

Sistema de Gerenciamento de Energia com Fonte Renovável: Um Estudo de Caso

Jocélio Jairo Vieira Filho (jocelio.vieira@cear.ufpb.br) *
Micael Praxedes de Lucena (micael.lucena@cear.ufpb.br) *
Italo Roger Ferreira Moreno Pinheiro da Silva (italo@cear.ufpb.br) *
Marcel Ayres de Araújo (marcel.araujo@ufrpe.br) **
Flávio da Silva Vitorino Gomes (flavio@cear.ufpb.br) *

* Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, PB.

** Unidade Acadêmica de Cabo de Santo Agostinho, Universidade Federal Rural de Pernambuco, PE.

Abstract: This paper presents a simulation of an Energy Management System operating in an electrical system with an on-grid photovoltaic system for one year with the implementation of a Battery Energy Storage System. The results show that for the system operation on the "green" tax modality, the battery system investment payback occurs in 1.8 years.

Resumo: O presente artigo visa apresentar um sistema de gerenciamento de energia (*Energy Management System*) com aplicação simulada para operação em um sistema elétrico com geração fotovoltaica *on-grid* ao longo do período de um ano, além da implementação de um sistema de armazenamento de energia (*Battery Energy Storage System*). Os resultados mostram que para a operação do sistema em modalidade tarifária "verde", o *payback* do investimento do sistema de armazenamento de energia ocorre em 1,8 anos.

Keywords: Energy Management System; Photovoltaic Solar Energy; Battery Energy Storage System.

Palavras-chaves: Sistema de Gerenciamento de Energia; Energia Solar Fotovoltaica; Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias.

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira apresenta cerca de 46% de fontes renováveis. Especificamente na matriz elétrica, o percentual de participação das fontes renováveis foi de 83% do total em 2019. A participação da energia solar fotovoltaica (FV) na geração elétrica no Brasil apresentou crescimento de 92,2% entre 2018 e 2019. Levando em consideração que os setores da micro e mini geração distribuídas cresceram 169% entre 2018 e 2019 (EPE, 2020a), sendo aproximadamente 75% deste valor representado por energia solar FV, é relevante o desenvolvimento de soluções englobando este tipo de fonte.

Outro componente dos sistemas elétricos que está passando a ter mais visibilidade nos últimos anos é o sistema de armazenamento de energia com baterias (*Battery Energy Storage System* - BESS). Esse pode garantir a segurança energética de um sistema elétrico uma vez que a unidade consumidora (UC) não depende direta e unicamente da rede elétrica externa. Assim, a UC passa a ter garantia de que não ficará sem eletricidade durante o período em que o BESS suprir o consumo da UC. Este período é determinado pela capacidade de carga do banco de baterias (Villalva, 2015).

No caso dos sistemas elétricos com fontes renováveis, o BESS garante o fornecimento de energia quando tais fon-

tes não estiverem disponíveis, uma vez que tais recursos apresentam intermitência e sazonalidade como comportamento esperado. Os sistemas armazenadores podem ser introduzidos como uma possível solução para tal problema (Revista O Setor Elétrico, 2020). Ainda considerando um sistema com geração por fontes renováveis, o BESS pode ser carregado pela própria geração local. Desta forma, além de reduzir a utilização da rede elétrica interligada, sendo carregado nos momentos de excedente de produção, esta carga pode vir a ser utilizada em outros períodos, como o período de ponta, no qual a energia é mais custosa e quando a geração solar geralmente não está disponível.

Além dos dois fatores apresentados, a introdução do BESS possibilita outras vantagens. A primeira delas pode ser benéfica, principalmente, às UCs de alta tensão, onde há transformador de energia elétrica. Isto ocorre principalmente pelo fato destes tipos de UC serem tarifadas através de valores financeiros dependentes do tempo. Isso significa que a tarifa de energia possui diferentes valores ao longo do mesmo dia. No caso analisado, o custo é mais elevado durante o denominado período de ponta. Portanto, ao armazenar energia durante períodos de menor custo e utilizá-la em período de ponta, este benefício seria alcançado. Ainda quanto maior a diferença entre as tarifas nos horários de ponta e fora de ponta, maior seria o benefício financeiro alcançado. Esta é conhecida também como arbitragem de energia (Eyer et al., 2004).

