

INTEGRAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM USINA HÍBRIDA EÓLICA-SOLAR: ESTUDO DE CASO NO MUNICÍPIO DE CASA NOVA, BAHIA

Lucas Espirito Santo Fernandes – lucas.fernandes@fieb.org.br

Ricardo Cerqueira Medrado – ricardo.medrado@fieb.org.br

Rodrigo Lemos Miranda – rodrigo.miranda@fbter.org.br

Centro Universitário Senai CIMATEC, Departamento de Geração, Transmissão e Distribuição

Jose Bione de Melo Filho – jbionef@chesf.gov.br

Marcio de Carvalho Filho – marciocf@chesf.gov.br

Willian Ramires Pires Bezerra – willianr@chesf.gov.br

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), Departamento de Pesquisa, desenvolvimento e Inovação

Resumo. A geração de energia elétrica por meio da utilização de fontes renováveis tem crescido consideravelmente ao longo dos últimos anos. Especialmente no Brasil, as fontes solar e eólica têm se destacado devido à alta disponibilidade de irradiação solar e vento existente no território nacional. Entretanto, essas fontes possuem uma característica intermitente em sua produção de energia, demandando alternativas para estabilização das curvas de geração. A combinação de usinas de diferentes fontes de geração e o uso de bancos de baterias surgem como modelos promissores para otimização da geração. Este trabalho, fruto do projeto P&D+I, visa o dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia utilizando baterias de lítio, com objetivo de controlar a curva de geração de uma usina híbrida eólico-solar, analisando a condição do controle do curtailment, as ultrapassagens superiores e inferiores dos limites estabelecidos no estudo e o custo do sistema de baterias. O estudo avaliou a inserção de baterias em uma usina híbrida hipotética de 1,5MW eólico e 1MWp fotovoltaica. Três cenários com diferentes capacidades de armazenamento de energia foram avaliados: 1,2 MWh, 1,4 MWh e 1,8 MWh e todos demonstraram melhoria no desempenho da planta, em termos de controle do curtailment da geração, quando comparados à usina híbrida sem armazenamento. Dentre os sistemas comparados, o armazenamento de 1,4 MWh apresentou a melhor atenuação de excedente vinculada ao retorno financeiro da planta, exibindo o melhor custo-benefício.

Palavras-chave: Usinas Híbridas, Armazenamento, Energia Renovável

1. INTRODUÇÃO

Os avanços tecnológicos na geração de energia elétrica, principalmente em usinas eólicas e fotovoltaicas, são alavancados pela crescente demanda por fontes de energia renováveis, motivada por preocupações ambientais. Entretanto, devido às características de sazonalidade e intermitência de produção, os benefícios econômicos da exploração individual destas tecnologias acabam sendo impactados pelos baixos rendimentos mensais de geração. Nesse sentido, a utilização de sistemas híbridos surge com a proposta de complementariedade de fontes renováveis de forma a minimizar os custos de implantação e otimizar a geração de energia elétrica. Quando as fontes são consideradas de forma independente, o dimensionamento da rede elétrica exige que se leve em consideração os picos de geração; o que leva ao sobredimensionamento da fonte provocando aumento nos custos da energia (MOUHADJER, 2019).

Os sistemas de geração híbrida (SGH) crescem como um modelo vantajoso para geração de energia elétrica. Uma tendência geral no cenário mundial é a exploração das potencialidades da hibridização combinando múltiplos recursos de energia, destacando a combinação entre as fontes eólica e solar. Devido a intermitência e grande sazonalidade dessas fontes, sistemas de armazenamento de energia podem ser utilizados para o gerenciamento energético da planta, permitindo o controle da curva de geração e demanda da usina.

Deste modo, há diversas vantagens na implantação de uma usina híbrida eólica-solar-armazenamento. A integração de um sistema de armazenamento de energia elétrica em uma usina eólica-solar permite complementar o suprimento de potência para a rede, em períodos em que a produção de energia é inferior a demanda. Por outro lado, também é possível absorver energia excedente, em períodos em que a produção é superior à demanda da rede.

Diversas tecnologias podem ser aplicadas ao sistema de armazenamento, utilizando princípios térmicos, mecânicos, químicos e eletroquímicos. Dentre essas tecnologias, as baterias eletroquímicas destacam-se por serem uma modalidade com grande potencial de aplicações em matrizes elétricas, devido à alta densidade de energia armazenada, versatilidade e baixo tempo de resposta (EPE, 2019). Em especial, pode-se destacar a classe de baterias eletroquímicas de íons de lítio (MARIA L. et al, 2009). O modelo de armazenamento a íons de lítio possui maior densidade de energia, alta expectativa de vida, baixo tempo de recarga e alta eficiência quando comparado a outras soluções de mercado. Apesar dos benefícios

técnicos de desempenho, a tecnologia de armazenamento de íons de lítio ainda possui um custo mais elevado que outras técnicas mais tradicionais de armazenamento.

