

XI - 587 - ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO A BATERIAS SOB A LEI Nº 14.300/2022

Gustavo Andrei Oliveira da Silva⁽¹⁾

Engenheiro Eletricista pelo Instituto Federal do Espírito Santo – *campus* Vitória.

Clainer Bravin Donadel⁽¹⁾

Engenheiro Eletricista, Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). Professor do Instituto Federal do Espírito Santo - Ifes *campus* Vitória.

Endereço⁽¹⁾: Av. Vitória, 1729 - Jucutuquara - Vitória - ES - CEP: 29.040-780 - Brasil - Tel: (27) 3331-2110 - e-mail: ami.gus4@gmail.com.

RESUMO

Com a aprovação da Lei nº 14.300 no início do ano de 2022, além de mudanças de cunho regimental em comparação com a Resolução Normativa nº 482/2012, novas regras para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) foram estipuladas. Uma das novidades introduzidas foi a não compensação (parcial ou total) de uma das parcelas que formam a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), denominada Fio B, referente à remuneração das distribuidoras pelo transporte da energia elétrica. Esta alteração impacta diretamente em parâmetros de viabilidade econômica e, em especial, nas regiões atendidas por concessionárias onde o Fio B representa parte significativa da composição tarifária total. Com esse novo cenário, novas tecnologias que outrora não eram viáveis, agora surgem como potenciais aliados para solucionar os desafios que se posam para o setor da geração distribuída. O armazenamento de energia desponta como uma promessa interessante já que permite elevar o fator de simultaneidade de uma unidade consumidora e, por conseguinte, atribuir maior flexibilidade ao sistema fotovoltaico, despachando a energia de uma fonte intermitente em horários oportunos. Dessa maneira, o presente estudo se propõe a verificar se dado sistema fotovoltaico híbrido a baterias eletroquímicas pode ser uma solução comercialmente viável futuramente para o mercado de energia solar. Para isso, tem-se por estratégia a aquisição de dados de demanda de um consumidor residencial tarifado pelo Grupo B, o dimensionamento do sistema que o atenderá, sua estimativa de performance técnica e financeira, permitindo por fim, avaliar diante de métricas de engenharia econômica, sua viabilidade ante as novas instruções legislativas.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Elétrica, Fontes Renováveis, Impactos Ambientais, Sistemas Fotovoltaicos.

INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um insumo indispensável para o desenvolvimento social e crescimento econômico de um país e seu consumo está fortemente correlacionado com índices de desenvolvimento humano e qualidade de vida (VAZ; FARRET, 2020). Diante deste fato e tendo em vista a melhoria do padrão socioeconômico brasileiro, deve-se olhar com particular interesse para a forma na qual se dará a evolução da matriz elétrica, seus impactos ambientais, sua capacidade e qualidade de fornecimento, bem como seus meios de acesso aos setores em geral.

Conforme o Relatório Síntese 2023 do Balanço Energético Nacional (BEN), tendo como base o ano de 2022, emitido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a matriz elétrica brasileira é composta majoritariamente por fontes hidráulicas, representando 61,9% do total ofertado (EPE, 2023). Um ponto que certamente merece atenção no Relatório Síntese é justamente o avanço expressivo da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) em território nacional. Em relação a 2021, houve um aumento de quase 88% da energia gerada por MMGD, sendo que, a energia solar fotovoltaica representou 94,3% desse total (EPE, 2023).

Existem diversos estudos e pontos de vista acerca da relação custo/benefício obtida pela implantação e consequente penetração da Geração Distribuída (GD) nas redes elétricas. Apesar dos benefícios trazidos pela aplicação da GD, há também a presença de reveses, com destaque para o aumento da complexidade do



controle e estratégias de proteção do sistema, injeção de harmônicas, fluxo de potência reverso, distorção do real perfil de carga, dentre outros (MATOS; CATALÃO, 2013). Todos esses pontos acabam culminando em grandes desafios e transtornos para os agentes que operam o sistema.

Um caminho indicado para se solucionar a questão da defasagem entre as curvas de geração das fontes renováveis e o consumo, bem como lidar com as grandes variações da curva de demanda em curto espaço de tempo é pela introdução de sistemas de armazenamento (tais como sistemas de baterias), fazendo com que a flexibilidade do despacho da energia elétrica se torne maior (MASHAL; SLOANE, 2018).