O BESS também pode ser utilizado para reduzir a demanda de potência de consumidores de alta tensão. Esta é tarifada proporcionalmente ao maior valor de potência demandado pela UC à rede elétrica interligada, além de possuir um valor base contratado (demanda contratada) (ANEEL, 2010). Desta forma, ao utilizar o BESS como uma fonte de energia de suporte, o valor de demanda pode ser reduzido, uma vez que menos potência seria consumida da rede. Este processo é denominado *peak-shaving*.

As instalações que apresentam sistemas de geração FV e BESS possuem, além do inversor de frequência, controlador de carga. Este é responsável por controlar o fluxo de carga entre a geração do sistema FV e o BESS, tendo foco na proteção do sistema armazenador (Balfour et al., 2013). Contudo, em parte destes sistemas, não há um dispositivo responsável por monitorar e otimizar a relação entre geração, armazenamento e consumo. Nesse sentido, o Energy Management System (EMS) pode ser um aliado das UCs, com atuação que vai desde a garantia de adequação dos requisitos técnicos do sistema elétrico até a inclusão de fatores econômicos e/ou aumento da vida útil de seus componentes (Vivas et al., 2018).

O presente trabalho propõe-se a estudar e desenvolver um EMS para operação em uma planta industrial que apresenta geração solar FV interligada à rede elétrica (*on-grid*) com armazenamento. Este sistema tem foco na análise e atuação sobre variáveis relacionadas à UC, incluindo a previsão dos estados dos elementos da rede (geração, armazenamento e consumo de eletricidade), visando otimizar o desempenho econômico e de segurança utilizando regras estáticas para atuação.

2. METODOLOGIA

O trabalho desenvolvido baseou-se no funcionamento de um sistema elétrico, tendo como foco a simulação de seus componentes elétricos e a dinâmica entre eles. Sendo assim, foi realizado estudo e seleção das ferramentas computacionais a serem utilizadas, assim como foi realizado o processo de dimensionamento e simulação dos componentes envolvidos no sistema elétrico (consumo da UC, sistema FV, BESS e EMS). A UC à qual o sistema elétrico foi desenvolvido trata-se de uma cervejaria de pequeno porte localizada na região da grande João Pessoa - PB.

2.1 Ferramentas Computacionais

Optou-se por trabalhar com a linguagem de programação *Python* juntamente a bibliotecas externas que vieram a contribuir no aspecto de manipulação de dados, desenvolvimento de modelos preditivos e exibição dos resultados. Também foi utilizado um sistema gerenciador de banco de dados (SGBD), o qual possibilita a realização de consultas nos bancos para capturar, manipular ou inserir informações de interesse (Oracle Corporation, 2020). Nesse sentido, foi realizada a integração entre um banco de dados relacional do tipo SQL e a linguagem *Python* através das bibliotecas *PyMySQL* (Hunt, 2019) e *SQLAlchemy* (Copeland, 2008).

2.2 Coleta e Simulação de Dados

Os dados de irradiação solar a serem utilizados como entrada do sistema FV foram coletados da base do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) da estação de João Pessoa - PB no período de 2009 e 2019. Foram identificadas algumas lacunas nesta base de dados que foram preenchidas com dados de estações meteorológicas próximas (Camaratuba - PB, Campina Grande - PB e Recife - PE). Isto foi realizado por meio da interpolação pela média ponderada do inverso das potências das distâncias (*inverse distance weighting* - IDW) (Tieppo, 2018).

2.3 Modelagem do Sistema Elétrico

Para o processo de modelagem do sistema elétrico, cada componente (consumo, geração FV e BESS) foi dimensionado e simulado individualmente. Para simplificar o processo de simulação, considerou-se que o sistema encontrasse em estado de regime permanente, sem análise transitória. Também foi considerada uma frequência horária para os dados.