No trabalho de BNEF, (2019) é demonstrado que existe uma alta perspectiva de crescimento no mercado de sistemas de armazenamento para os próximos anos, onde uma gama de aplicações envolvendo juntamente as fontes eólicas e solares surgem com grande potencial. Todavia, existem grandes desafios a serem vencidos. Um dos grandes desafios no Brasil está na questão regulatória, onde o regimento setorial na temática precisa ser atualizado para acompanhar as tendências e incentivos globais (EPE, 2018). Como iniciativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi aberta consulta pública para regulamentar usinas híbridas em território nacional no ano de 2020. A Consulta Pública nº 061/2020 recebeu sugestões em duas fases, sendo aprovado em novembro de 2021 a regulamentação para o funcionamento de Centrais Geradoras Híbridas (UGH) e centrais associadas. O normativo traz as definições e as regras para o processo de outorga desses empreendimentos e para a contratação do uso dos sistemas de transmissão (CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão), além de definir a forma de tarifação dessas usinas e da aplicação dos descontos legais nas tarifas de uso do sistema de transmissão.

Neste contexto de grandes desafios e estudos da potencialidade de sistemas híbridos de geração de energia, buscando antecipar ações de pesquisa aplicada e proposições de soluções comerciais, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) lançou em 2017 a Chamada Pública P&D+I nº 02/2017 no qual foi selecionado o projeto de P&D+I¹ intitulado “Sistema inteligente com aerogerador integrado às fontes de energia eólica, solar e *storage* como plataforma de desenvolvimento visando melhorias contínuas no processo de geração de energia elétrica” que visa o desenvolvimento de um sistema inteligente de geração híbrida baseado em previsões temporais de curto e médio prazo.

Para desenvolvimento e aplicação das tecnologias, será especificada uma planta híbrida piloto com a convergência das fontes solar, eólica e acumulação de energia, uma solução em escala de cabeça de série. O presente trabalho apresenta parte dos estudos considerados para o dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia em baterias para as condições de geração de uma usina híbrida eólica-solar a ser instalada no município de Casa Nova, BA, no Parque Eólico de Casa Nova empreendimento da Chesf. Com intuito do controle da curva de geração de energia, o sistema de baterias foi dimensionado para armazenar a energia em momentos de excedentes de geração e injetar a energia em momentos de pouca geração, controlando o escoamento da potência buscando elevar a eficiência do sistema.

2. METODOLOGIA

O estudo foi realizado com base em dados de medição da velocidade, frequência, direção dos ventos, irradiação solar, medidos na usina Eólica Casa Nova e o histórico de Preço da Liquidação das Diferenças Horário (PLD horário), fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os dados de irradiação solar e geração do local foram extraídos do Global Solar Atlas que possui ferramenta para essa modelagem, utilizando como base uma usina de 1 MWp.

A partir dos dados de vento e de um aerogerador pertencente ao parque eólico local com potência nominal de 1,5 MW, foi calculada e modelada a curva de geração eólica (Lopez, 2012) pela Eq. (1).

$$P_E = \frac{(c_p * \rho * A * V^3)}{2} \quad (1)$$

Sendo: P_E a potência de geração eólica (kW), c_p o coeficiente de potência (adimensional), ρ a densidade do ar (kg/m^3), A a área varrida pelo rotor da turbina eólica (m^2) e V a velocidade do vento que incide na turbina eólica (m/s).

Almejando a suavização de potência gerada na saída de uma usina híbrida, foi proposto estudo de dimensionamento para um sistema de armazenamento BESS (*Battery Energy Store System*) utilizando a tecnologia de lítio. O estudo realizou a avaliação de três cenários com diferentes capacidades de armazenamento de energia, analisando, assim, a potência nominal de injeção, o controle do *curtailment*, o custo de aquisição, a frequência e duração das ultrapassagens da curva de injeção frente aos limites estabelecidos para o estudo.

2.1 Premissas do Estudo

Para dimensionamento do sistema de armazenamento foram simuladas as curvas de geração do SGH e estabelecida regras de controle para carga ou descarga das baterias. Um dos critérios escolhido para o controle da recarga das baterias foi manter um patamar de energia injetada pelo SGH que respeitasse os limites de capacidade de escoamento da rede (controle de *curtailment*). Neste estudo, foi considerado um controle de injeção máxima de potência de 1,5 MW, condizente com o contrato MUST (Montante de uso do Sistema de Transmissão) da planta.

O controle de carga e descarga do sistema de armazenamento na simulação, também consiste em ter como base um ponto de estabilidade (operação), onde o sistema deveria manter constante a injeção de energia na rede. O diagrama desse controle está presente na Fig. 1.

¹ Projeto P&D+I ANEEL de número PD-00048-0217/2020 selecionado na Chamada Pública CHESF de P&D+I nº 02/2017, em execução pelo Senai CIMATEC com conclusão prevista para março/2025. Projeto financiado pela CHESF através do investimento obrigatório em Pesquisa e Desenvolvimento instituído pela Lei nº 9.991/2000.