Dessa forma, este estudo busca avaliar se um sistema fotovoltaico (SFV) coligado com baterias eletroquímicas é vantajoso no aspecto de retorno econômico para um consumidor do tipo residencial, atendido em baixa tensão, sob as regras estabelecidas pelo Marco Legal da Geração Distribuída.

METODOLOGIA

a) Aquisição da Curva de Demanda

O primeiro passo para que se possa desenvolver o estudo relacionado ao sistema fotovoltaico híbrido é dispor da curva de demanda horária referente a um consumidor do tipo residencial, alvo da investigação. Ao contrário da modelagem de sistemas fotovoltaicos simples, o estudo técnico e econômico de um sistema com armazenamento de energia carece da caracterização do perfil de carga do potencial proprietário do sistema (PAIXÃO *et al.*, 2020).

A curva de carga horária residencial foi obtida de Angizeh, Ghofrani e Jafari (2020). Por se tratar de uma curva sinteticamente produzida, é possível observar um perfil extremamente similar em todos os dias do ano. Apesar do contorno da curva ser quase que o mesmo, os valores de amplitude são diferentes para que ao final de cada mês haja variação no valor do consumo. Em outras palavras, todos os dias possuem o mesmo formato, no qual se caracteriza a curva típica diária, porém, com valores instantâneos diferentes. Com os dados de demanda horária durante o período de 365 dias, é possível construir um ano típico de carga que será repetido durante todo o tempo em que análise será feita, ou seja, durante todos os anos subsequentes, foi assumido que o comportamento da carga seja exatamente o mesmo (RODRIGUES, 2019). Além do comportamento da carga permanecer constante, a resultante mensal de consumo também permanece constante ao longo do período de análise.

b) Premissas Técnicas

No que tange à parte técnica, é necessário estabelecer as condições de contorno para que o sistema projetado seja plausível e coerente com a realidade do perfil do consumidor estudado. O padrão de atendimento escolhido para a unidade consumidora foi trifásico, indicando que a potência instalada está na faixa entre 50kW e 75kW. A UC foi considerada estando presente na cidade de Vitória no estado do Espírito Santo. Se arbitra que a estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos seja para cobertura de laje plana por ser possível conhecer com precisão o ângulo de inclinação dos módulos. Ao contrário das estruturas fixas para telhado cerâmico ou fibrocimento, em que a inclinação fica restrita à angulação do telhado, a estrutura de laje plana possui geralmente três posições possíveis de angulação: 15°, 20° e 25° (SOLAR GROUP, 2022). Esse certo grau de liberdade condicionado pela estrutura de laje plana foi usado como parâmetro de entrada para as simulações realizadas a fim de se estimar a performance do SFV. Foi também considerado como hipótese simplificadora do projeto que não haveria sombreamento causado por prédios ou estruturas sobre a superfície dos módulos e os dispositivos operariam sem interrupções.

c) Cálculo da Potência Nominal

Com o pleno conhecimento do valor mensal de consumo da UC, se optou pela adoção do Método das Horas de Sol Pleno (HSP) para estimar a potência nominal do sistema a ser dimensionado. A curva de irradiância pode assumir formatos altamente diversificados ao longo de um dia devido ao sombreamento causado por nuvens, edificações e outros objetos. Com isso, o número de HSP representa uma grandeza capaz de normalizar o formato da curva de irradiância em que a potência permanece constante e numericamente igual a 1.000W/m².



d) Estimativa da Geração

Uma vez dimensionado o sistema, é essencial simular como sua estimativa de geração se dará ao longo do tempo estipulado para o estudo. Para isso, é indispensável que se conheça a potência elétrica na saída dos módulos em resolução horária. Com isso, é possível visualizar o comportamento da bateria, seus instantes de carga e recarga, bem como a quantidade de energia consumida instantaneamente na residência e quanto dela é exportada e importada para a rede. Para estimar a geração, foi usado o *software System Advisor Model* (SAM) da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). A escolha desse software se justifica por ser gratuito em sua licença, fácil de operar, ter abundância de conteúdo em vídeos e textos a respeito de seu uso e trazer ampla gama de recursos interessantes para modelar a dinâmica da geração de plantas fotovoltaicas. Em sua base de dados há diversos equipamentos dos mais variados fabricantes, além de dados meteorológicos e solarimétricos que foram usados para computar as curvas horárias de geração (NREL, 2022). Sendo o período de análise de 15 anos com início em 2024, optou-se por usar a irradiância horária histórica entre 2006 e 2020, sendo este último, o ano mais recente com informações disponíveis no banco de dados do programa.

