

ESTUDOS ECONÔMICOS EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

Os estudos econômicos realizados para avaliar a atratividade financeira de investimentos na implementação de uma certa tecnologia em sistemas elétricos visam antecipar o potencial de receita que essa eventual adoção possa trazer. Para cada tipo de tecnologia avaliam-se alguns cenários selecionados cuidadosamente e que fazem sentido para a aplicação em questão. O mesmo tipo de tecnologia, como no caso de sistemas de armazenamento de energia, pode ter várias aplicações distintas e para cada uma delas podem ser feitas análises específicas. Para estudos relacionados às baterias de íon de lítio, o rápido declínio dos preços dificulta as análises e impõe uma dificuldade adicional para se chegar a resultados confiáveis.

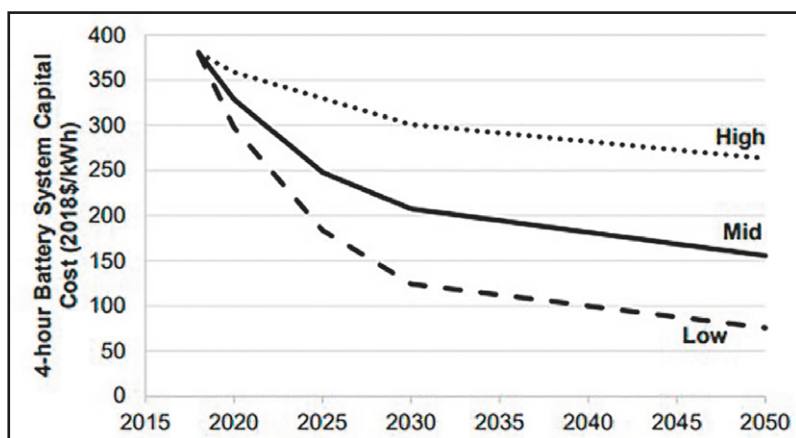
Neste capítulo são apresentados os principais estudos aplicados aos sistemas de armazenamento de energia, com foco nas baterias.

5.1 PROJEÇÃO DOS CUSTOS

A Figura 5.1 ilustra três cenários de projeção dos preços totais (baixo, médio e alto) de sistemas de armazenamento baseados em baterias de íon de lítio, incluindo componentes de potência e de energia e com 4 horas de descarga

na potência nominal (Cole & Frazier, 2019). Esse estudo compila 25 publicações e foi desenvolvido pelo laboratório americano NREL (*National Renewable Energy Laboratory*).

Figura 5.1 Projeção dos preços de sistemas de armazenamento em baterias de íon de lítio (Cole & Frazier, 2019)



5.2 REDUÇÃO DO USO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS

Os sistemas de armazenamento de energia podem ajudar a reduzir a utilização de combustíveis fósseis tanto em sistemas isolados quanto interligados. Para isso, é necessário que exista um sistema de despacho de energia otimizado que considere o custo mais baixo da energia necessária para suprir a demanda ou a energia injetada na rede.

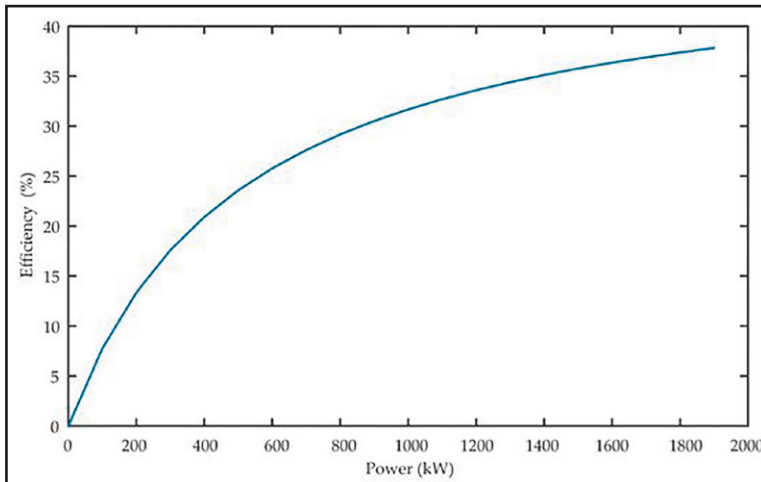
Neste tipo de estudo, a economia obtida com a redução do uso de combustível serve de parâmetro para a avaliação do financiamento da compra de um sistema de baterias.