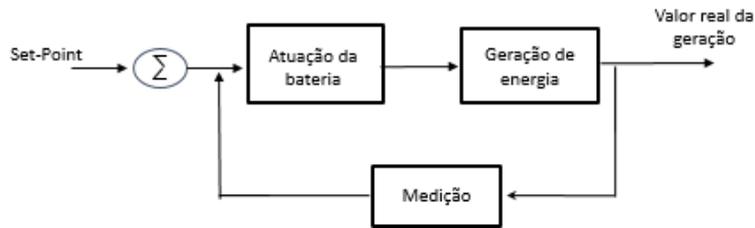


Figura 1 - Diagrama de blocos do sistema de controle.

Utilizando um ponto de referência, o sistema de armazenamento é solicitado a manter o nível de geração no valor especificado, dentro de uma variação de $\pm 15\%$ do valor por onde a curva de geração pode excursionar, como apresentado na Fig. 2.



Figura 2 - Representação do sistema de controle.

Devido às características sazonais da geração eólica e solar, apresentando valores diferentes de potência ao longo do ano, a escolha do ponto de referência para o controle da injeção da potência teve como relação a potência nominal do aerogerador (1,5 MW) e a potência ativa de geração de cada mês, considerando doze meses de medições. Nesse sentido, cada mês possui um valor de *setpoint* de operação, como retratado na Fig. 3.

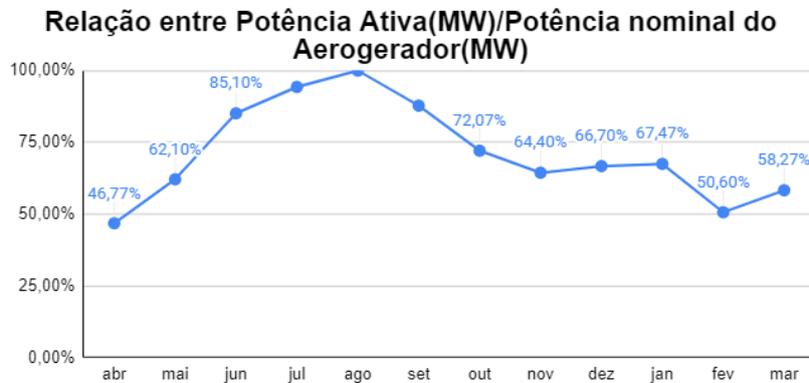


Figura 3 - Relação de potência nominal e potência ativa.

As simulações compararam sistemas de armazenamento com capacidade de energia entre 1,2 MWh, 1,4 MWh e 1,8 MWh. Todos os três sistemas possuíam potência nominal de 1 MW.

2.2 Métricas de comparação dos sistemas

Para o dimensionamento do sistema de armazenamento mais adequado para a aplicação do SGH do projeto foram utilizados três critérios: Capacidade de controlar *curtailment*, duração das ultrapassagens e custos. A capacidade de controle do *curtailment* de cada um dos sistemas foi avaliada com base na duração de eventos de ultrapassagens superiores apresentadas por cada sistema ao longo de um ano (segmentado em patamares horários).

Uma ultrapassagem superior é registrada quando a injeção do SGH ultrapassa 15% do ponto de estabilidade. Por sua vez, a ultrapassagem inferior é registrada quando a injeção do SGH fica abaixo de 15% desse mesmo ponto. Importante registrar que para fins regulatórios, a ultrapassagem superior é mais crítica que a inferior, pois, a depender do MUST contratado, a geradora pode ser multada pela ultrapassagem. O comparativo de custos é apresentado na Tab. 1

(custo médio pelo kWh de R\$ 4.844,68/kWh). Os dados de custos foram obtidos a partir de valores de mercado para o sistema em estudo (referência de Dez/2021), em propostas formuladas pelos principais fornecedores.

Tabela 1 - Comparativo de custos dos sistemas de armazenamento bateria lítio

| TIPO | LIFEPO4 | LIFEPO4 | LIFEPO4 |
|--------------------|------------------|------------------|------------------|
| Energia útil (kWh) | 1200 | 1400 | 1800 |
| Custo Total | R\$ 5.861.616,00 | R\$ 6.838.552,00 | R\$ 8.792.424,00 |

Alinhado aos valores de custo de implementação do sistema, também foi realizado comparativo da venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Nesta análise, foram observados os benefícios econômicos em armazenar energia no período de alta geração e a descarga do BESS no período de baixa geração, visando estabilidade. A análise de custos avaliou se os ganhos financeiros advindos do controle de estabilidade compensariam o investimento do sistema em um período de tempo aceitável.

2.3 Simulações realizadas

Para reduzir o volume de dados das simulações, as curvas de geração solar e eólica foram modeladas em “dias típicos mensais”. Cada mês foi representado por 24h típicas, calculadas com base na média de geração diária naquele mês. Desta forma, foi possível simplificar a análise sem perder a característica da sazonalidade anual das gerações eólica e solar. Elaborou-se um algoritmo em linguagem PYTHON para tratar os dados de irradiação solar e velocidade de vento e apresentar as curvas de geração. Esses dados foram novamente tratados, apresentando a curva de dia típico de cada mês do ano. Por fim, o algoritmo exerce o controle da curva injeção, através do controle de carga e descarga das baterias.