e) Cenários Considerados

A fim de se obter uma visão mais ampla sobre a influência econômica causada pelo investimento, dois cenários são propostos para este estudo. O primeiro cenário conta com o sistema fotovoltaico sem a adição de nenhum sistema de armazenamento a baterias. O segundo cenário, além da presença do sistema fotovoltaico, há ainda a adição de um banco de baterias eletroquímicas de íons de lítio com o total de energia correspondente a 5kWh. O tempo escolhido para avaliar o investimento foi de 15 anos. Esse intervalo de tempo foi estimado considerando que a bateria percorreria um ciclo de carga e descarga por dia, dessa forma, com os 6.000 ciclos previstos pelo fabricante dividido pelos 365 dias de um ano, resulta-se em aproximadamente 16,43 anos.

f) Modelagem Econômica

A partir dos dados da geração e consumo, foi necessário a modelagem do fluxo de caixa das receitas e despesas envolvendo a aquisição e manutenção do sistema fotovoltaico híbrido instalado. Esta etapa de cálculo dos parâmetros econômicos foi realizada através de planilha eletrônica, contabilizando a energia líquida resultante de cada dia do ano. As métricas adotadas para o estudo de viabilidade foram o Valor Presente Líquido (VPL), *Payback* Descontado, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e a Taxa Interna Modificada (TIRM). Como o principal mecanismo de economia obtido com a aquisição do sistema está relacionado ao abatimento do valor da fatura de energia elétrica, não foram usados índices tradicionais relacionados à inflação em si, tais como o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC) e o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM), mas sim a replicação da variação histórica dos valores de tarifa da concessionária EDP ES nas últimas 15 Resoluções Homologatórias de revisões ou reajustes tarifários.

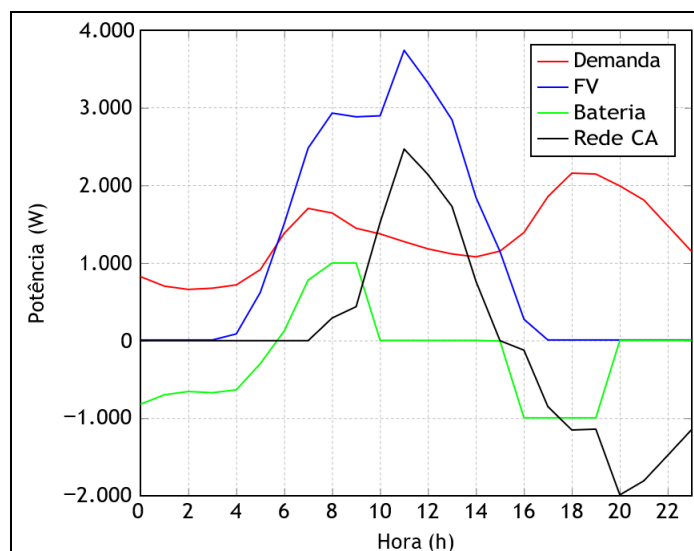
RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 1 traz o custo de todos os componentes considerados no projeto do SFV. Ao se somar o custo kit com os serviços de projeto e instalação, obtém-se o investimento inicial de R\$ 41,880,97. A Figura 1 e a Figura 2 apresentam, respectivamente, o comportamento do SFV com e sem bateria, na projeção feita para o dia 01/01/2024. As curvas de carga e geração FV são exatamente iguais em ambas as figuras, pois essas curvas dependem somente do que está sendo consumido na UC e da disponibilidade de luz solar. A bateria e a rede de corrente alternada, possuem, pela convenção adotada, valores positivos quando estão recebendo energia elétrica dos módulos FV e valores negativos quando estão alimentando as cargas da UC. À medida em que os módulos FV começam a receber a radiação solar, o sistema fotovoltaico se torna apto a abastecer a carga, a bateria e, havendo excedente, injetar na rede de distribuição. Esta configuração ocorre, por exemplo, às 11:00h em que a geração FV se mostrou máxima para o dia em questão. A bateria atua em dois momentos principais. O primeiro é durante a madrugada. O segundo é ao final da tarde, por volta das 16:00h, em que o sol começa a se pôr. Note que a rede da concessionária foi usada pela primeira vez como fonte apenas às 16:00h, estando a UC eletricamente independente por grande parte do dia.