O sistema refere-se a uma UC localizada na região da grande João Pessoa - PB, onde opera uma fábrica de cerveja de pequeno porte a qual é objeto de estudo. A mesma se encontra ligada à rede elétrica da região por meio de um transformador trifásico cuja tensão é reduzida pelo transformador de entrada (75 kVA) de 13,8 kV para 220 V (fase-terra), 60 Hz. Dessa forma, de acordo com as normas da concessionária e devido às características da UC, a mesma pode ser enquadrada tanto nas tarifas do grupo A, quanto nas tarifas do grupo B. Este sistema é do tipo *on-grid* e apresenta geração FV local.

Embora o sistema FV já se encontre em operação, foi realizado o dimensionamento do mesmo, a fim de expandir sua capacidade para permitir a simulação de uma maior geração de energia que será controlada pelo EMS.

O dimensionamento do sistema FV foi realizado com base no consumo de energia médio da UC, sendo determinada a quantidade de módulos fotovoltaicos, controlador de carga e inversor. A geração deste sistema FV foi estimada com base na capacidade do sistema dimensionado. Assim, pode-se definir a geração FV para um determinado intervalo de tempo conforme Equação 1.

$$E_{FV} = E_{sol} \cdot N_{mod} \cdot A_{mod} \cdot \eta_{mod} \cdot \eta_{perdas} \quad (1)$$

Nesta, E_{FV} é a geração FV (kWh), E_{sol} energia solar incidente (kWh/m²), N_{mod} é a quantidade de módulos do sistema, A_{mod} é a área de um módulo (m²), η_{mod} é a eficiência dos módulos e η_{perdas} é o coeficiente de perdas do sistema FV.

Vale salientar que embora os módulos apresentem inclinação, a geração é estimada com base na irradiação incidente sobre uma superfície horizontal, uma vez que já foi incluída tal parcela no coeficiente de perdas.

A UC apresenta padrão semanal em seu consumo de eletricidade. Este consumo, por sua vez, tem um comportamento em que a magnitude da energia consumida oscila mês a mês devido à sazonalidade de produção, embora seu

comportamento temporal de consumo se mantenha. Desta forma, foi realizada a modelagem desse consumo com oscilação mensal baseada na variação de energia consumida por UCs do tipo industriais na região Nordeste durante o ano de 2019, conforme observado em documento emitido pela ANEEL (EPE, 2020b). O consumo da UC é dividido nas diversas etapas do processo produtivo (mistura, fervura, maturação, envase, empacotamento e iluminação).

Os dias de maior demanda ocorrem entre segunda-feira e quarta-feira, quando há produção de novos lotes de cerveja. A iluminação apresenta diferentes níveis de acordo com o funcionamento da fábrica.

Quanto ao armazenamento, é primordial a informação sobre o estado de carga (*state of charge* - SoC) do BESS. Para estimação do mesmo, optou-se pelo uso do modelo de Ampere-hora devido a sua baixa complexidade uma vez que o SoC é determinado através do fluxo de energia na bateria. Embora seja simples, a literatura indica que este método apresenta razoável confiabilidade para aplicações de simulação (Beechu, 2016). Nesse método, a corrente da bateria é monitorada continuamente, enquanto o SoC varia conforme mostrado na Equação 2.

$$SoC_{t_n} = SoC_{t_{n-1}} - \frac{1}{C_B} \int_{t_{n-1}}^{t_n} i \cdot dt \quad (2)$$

Em que SoC_{t_n} é o estado de carga do banco de baterias no instante atual, $SoC_{t_{n-1}}$ é o estado de carga no instante anterior, C_B é a capacidade do banco de baterias (Ah) e i é a corrente do banco (A) durante o intervalo de t_{n-1} a t_n (h).

Por questões de garantia de vida útil das baterias do BESS, define-se um limite mínimo do estado de carga denominado profundidade de descarga (*depth of discharge* - DoD). Esse é levado em consideração no dimensionamento do sistema de armazenamento, uma vez que não será utilizada a capacidade total das baterias. Este DoD é o menor valor que o banco pode descarregar sem que haja riscos de danos ao banco (Bank, 2018). Sendo assim, pode-se determinar a capacidade do sistema de armazenamento através da Equação 3.

$$E_{armaz} = \frac{E_{dia} \cdot N_{dias}}{DoD} \quad (3)$$

Onde, E_{armaz} é a capacidade do sistema de armazenamento, E_{dia} é a quantidade de energia consumida em um dia pela UC, N_{dias} a quantidade de dias em que o banco de baterias deve suprir a energia consumida e DoD é a profundidade de descarga determinada.