Na Fig. 4 são apresentadas as curvas de geração do SGH nas quatro estações do ano, inverno (mês de junho), primavera (mês de setembro), verão (mês de dezembro) e outono (mês de março), levando em consideração o sistema de armazenamento com capacidade de 1,4 MWh e potência instantânea de 1 MW. As linhas contínuas azul e amarela representam a curva de geração dos ativos aerogerador e usina fotovoltaica, respectivamente. A linha verde representa a curva de funcionamento do BESS. A curva vermelha informa a geração da planta sem o controle do armazenamento e a roxa com o controle do armazenamento. Por fim, as linhas tracejadas pretas e amarelas, caracterizam o limite de injeção da planta e os limites de $\pm 15\%$, respectivamente.

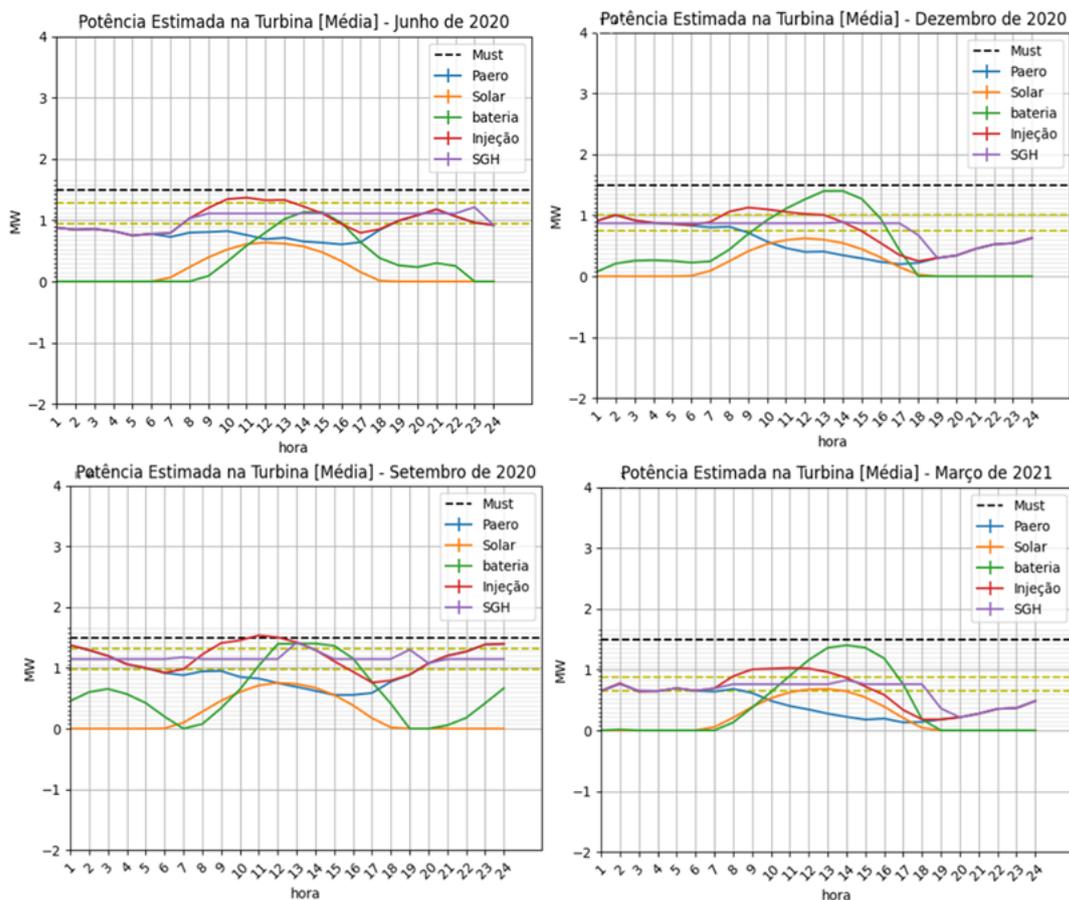


Figura 4 - Curva de geração SGH.

Nessas simulações (apresentadas na Fig. 4) é possível observar o funcionamento do algoritmo que busca manter a injeção em um ponto de estabilidade. É possível observar, ainda, a injeção de potência instantânea, o controle de *curtailment* e a duração das ultrapassagens inferiores e superiores, parâmetros que foram utilizados na comparação dos cenários.

3. RESULTADOS

A partir da metodologia proposta, pôde-se realizar um comparativo entre a duração em horas das ocorrências de ultrapassagens dos limites estabelecidos, considerando os cenários com e sem armazenamento. Estão representadas na Fig. 5 e Fig. 6 a quantidade de horas das ultrapassagens do limite superior e inferior, respectivamente, ao longo de doze meses para um dia típico de cada mês referente. Dessa forma, é caracterizado o comportamento de geração em um dia típico, que representa a média das quantidades de horas de ultrapassagens inferiores e superiores no respectivo mês.