Tabela 1 - Orçamento: Kit FV Completo e Integração

Item		Preço Unitário (R\$)	Quantidade	Preço Total (R\$)
Marca	Modelo			
Deye	SUN-5K-SG01LP1-US	10.730,73	1	10.730,73
Canadian Solar	CS6W550MS	789,80	9	7.108,20
Unipower	UPLFP48-100 3U	10.966,82	1	10.966,82
Solar Group	Laje Plana	1.098,00	3	3.294,00
Clamper Solar	SB 1040V 32A 1E/1S PC	512,39	1	512,39
Strahl	3201/QDCA68	898,47	1	898,47
Lafeber	Cabo Solar Flexível (6mm ²) [50m] {Preto}	363,48	1	363,48
Lafeber	Cabo Solar Flexível (6mm ²) [50m] {Vermelho}	363,48	1	363,48
Proauto	Par Conector MC4	16,89	10	168,90
<i>Subtotal:</i>				<i>34.406,47</i>
Serviço				
Integração				7.474,50
<i>Subtotal:</i>				<i>7.474,50</i>
Total:				41.880,97

Fonte: Adaptado de SOLLARES ENERGIA SOLAR (2023), MINHA CASA SOLAR (2023), NEOSOLAR (2023) e ALDO SOLAR (2023)

**Figura 1 - Curva de Carga, Geração, Bateria e Rede CA (01/01/2024)**

Fonte: Adaptado de Angizeh, Ghofrani e Jafari (2020) e elaborado pelos autores.

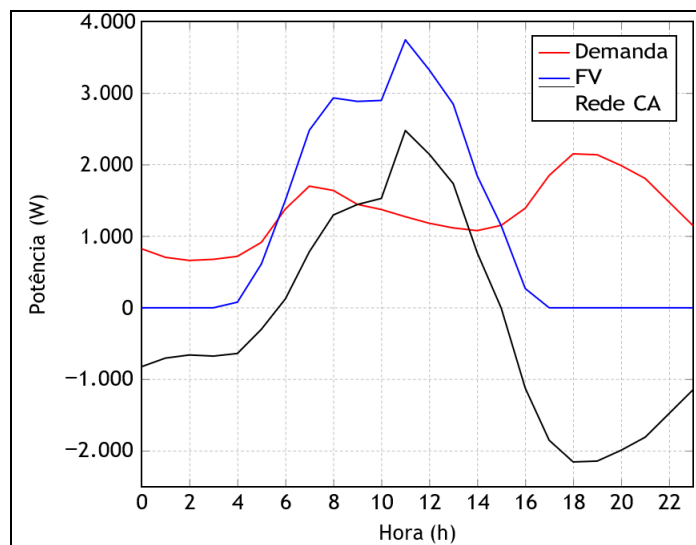


Figura 2 - Curva de Carga, Geração e Rede CA (01/01/2024)

Adaptado de Angizeh, Ghofrani e Jafari (2020) e elaborado pelos autores

Há dias, porém, em que a incidência de radiação solar está bem abaixo da média. Nessas ocasiões, caso a bateria não esteja carregada, a UC fica quase que totalmente dependente da rede, reduzindo drasticamente o fator de simultaneidade. Esse caso é exemplificado pela projeção realizada para o dia 31/03/2024, vista na Figura 3.

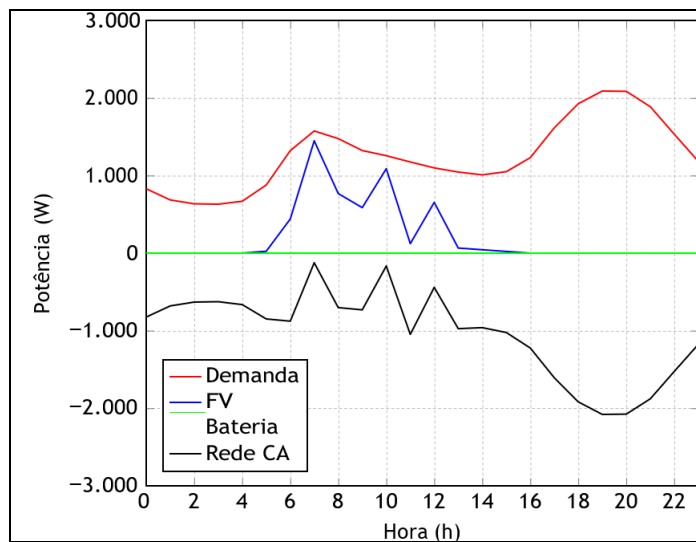


Figura 3 - Curva de Carga, Geração, Bateria e Rede CA (31/03/2024)