5.2.1 Sistema Isolado (somente diesel)

Um sistema isolado simples, com a produção de energia baseada apenas em geradores a diesel, pode reduzir o uso de combustível e ao mesmo tempo as emissões resultantes de sua queima instalando sistemas de armazenamento de energia. Essa redução está relacionada com a operação dos geradores a diesel em pontos mais eficientes, acompanhando a variação da demanda. A Figura 5.2

apresenta uma curva genérica de eficiência para geradores a diesel (Peralta, y otros, 2019). A bateria pode ser carregada quando a demanda estiver baixa (aumentando a demanda vista pelo gerador) e descarregar quando a demanda estiver alta (complementando o gerador).

Figura 5.2 Curva de eficiência para gerador a diesel de 1850 kW (Peralta, y otros, 2019)



Em (Peralta, y otros, 2019), os autores fazem análises da utilização de um sistema de armazenamento instalado em navios de abastecimento de plataformas de exploração de petróleo. O sistema elétrico deste navio é equipado com 4 geradores de 1.850 kW, apresentando curva de demanda de energia elétrica que inclui quatro propulsores, cargas de hotelaria e auxiliares do navio. A redução percentual de uso de combustível e a energia total gerada em relação ao caso com apenas diesel podem ser observadas na Figura 5.3. A eficiência da bateria é mantida constante em 92 % para os dois níveis mínimos de geração simulados (30 % e 40 %, ou seja, os geradores só são ligados para operar acima desse nível de geração). Em ambos os casos, pode-se verificar considerável redução do consumo apenas melhorando a eficiência dos geradores a diesel.

Figura 5.3 Redução de consumo de combustível em um navio (Peralta, y otros, 2019)



5.2.2 Sistema Isolado (com energia renovável e diesel)

Sistemas isolados que já operam com percentual de energia renovável podem se beneficiar do armazenamento de energia, otimizando, principalmente, a intermitência da geração renovável. A estratégia principal é absorver o excesso de geração e utilizá-lo no momento de escassez, evitando, ao máximo, o uso do gerador a diesel. Adicionalmente, também pode ser utilizada a operação do gerador convencional apenas em seu ponto ótimo, reduzindo o consumo de combustível.

Uma análise do potencial de redução de consumo de combustível e de redução de CO_2 foi feita para a ilha de Fernando de Noronha (Peralta Pier-nagorda, 2019). Os estudos utilizaram uma curva de demanda com 2 MW de potência máxima e 1,4 MW de mínima, com quatro geradores a diesel (1.200, 900 e dois de 600 kW). Os resultados são apresentados na Figura 5.4, onde observa-se que é possível reduzir cerca de 48,2 % do consumo de combustível quando é utilizado sistema de bateria de 700 kW/700 kWh, 1000 kW de geração fotovoltaica e 1320 kW de aerogeradores. Porém, a redução é bem inferior quando se utilizou apenas sistemas de baterias, chegando ao máximo de 2,2 %. Essa característica tem relação com a baixa diferença entre a demanda máxima e a mínima.

Figura 5.4 Análise de sensibilidade da redução potencial de consumo de combustível utilizando baterias (Peralta Piernagorda, 2019)

Battery 0 kW						
Wind/Solar	0	200	400	600	800	1000
0	0,0%	2,5%	4,9%	7,4%	9,8%	12,3%
330	9,0%	11,4%	13,8%	16,3%	18,7%	21,1%
660	17,7%	20,2%	22,7%	25,1%	27,5%	29,8%
990	26,5%	29,0%	31,3%	33,6%	35,7%	37,6%
1320	34,9%	37,2%	39,3%	41,1%	42,8%	44,2%

Battery 300 kW						
Wind/Solar	0	200	400	600	800	1000
0	0,9%	3,4%	5,8%	8,3%	10,7%	13,2%
330	9,9%	12,3%	14,7%	17,2%	19,6%	22,0%
660	18,7%	21,1%	23,5%	25,9%	28,3%	30,6%
990	27,4%	29,8%	32,2%	34,6%	36,8%	38,9%
1320	36,0%	38,4%	40,6%	42,6%	44,4%	46,0%

Battery 700 kW						
Wind/Sol	0	200	400	600	800	1000
0	2,2%	4,8%	7,2%	9,6%	12,1%	14,4%
330	11,2%	13,6%	16,0%	18,4%	20,7%	23,1%
660	19,8%	22,2%	24,6%	27,0%	29,4%	31,8%
990	28,5%	30,9%	33,3%	35,8%	38,1%	40,5%
1320	37,4%	39,8%	42,1%	44,4%	46,4%	48,2%

Este estudo foi realizado através da ferramenta computacional Homer Pro (desenvolvido inicialmente pelo NREL). Variantes que podem deixar esse tipo de estudo mais completos são a consideração da vida útil da bateria e de seu envelhecimento por tempo e por uso. Microrredes, em operação isolada ou não, podem ser alvo de estudos semelhantes.