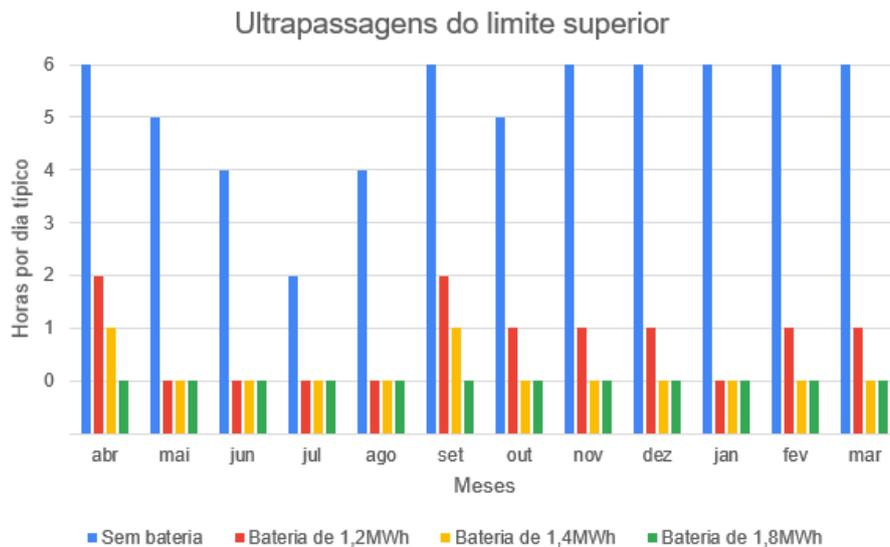


Figura 5 - Quantidade de horas da ultrapassagem do limite superior para o dia típico de cada mês do ano.

A partir da análise dos resultados apresentados na Fig. 5, observa-se a notória diminuição das ultrapassagens do limite superior para o sistema com o armazenamento se comparado ao sistema sem armazenamento. Pode-se observar que todos os sistemas de armazenamento são eficazes para o controle do *curtailment*. O aumento da capacidade de energia do sistema de armazenamento é diretamente proporcional à redução das ultrapassagens superiores. Percebe-se que do sistema de 1,2 MWh para o de 1,4 MWh, a quantidade de ultrapassagens cai para um sexto. Já o sistema de 1,8 MWh foi capaz de zerar todas as ultrapassagens, armazenando completamente o excedente.

Na Fig. 6 é apresentado um comparativo semelhante à da primeira, mas focado em verificar as extrapolações do limite inferior.

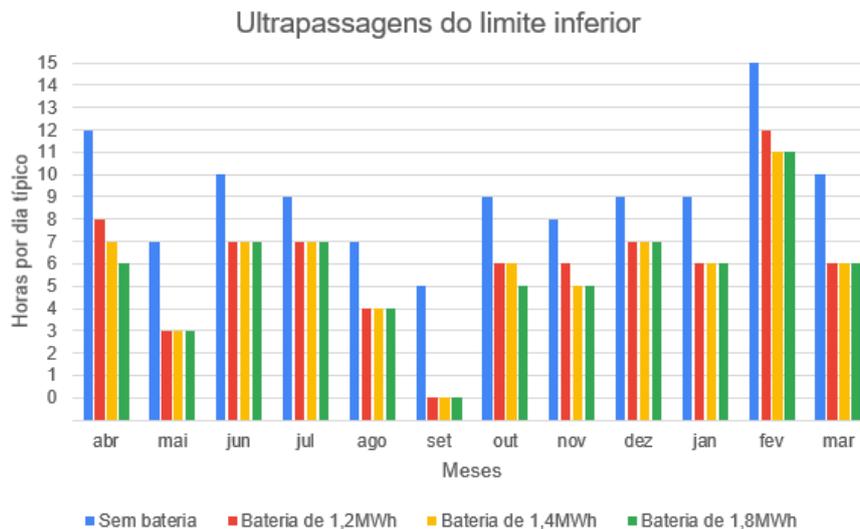


Figura 6 - Quantidade de horas da ultrapassagem do limite inferior para o dia típico de cada mês do ano.

Pode-se notar que ocorreram alterações consideráveis nos eventos de ultrapassagens inferiores com a inserção do sistema de armazenamento a partir de 1,2 MWh. Isso se deve ao fato de o armazenamento conseguir manter a curva de injeção durante as primeiras horas de queda da geração, mantendo próximo ao *setpoint* estabelecido. Por outro lado, o aumento da capacidade do sistema de armazenamento não trouxe benefícios significativos para a redução das ultrapassagens inferiores.

Devido às características das fontes geradoras eólica e fotovoltaica, que possuem vales muito expressivos no final das tardes e início das noites, mesmo grandes sistemas de armazenamento demonstram dificuldades em manter o patamar de injeção próximo ao nominal nestes horários. O estudo do dimensionamento também avaliou, durante as simulações, se a potência de 1 MW seria suficiente para atender as demandas de carga e descarga (em patamares horários). Para isto, foram levantadas as máximas solicitações da bateria de cada mês, utilizando-se a capacidade de 1,4 MWh como referência para simulação, apresentado na Fig. 7 e Tab. 2.