Fonte: Adaptado de Angizeh, Ghofrani e Jafari (2020) e elaborado pelos autores



Quanto ao fator de simultaneidade, a Tabela 2 apresenta um comparativo entre 2024 e 2027, notando-se um aumento médio de 16,72% para a projeção de 2027.

Tabela 2 - Comparativo do Fator de Simultaneidade (2024 a 2027)

Mês	2024		2025		2026		2027	
	Com Bateria	Sem Bateria	Com Bateria	Sem Bateria	Com Bateria	Sem Bateria	Com Bateria	Sem Bateria
Janeiro	61,26%	46,49%	69,70%	53,68%	71,09%	54,84%	72,79%	55,65%
Fevereiro	61,92%	47,15%	64,14%	49,44%	65,04%	49,43%	60,16%	46,09%
Março	69,42%	53,87%	58,76%	44,86%	67,71%	51,61%	66,26%	50,34%
Abril	57,41%	40,25%	57,30%	40,83%	53,95%	37,83%	57,15%	40,29%
Maiο	46,41%	29,72%	46,53%	29,64%	48,19%	30,96%	47,43%	30,19%
Junho	46,62%	27,43%	41,36%	24,70%	48,10%	29,32%	49,50%	29,67%
Julho	40,62%	25,43%	46,35%	28,47%	42,35%	26,40%	45,95%	28,33%
Agosto	43,20%	26,12%	46,30%	28,54%	42,36%	26,54%	48,67%	30,72%
Setembro	45,85%	27,60%	43,84%	26,68%	45,28%	27,74%	45,44%	27,56%
Outubro	66,77%	47,77%	53,93%	38,32%	56,62%	40,03%	60,22%	43,88%
Novembro	67,44%	50,32%	60,77%	44,88%	79,64%	61,55%	56,31%	41,59%
Dezembro	77,25%	63,13%	67,70%	52,84%	84,04%	70,23%	72,60%	57,49%
Média:	57,02%	40,44%	54,72%	38,57%	58,70%	42,21%	56,87%	40,15%

Fonte: Elaborado pelos autores

A Tabela 3 e a Tabela 4 representam o fluxo de caixa descontado de todo o período analisado para ambos os cenários considerados, isto é, SFV com e sem armazenamento. A partir da Tabela 3 e da Tabela 4 observa-se que as receitas anuais de ambos os cenários são muito próximas entre si, indicando que o investimento extra para a aquisição da bateria não altera significativamente a economia. Essa diferença quase nula entre as receitas é resultado da modicidade do valor retido pela distribuidora. Para que o impacto da não compensação seja notório, o montante de energia elétrica não injetada deve estar em níveis muito acima dos escolhidos para este estudo, o que via de regra não ocorre para UCs do Grupo B.

Tabela 3 - Fluxo de Caixa Descontado: SFV com Bateria

Índice	Ano	Investimento Inicial (R\$)	Economia (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa (VP) [R\$]
0	2023	-41.880,97	0,00	0,00	-41.880,97	-41.880,97
1	2024	0,00	6.430,59	-209,40	6.221,18	5.513,28
2	2025	0,00	5.588,71	-221,76	5.366,95	4.215,04
3	2026	0,00	5.446,77	-234,84	5.211,92	3.627,51
4	2027	0,00	6.714,03	-248,70	6.465,33	3.987,85
5	2028	0,00	7.820,24	-263,37	7.556,87	4.130,73
6	2029	0,00	8.011,12	-278,91	7.732,21	3.745,63
7	2030	0,00	7.990,96	-295,37	7.695,60	3.303,70
8	2031	0,00	7.984,65	-312,79	7.671,85	2.918,74
9	2032	0,00	8.372,88	-331,25	8.041,63	2.711,29
10	2033	0,00	9.726,50	-350,79	9.375,71	2.801,39
11	2034	0,00	9.112,82	-371,49	8.741,33	2.314,64
12	2035	0,00	9.735,29	-393,41	9.341,88	2.192,19
13	2036	0,00	10.249,73	-416,62	9.833,11	2.044,89
14	2037	0,00	11.296,14	-441,20	10.854,95	2.000,53
15	2038	0,00	11.827,48	-467,23	11.360,25	1.855,42