5.3 ARBITRAGEM EM MERCADOS DE ENERGIA

De forma geral, a arbitragem pode ser definida como a compra e venda simultânea de valores mobiliários, moedas ou mercadorias em diferentes mercados ou em formas de derivativos, a fim de se beneficiar de diferenças de preço

visando lucro. No caso de arbitragem em mercados físicos de energia, a negociação de compra e venda acontece, em geral, de forma digital. Os mercados americanos, por exemplo, realizam pregão eletrônico, com negociação para o dia seguinte (*day-ahead markets*, DA) ou em tempo real (*real-time markets*, RT).

5.3.1 Tipos de Mercado

No mercado DA os geradores ofertam os valores e as quantidades que pretendem vender de energia para cada uma das 24 horas do dia seguinte. Já as distribuidoras, colocam quanto estão dispostas a pagar e a quantidade de energia que desejam comprar, também de forma independente para cada hora do próximo dia.

No dia seguinte, o mercado RT entra em operação para que os agentes renegociem apenas as diferenças de suas compras do dia anterior. Ou seja, caso uma distribuidora tenha comprado mais energia no dia anterior do que os seus consumidores utilizaram dentro do horário negociado, ela deve vender instantaneamente esse excedente para outra distribuidora (ou grande consumidor) que comprou menos do que necessitou. Esses valores de renegociação das diferenças estão expostos à volatilidade do mercado e podem chegar em alguns casos a quase 200 vezes o valor médio da energia.

De forma geral, os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem participar desses mercados como agentes que podem vender (descarregar) e comprar energia (carregar), aproveitando as diferenças de preço horário para acumular receita, pagar os seus investimentos e gerar lucro.

5.3.2 Preço do MWh e Receita

A Figura 5.5 ilustra os preços horários em sete barras distintas do sistema americano PJM. Na barra pjm6059, por exemplo, ocorreram as variações com maior amplitude, com o valor máximo do preço por MWh alcançando quase 2000 dólares.

A título ilustrativo, a Figura 5.6 apresenta uma análise de sensibilidade da receita potencial anual em relação à capacidade de armazenamento de energia de um sistema genérico com 1 MW e 95 % de eficiência. Neste caso, a barra supracitada se destaca como a de melhor retorno potencial para um sistema de armazenamento, seja qual fosse sua capacidade de energia (Salles, Huang, Aziz, & Hogan, 2017).

Figura 5.5 Preços horários por MWh em 7 barras do mercado americano da PJM-2013

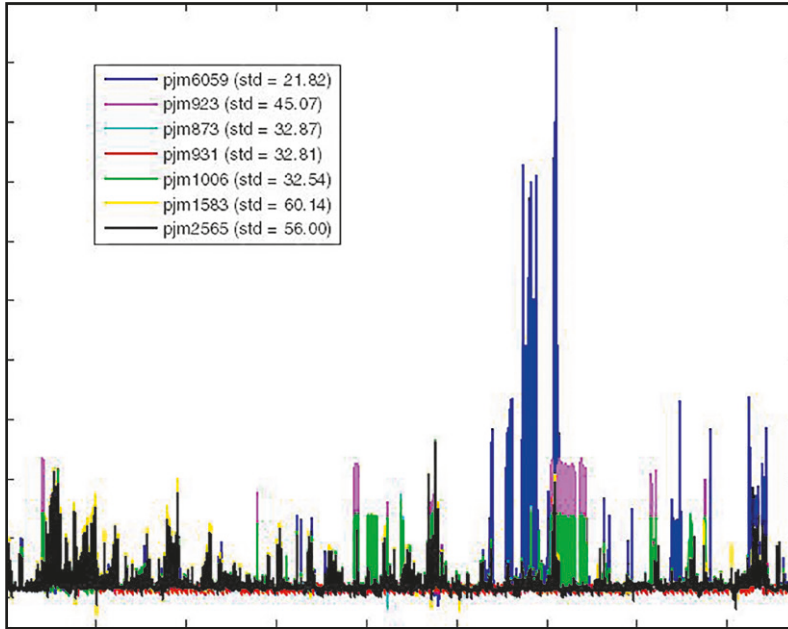
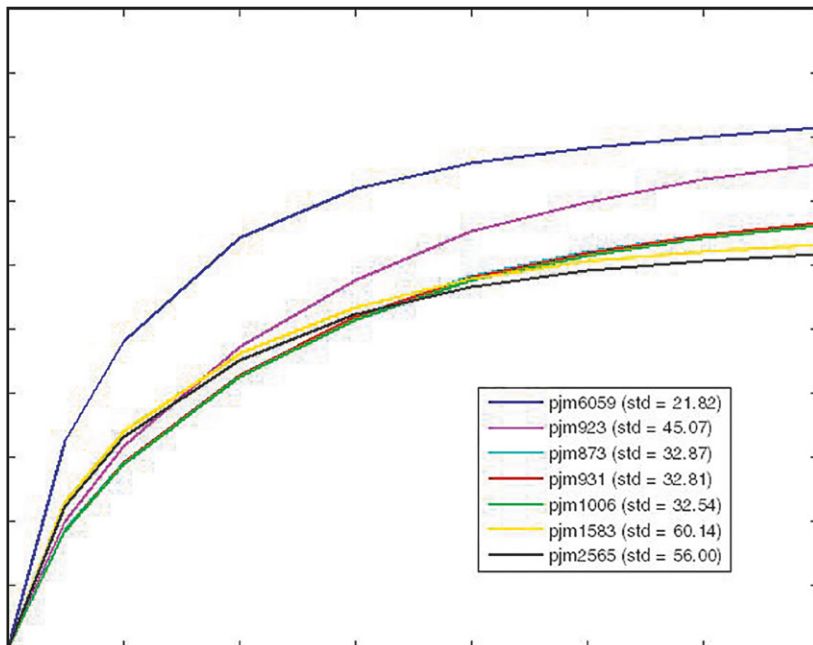