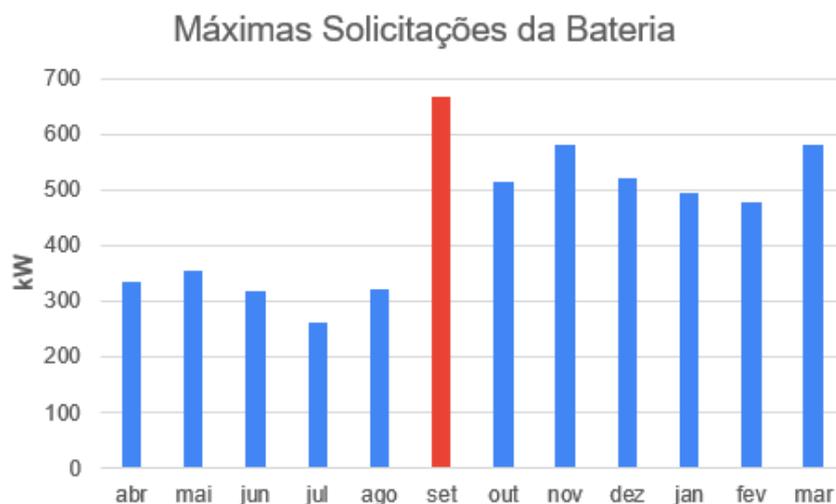


Figura 7 - Solicitações máximas a bateria.

Tabela 2 - Valores das máximas solicitações.

| MÊS | SOLICITAÇÕES MÁXIMAS (kW) |
|-----------|---------------------------|
| Abril | 334,1754 |
| Maio | 354,4316 |
| Junho | 316,5731 |
| Julho | 263,1947 |
| Agosto | 322,678 |
| Setembro | 665,8492 |
| Outubro | 514,2268 |
| Novembro | 579,2655 |
| Dezembro | 522,439 |
| Janeiro | 493,6194 |
| Fevereiro | 478,2644 |
| Março | 579,4911 |

Os resultados acima apresentados demonstram que a potência de entrega de 1 MW é suficiente para o sistema em estudo, tendo em vista que a maior solicitação ocorreu no mês setembro, no valor de aproximadamente 665,84 kW. Vale ressaltar, que as simulações levaram em conta patamares horários, não observando eventos transitórios que possam demandar maiores potências instantâneas do sistema de armazenamento, como o sombreamento dos módulos fotovoltaicos. Para atender a este tipo de eventualidade, o sistema foi especificado com potência com valor próximo ao nominal da geração solar.

Por fim, é exposto o ganho na venda de energia no ACL, a partir da Fig. 8. Nela consta o ganho mensal de cada sistema a partir de mudança de injeção de potência devido ao controle do armazenamento. O ganho é estimado a partir da diferença da geração hora a hora da planta com armazenamento e sem o armazenamento. Esse resultado é multiplicado pelo valor médio do PLD horário para se chegar ao “lucro” mensal de venda. Também, foi considerado que o armazenamento de energia é igual a injeção no final do mês.

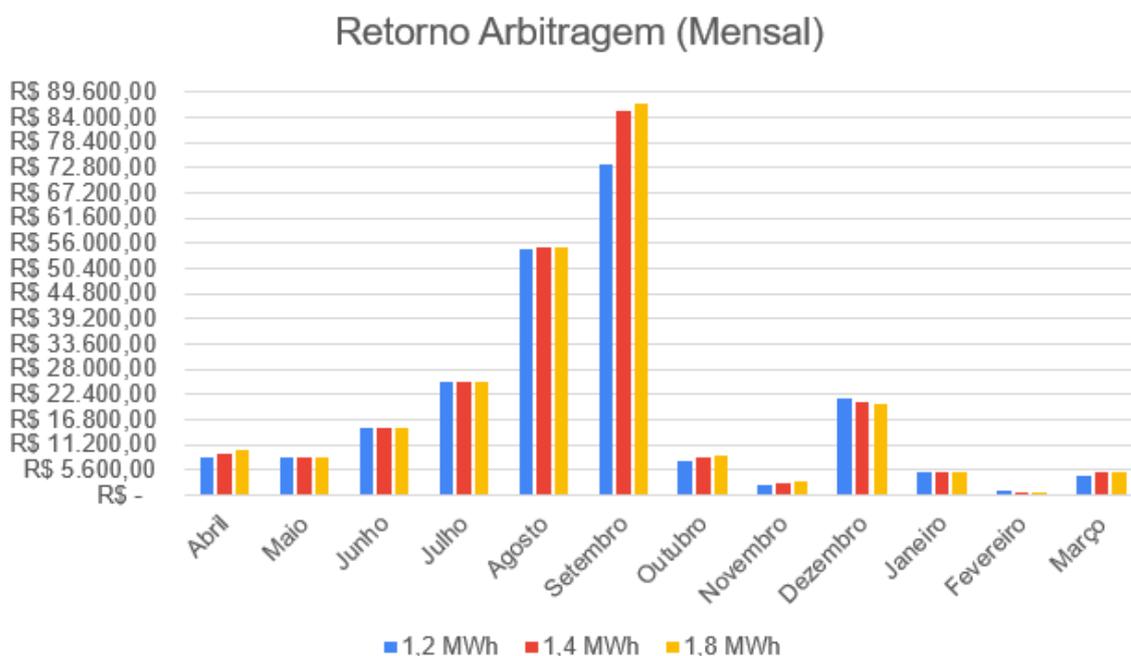


Figura 8 - Lucro da venda de energia no ACL.