Fonte: Elaborado pelos autores

Tabela 4 - Fluxo de Caixa Descontado: SFV sem Bateria

Índice	Ano	Investimento Inicial (R\$)	Economia (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa (VP) [R\$]
0	2023	-30.914,15	0,00	0,00	-30.914,15	-30.914,15
1	2024	0,00	6.370,15	-154,57	6.215,58	5.508,31
2	2025	0,00	5.531,14	-163,69	5.367,45	4.215,43
3	2026	0,00	5.379,23	-173,35	5.205,88	3.623,30
4	2027	0,00	6.639,28	-183,58	6.455,71	3.981,91
5	2028	0,00	7.663,58	-194,41	7.469,17	4.082,79
6	2029	0,00	7.821,18	-205,88	7.615,30	3.689,00
7	2030	0,00	7.777,87	-218,02	7.559,84	3.245,42
8	2031	0,00	7.783,06	-230,89	7.552,17	2.873,21
9	2032	0,00	8.175,73	-244,51	7.931,22	2.674,07
10	2033	0,00	9.487,54	-258,94	9.228,60	2.757,43
11	2034	0,00	8.838,61	-274,21	8.564,40	2.267,79
12	2035	0,00	9.439,41	-290,39	9.149,02	2.146,93
13	2036	0,00	9.942,23	-307,52	9.634,70	2.003,63
14	2037	0,00	10.880,94	-325,67	10.555,27	1.945,30
15	2038	0,00	11.437,08	-344,88	11.092,20	1.811,64

Fonte: Elaborado pelos autores

A Tabela 5 mostra o resultado da aplicação das métricas econômicas. Ante os resultados apresentados na Tabela 5, para os dois cenários predeterminados, o valor presente líquido se revela como sendo positivo, sinalizando em favor da viabilidade. A TIRM e a TIR exibem valor acima da TMA de 12,84%, apontando de igual modo para a viabilidade. Por fim, o tempo de retorno dos cenários estão dentro da janela predefinida de 15 anos.

Tabela 5 - Resultado das Métricas Econômicas

Cenário	VPL	TIR Modificada	TIR	Payback Descontado (Anos)
Com Bateria	R\$ 5.481,85	13,77%	14,99%	12,205
Sem Bateria	R\$ 15.912,02	16,01%	20,81%	7,894

Fonte: Elaborado pelos autores

É possível concluir ainda que, apesar de ambos os cenários serem viáveis à luz das métricas de engenharia econômica escolhidas, ao fim de 15 anos, a atratividade do SFV sem baterias é superior, sendo esta opção preferível caso o investidor dê maior importância ao retorno financeiro. Isso é explicado pelo maior VPL da aplicação sem bateria, maior taxa interna de retorno e *payback* descontado de 4,311 anos a menos do que o outro cenário.

Também é importante lembrar que a unidade de condicionamento de potência escolhida e orçada neste estudo é do tipo híbrida. Caso não haja interesse por parte do investidor em incorporar um sistema de armazenamento a baterias, a escolha mais lógica e apropriada seria adotar uma UCP convencional, portanto, com valor médio bem inferior ao modelo híbrido para a mesma faixa de potência.

No texto do artigo completo espera-se apresentar com maior detalhamento as projeções realizadas, por meio de uma análise de sensibilidade. O objetivo desta análise adjunta é verificar em que situações o SFV Híbrido possui performance econômica superior ao SFV convencional.



CONCLUSÕES

Para o perfil residencial analisado, um SFV Híbrido é economicamente viável, ainda que de forma não tão atraente quanto um SFV Convencional de potência equivalente. Outro ponto relevante diz respeito ao fator de simultaneidade. A adição da bateria proporciona um incremento considerável nesse índice, o que significa dizer que a UC se torna menos dependente do sistema elétrico. Ao se deslocar para um campo além do econômico, os benefícios da implantação de um sistema de armazenamento com baterias eletroquímicas tornam-se também visíveis, sendo lícito mencionar a elevação do conforto, melhora na confiabilidade e estabilidade da rede local ante a surtos.

