasília, Brazil, 2012. Retrieved from <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> (accessed in 17/05/2021).
- ANEEL. (2018). Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa no 482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório no 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Retrieved from (accessed in 17/05/2021).
- Banco Central do Brasil. (2021). Cotação de Moedas. Retrieved from <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/cotacoesmoedas>
- Assunção, A., Moura, P. S., and Almeida, A. T. (2016) Technical and economic assessment of the secondary use of repurposed electric vehicle batteries in the residential sector to support solar energy. *Applied Energy*, 181, 120-131.
- Bhagavathy, S.M., Budnitz, H., Schwanen, T., & McCulloch, M. (2021). Impact of charging rates on electric vehicle battery life. *Findings, 2021*(March).
- Bibra, E.M., Connelly, E., Gorner, M., Lowans, C., Paoli, L., Tattini, J., Teter, J., LeCroy, C., MacDonnell, O., Welch, D., Palmer, R., Sharma, D., Xu., C. (2020). Global EV Outlook 2020. *International Energy Agency*. <https://doi.org/10.1787/d394399e-en>
- BloombergNEF. (2020). Electric Vehicle Outlook 2020 Executive Summary [BloombergNEF]. Retrieved from <https://bnef.turtl.co/story/evo-2020/page/6/1?teaser=yes>
- Bryant, S. T., Straker, K., & Wrigley, C. (2018). The typologies of power: Energy utility business models in an increasingly renewable sector. *Journal of Cleaner Production*, 195, 1032-1046.
- Casals, L.C., García, B.A., Canal, C., (2019). Second life batteries lifespan: Rest of useful life and environmental analysis. *Journal of environmental management*, 232, 354–363. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.11.046>
- da Silva, G. D. P., & Branco, D. A. C. (2018). Modelling distributed photovoltaic system with and without battery storage: A case study in Belem, northern Brazil. *Journal of Energy Storage*, 17, 11-19. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.02.009>
- Deotti, L., Guedes, W., Dias, B., Soares, T. (2020). Technical and Economic Analysis of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems in the Brazilian Regulatory Context. *Energies* 13, 6517. <https://doi.org/10.3390/en13246517>
- Henze, V. (2019, December 3). Battery Pack Prices Fall As Market Ramps Up With Market Average At \$156/kWh In 2019 [BloombergNEF]. Retrieved from <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/?sfi13554299=1>
- Hossain, E., Murtaugh, D., Mody, J., Faruque, H.M.R., Sunny, M.S.H., Mohammad, N., 2019. A Comprehensive Review on Second-Life Batteries: Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers Potential Solutions, Business Strategies, and Policies. *IEEE Access* 7, 73215–73252. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2917859>
- Marano, V., Onori, S., Guezennec, Y., Rizzoni, G., & Madella, N. (2009, September). Lithium-ion batteries life estimation for plug-in hybrid electric vehicles. In *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference* (pp. 536-543). IEEE.
- Martinez-Laserna, E., Gandiaga, I., Sarasketa-Zabala, E., Badedo, J., Stroe, D. I., Swierczynski, M., & Goikoetxea, A. (2018). Battery second life: Hype, hope or reality? A critical review of the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93, 701-718.
- Mathews, I., Xu, B., He, W., Barreto, V., Buonassisi, T., Peters, I.M. (2020). Technoeconomic model of second-life batteries for utility-scale solar considering calendar and cycle aging. *Applied Energy* 269, 115127. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115127>
- Neubauer, J., Smith, K., Wood, E., & Pesaran, A. (2015). *Identifying and overcoming critical barriers to widespread second use of PEV batteries* (No. NREL/TP-5400-63332). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Pereira, N. M. C. (2016). *Simulação de Regimes de Carga e Descarga em Baterias* (Doctoral dissertation, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa). Disponível em: <https://core.ac.uk/download/pdf/83043004.pdf> (acesso em 17/05/2021).
- Xu, B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G., & Kirschen, D. S. (2016). Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 1131-1140. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2578950>
- Xu, X., Hu, W., Liu, W., Wang, D., Huang, Q., Chen, Z. (2021). Study on the economic benefits of retired electric vehicle batteries participating in the electricity markets. *Journal of Cleaner Production*, 286, 125414. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125414>