Pode-se notar que o aumento da capacidade de armazenamento nem sempre resulta no aumento do lucro, analisando separadamente os meses. Isso ocorre, devido ao controle de estabilidade utilizado não focar na alteração do valor do PLD horário. Nesse sentido, a depender da excursão do valor durante o dia o aumento do armazenamento pode acarretar prejuízo, pois o sistema de controle utilizado no estudo visa estabilidade de injeção e não métricas de inteligência de mercado. Outro ponto a se destacar, são os meses em que o retorno permaneceu igual com o aumento do sistema de armazenamento. Nesses meses, a curva de geração não apresentou necessidade em armazenar mais energia, pois não existiu excedente suficiente para justificar o aumento do armazenamento. Assim, o lucro permaneceu igual nos três cenários apresentados, embora o investimento tenha sido maior.

Na Tab. 3 os valores de lucro mensal são compilados em um lucro anual dos três sistemas. O objetivo é apresentar o tempo de um *payback* simples dos três sistemas. Esse cálculo consiste na relação do investimento total com o retorno anual. Outro dado apresentado, é o custo anual do MUST. Esse custo é composto pelo valor do MUST contratado de 1,5 MW (premissa do estudo) multiplicado pela Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão de Geração (TUSTg). O valor da tarifa utilizada nesse estudo foi de R\$ 11,69/kWh e teve como base a nota técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sobre o cálculo da TUST (EPE, 2021).

Tabela 3 - Comparativo do retorno financeiro.

| ARMAZENAMENTO | RETORNO ARBITRAGEM (ANUAL) | CUSTO ANUAL DO MUST | INVESTIMENTO TOTAL | PAYBACK SIMPLES |
|---------------|----------------------------|---------------------|--------------------|-----------------|
| 1,2 MWh | R\$ 227.112,48 | R\$ 210.546,00 | R\$ 5.861.616,00 | 26 Anos |
| 1,4 MWh | R\$ 234.845,81 | R\$ 210.546,00 | R\$ 6.838.552,00 | 28 Anos |
| 1,8 MWh | R\$ 243.028,62 | R\$ 210.546,00 | R\$ 8.792.424,00 | 36 Anos |

É notório que se todo o retorno anual da venda de energia for utilizado para se pagar o sistema, o armazenamento de 1,8MWh apresenta o pior retorno. Enquanto os armazenamentos de 1,2 MWh e 1,4MWh possuem 2 anos de diferença para o retorno financeiro, o terceiro armazenamento apresenta um retorno de 8 anos de diferença do anterior, assim possuindo o pior *payback* entre as três configurações. Importante ressaltar que não foram considerados algoritmos de arbitragem visando máximo lucro, tampouco foram calculados outros benefícios econômicos que possam advir da prestação de serviços ancilares ou da participação de leilões de capacidade. Estes parâmetros, quando inseridos no modelo podem reduzir drasticamente o *payback* dos sistemas de *storage*.

4. CONCLUSÃO

O sistema de armazenamento é capaz de suavizar a curva de geração de uma usina híbrida com fontes intermitentes como eólica e solar, durante boa parte do dia. Os três cenários de capacidade de energia apresentaram resultados

impactantes para essa suavização, se comparados com os resultados sem o BESS. O controle do sistema de armazenamento apresentou um bom funcionamento para manter a curva de geração do SGH dentro da margem estabelecida. Conforme demonstrado, nas estações de verão (dezembro) e outono (março) ocorre uma queda abrupta de geração no início da noite devido à baixa geração do aerogerador e dos módulos fotovoltaicos, demandando rápida descarga do sistema de armazenamento.

Para tentar manter a curva dentro da margem de operação estabelecida, o sistema BESS utiliza toda a energia disponível em poucas horas, não sendo capaz de corrigir o vale de injeção durante todo o período noturno. Já nas estações de inverno (julho) e primavera (setembro), a fonte eólica apresenta boa curva de geração quando a solar está em baixa e alinhada com o armazenamento, é constatada uma boa estabilidade da curva de injeção da planta durante todo o dia. Importante ressaltar, que no mês de setembro o BESS apresentou um excelente controle de *curtailment*, em manter a curva abaixo do valor de injeção nominal da planta.

O estudo demonstrou, ainda, a importância da integração da geração solar e eólica, dada sua complementariedade nos períodos de dez da manhã à três da tarde (alta produção fotovoltaica e baixa eólica) e no período da madrugada (alta produção eólica e sem geração solar).