De fato, o mercado de baterias em território nacional ainda é incipiente e não se sabe se alcançará uma grande difusão nos anos vindouros, tornando seu futuro incerto. Todavia, é mister a condução de estudos desta natureza para que, através do domínio e assimilação do conteúdo, caminhos possam ser abertos para desbravar potenciais oportunidades de negócios e estratégias de desenvolvimento sejam efetivadas para o setor de energia como um todo.

A Lei nº 14.300/2022 serviu como um divisor de águas para o setor fotovoltaico e de geração distribuída. Suas instruções fornecem uma base legislativa para moderar a interação entre os agentes que atuam no mercado de energia solar. Apesar da publicação da lei, ainda existem várias dúvidas a respeito de como as regras hão de funcionar na prática, principalmente por conta do elevado grau de complexidade de alguns mecanismos.

Na perspectiva de sugestões para trabalhos futuros, indica-se a aplicação da metodologia aqui descrita para o estudo de caso de uma unidade consumidora considerando a Tarifa Horária Branca, pois devido à sua cobrança com distinção de preço por posto tarifário, há de ser interessante investigar se a dinâmica de compensação gera resultados economicamente viáveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALDO SOLAR. Aldo Solar - Maior Distribuidor de Energia Solar do Brasil. 2023. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/>>.
2. ANGIZEH, Farhad; GHOFrani, Ali; JAFARI, Mohsen A. *Dataset on Hourly Load Profiles for a Set of 24 Facilities from Industrial, Commercial, and Residential End-use Sectors*. v. 1, ago. 2020. Publisher: Mendeley Data. Disponível em: <<https://data.mendeley.com/datasets/rfnp2d3kjp/1>>.
3. EPE. Balanço Energético Nacional 2023. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>.
4. MASHAL, James; SLOANE, Taylor. *Want sustained solar growth? Just add energy storage*. 2018. Disponível em: <<https://blog.fluenceenergy.com/for-sustained-solar-growth-just-add-energy-storage>>.
5. MATOS, Diogo; CATALÃO, João. Geração Distribuída e os seus Impactos no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 1. In: International Conference on Engineering Of University Of Beira Interior. Covilha, Portugal: University of Beira Interior, 2013. p. 10. Anais Eletrônicos... Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/268811175_Geracao_Distribuida_e_os_seus_Impactos_no_Funcionamento_da_Rede_Eletrica_Parte_1>.
6. MINHA CASA SOLAR. Minha Casa Solar. 2023. Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/>>.
7. NEOSOLAR. NeoSolar. 2023. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/>>.
8. NREL. System Advisor Model (SAM). 2022. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>.
9. PAIXÃO, Bárbara A. L. *et al.* Comparação de Vida Útil entre Bancos de Baterias de Íon-lítio e Chumbo-ácido no Contexto da Compensação de Energia com Fotovoltaicos e Tarifa Branca. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, v. 1, n. 1, 2020. ISSN 2177-6164. Number: 1. Disponível em: <https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2153>.
10. RODRIGUES, Aline. Simulação e análise de um sistema fotovoltaico com bateria integrada ao inversor no âmbito da tarifa branca. Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação - Universidade Federal de Santa Catarina. Campus Araranguá. Engenharia de Energia., Araranguá - SC, 2019. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/203420>>.
11. SOLAR GROUP. Catálogos. 2022. Disponível em: <<https://solargroup.com.br/catalogos/>>.
12. SOLLARES ENERGIA SOLAR. Sollares Energia Solar. 2023. Disponível em: <<https://sollares.com.br/>>.



SIMPÓSIO LUSO-BRASILEIRO
DE ENGENHARIA SANITÁRIA
E AMBIENTAL



13. VAZ, Émerson Feix; FARRET, Felix Alberto. Correlações de Pearson entre o Consumo de Energia Elétrica e os Índices de Desenvolvimento Humano e Econômico. Congresso Brasileiro de Automática - CBA, v. 2, n. 1, dez. 2020. ISSN 0103-1759. Number: 1. Disponível em:
<https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/973>.