Figura 5.6 Análise de sensibilidade da receita potencial e da capacidade de armazenamento de energia para um sistema genérico de 1MW e 95% de eficiência em 7 barras distintas no mercado americano PJM em 2013



5.4 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA

O modelo mais comum para análise de custos em sistemas elétricos é o custo nivelado de energia (*Levelized cost of energy* – LCOE). Ele é obtido por meio da relação entre o investimento total durante a vida útil do equipamento e a quantidade de energia gerada (fornecida à rede, no caso de sistemas de armazenamento) durante o mesmo período.

A metodologia de cálculo segue a equação (5) (Schmidt, Melchior, Hawkes, & Staffell, 2019):

$$LCOS = \frac{Invest_{cost} + \sum_n^N \frac{O\&M_{cost}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{Charging_{cost}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{End\ of\ life_{cost}}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_n^N \frac{Elec_{discharged}}{(1+r)^n}} \quad (5)$$

Onde as variáveis são os custos de:

$Invest_{cost}$	investimento
$O\&M_{cost}$	operação e manutenção
$Charging_{cost}$	carregamento
$End\ of\ life_{cost}$	desmontagem do sistema
$Elec_{discharged}$	energia descarregada na rede

Essa metodologia assume que todo custo de investimento no sistema ocorre no primeiro ano e os custos de O&M são somados em cada ano (n) durante a vida útil do sistema (N), levando em consideração a taxa de desconto r .

Esse tipo de análise pode ser feito ainda para o uso em conjunto com sistemas de geração fotovoltaica.

5.5 INSTALAÇÃO NO CONSUMIDOR (*BEHIND-THE-METER* - BTM)

O uso das baterias por consumidores finais é conhecido como *Behind-The-Meter* (“atrás do medidor”). Neste caso, os usuários podem fazer arbitragem, carregando a bateria no momento de baixa dos preços para usar no momento de alta. Quando esses consumidores também possuem geração fotovoltaica instalada, podem armazenar essa energia solar gerada para consumir em outros horários relacionados à sua demanda mais elevada.

Em (DiOrio, Dobos, & Janzou, 2015), um estudo feito pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) usou o *System Advisor Model* (SAM) para estimar o benefício econômico do uso de baterias com geração fotovoltaica. As baterias usadas nesse estudo foram de íons de lítio e de chumbo-ácido. A geração fotovoltaica foi dimensionada para atender de 20 % a 50 % do pico da demanda e se baseou na avaliação de diferentes tamanhos de baterias para calcular o valor presente e o tempo de retorno do investimento para o sistema.

Em (Wu, Kintner-Meyer, Yang, & Balducci, 2017), os autores propuseram um método analítico de dimensionamento de baterias visando a diminuição da conta de energia para três cenários de tarifárias do sistema de distribuição de energia: redução da parcela de energia, redução da parcela de demanda e redução de ambas.

Na Figura 5.7 é apresentado o benefício financeiro potencial da utilização de baterias. Pode-se observar que economia relacionada à redução da demanda contratada é predominante em relação à de energia. Essa redução tem relação direta com a diferença entre o valor de demanda de pico e a nova demanda contratada pelo consumidor.

Figura 5.7 Valor anual de redução do valor da conta de energia vs. custo anual nivelado com dimensionamento ótimo do sistema de armazenamento de energia