Levando em consideração apenas critérios técnicos de seleção, o sistema de armazenamento de 1,8 MWh se mostrou mais interessante para controle de geração da planta, pois obteve excelentes resultados zerando as ultrapassagens superiores, e resultados ligeiramente melhores no controle das ultrapassagens inferiores.

Vale ressaltar, que o aumento de capacidade de energia do sistema de armazenamento impacta nos custos. Por esta razão, seu dimensionamento deve levar em consideração os benefícios financeiros decorrentes do aumento da capacidade de armazenamento. Assim, deve-se atentar para o retorno do investimento das três configurações. O sistema de 1,8 MWh apresentou o pior retorno financeiro, com um *payback* muito superior às demais configurações, o que desaconselha sua instalação no cenário hipotético do estudo. Em relação aos armazenamentos de 1,2MWh e 1,4MWh a diferença do retorno do investimento é de apenas 2 anos e atrelado a isso, o segundo sistema apresentou excelentes resultados com a diminuição das ultrapassagens. Dessa forma, o armazenamento de 1,4 MWh apresentou o melhor alinhamento de benefícios tanto financeiros como técnicos para a planta.

Um ponto a se destacar é que controles de carga e injeção de potência, que possuam como objetivo resultados financeiros (arbitragem), poderiam ser empregados para maximizar os benefícios gerando mais receita e reduzindo o tempo de *payback* do sistema. Tais algoritmos serão objeto de desenvolvimento ao longo do Projeto de P&D+I.

Apesar de auxiliar na estabilidade do sistema, nenhum cenário de armazenamento foi capaz de manter a curva de geração do SGH próxima ao valor de potencial nominal da usina ao longo de todo o ano. Isto indica que, em plantas híbridas não há como se exigir um critério de contratação de MUST baseado na soma das capacidades instaladas das fontes geradoras. Neste sentido, entendemos como acertada e providencial a publicação, por parte da ANEEL da Resolução Normativa nº 954/2021.

Por fim, a partir dos resultados obtidos, pode-se especificar as características que o sistema de armazenamento deverá apresentar para satisfazer a operação do SGH. Considerando a metodologia proposta, a configuração do sistema de armazenamento que atende satisfatoriamente as condições de geração possui especificação de potência instantânea de 1 MW e capacidade de armazenamento a partir de 1,4 MWh. Isso devido, as diminuições das ultrapassagens superiores vinculado ao retorno financeiro apresentado. O Cenário de 1,4 MWh foi o que exibiu o melhor relação custo-benefício.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) pelos dados compartilhados e suporte técnico e financeiro para a pesquisa. Ao SENAI CIMATEC pelo suporte técnico-científico e financeiro para o projeto. E a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pelo suporte técnico e incentivos a pesquisa das Usinas Híbridas.

REFERÊNCIAS

- BNEF. Acesso em 26 de novembro de 2021, disponível em Bloomberg NEF: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Estudos do Sistema de Transmissão: Cálculos da TUST – Análise de Sensibilidade de 2021. Nota Técnica, 2021.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. BEN - Balanço energético Nacional 2018: Ano base 2017. Rio de Janeiro. EPE, 2018, 292 p.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. 2019.
- Lopez, R. A. Energia Eólica. São Paulo: Artliber. 2012,
- MARIA, L.; OLIVEIRA, R. d.; FLORIANO, G. H. F. Análise da viabilidade técnica e econômica das baterias de lítio-ar. Transactions on Power Systems, IEEE, v. 24, n. 3, p. 1469–1477, 2009.
- MOUHADJER, Samir, NEÇAIBIA Ammar e BENMEDJAHED, Miloud. Hybrid photovoltaic-wind system for the electricity production in isolated sites. International Conference of Computer Science and Renewable Energies (IEEE/ICCSRE). Agadir, Mrcco: junho de 2019.

INTEGRATION OF STORAGE SYSTEM IN HYBRID WIND-SOLAR PLANT: CASE STUDY IN CASA NOVA MUNICIPALITY, BAHIA

Abstract. *Electricity generation through renewable sources has grown considerably over the past few years. Especially in Brazil, solar and wind sources have stood out due to the high availability of solar radiation and wind present in the national territory. However, these sources have an intermittent characteristic in their production, demanding alternatives to stabilize the generation curve. The combination of plants from different generation sources and battery banks appears as a promising model generation. This work, the result of the project P&D+I, aims to size an energy storage system to control the generation curve of a wind-solar hybrid power plant, analyzing the control condition of curtailment, upper and lower exceeding of established limits in the study, and the cost of the battery system. The study evaluated the insertion of batteries in a hypothetical hybrid power plant of a 1.5MW wind generator and 1MWp photovoltaic. The 1.2 MWh, 1.4 MWh, and 1.8 MWh storage capacities were evaluated, and it showed an improvement in plant performance in terms of controlling the curtailment of the generation compared to the hybrid plant without storage. The 1.4 MWh storage presented the surplus linked to the financial return of the plant, showing the best cost-benefit.*

Keywords: *Hybrid Plants, Storage, Renewable Energy*