É considerado também que as baterias apresentam eficiência de 100% na carga/descarga, desconsiderando as perdas inerentes ao processo por questões de simplificação.

2.4 Sistemas de Previsão

Os sistemas de previsão são responsáveis por informar ao EMS os futuros estados de alguns componentes do sistema elétrico para que o mesmo possa realizar planejamento no despacho de energia para que os benefícios sejam maximizados.

Uma vez que os dados a serem utilizados no sistema de previsão de geração FV possuem caráter temporal, este pode ser desenvolvido através de técnicas específicas para séries temporais (Nielson, 2019). Sendo assim, existem métodos que operam melhor neste tipo de situação, podendo ser do tipo modelo estatístico, ou modelos de aprendizado de máquina e aprendizado profundo.

Dentre os métodos disponíveis, para a previsão de irradiação global foi escolhido um modelo de Rede Neural Recorrente, denominado *Long Short-Term Memory* (LSTM). Este modelo, por apresentar uma unidade de memória em sua célula básica, é capaz de assimilar a influência do tempo no comportamento dos dados, apresentando maior afinidade com séries temporais do que alguns outros métodos (Aggarwal, 2018). Os sistemas de previsão do consumo e do SoC, por sua vez, serão mais simples. O primeiro utiliza uma metodologia de previsão a partir do histórico de consumo, enquanto o segundo é estimado através da diferença entre o valor atual e o valor consumido durante o ciclo temporal do algoritmo (uma hora).

2.5 Sistema de Gerenciamento de Energia

O sistema de gerenciamento de energia proposto tem o objetivo de maximizar o aproveitamento dos potenciais benefícios oferecidos pelo sistema elétrico em questão, assim como utilizar a energia ali disponível de maneira eficiente e eficaz (Capehart, 2012). Para atingir tais objetivos, o mesmo pode atuar através de ações de controle, recomendações e alertas (Capehart, 2012). No caso do EMS aqui desenvolvido, suas ações são tomadas no âmbito do monitoramento e controle.

Além dos parâmetros do próprio sistema elétrico, é de extrema importância que o EMS tenha conhecimento de aspectos climáticos e solarimétricos, como a irradiação, para que possa realizar previsão sobre seu comportamento. Dessa forma, são coletados dados de uma estação meteorológica, presente no sistema elétrico em questão, responsável por capturar os dados de irradiação incidente sobre a localização da UC e enviar ao sistema de previsão.

Os componentes envolvidos no algoritmo do EMS estão expostos na lista a seguir:

- Sistema Elétrico - Contém os estados atuais das cargas, do sistema de geração fotovoltaica e do banco de baterias.
- Estação Meteorológica - Fornece informações, atuais e do passado, da irradiação global da localidade.
- Sistema de Aquisição e Armazenamento de Dados - Responsável pela aquisição de dados e gestão do banco de dados do sistema.
- Sistema de Previsão - Responsável pela estimação dos estados futuros dos componentes do sistema elétrico.
- Sistema de Gestão de Energia - Responsável pela otimização da energia do sistema elétrico em questão.

Por fim, é importante ressaltar que o EMS realiza ações sobre o SoC com foco na otimização financeira (lucro) com restrições de segurança operacional (equipamentos e operação das cargas) com atualizações a cada hora.

2.6 Análise de Desempenho do EMS

Ao fim do desenvolvimento e implementação do EMS, é realizada análise sobre seu desempenho energético e financeiro. Para tal, foram realizadas algumas simplificações. São elas:

- Análise sobre consumo de energia elétrica apenas. Embora a UC apresente tarifa binômica, não será realizada análise sobre sua demanda de potência.
- Análise financeira apenas sobre os valores de consumo de energia e implementação do BESS. Portanto, não foi realizada análise sobre o custo de implementação do EMS.

Por fim, a análise de desempenho é realizada com base nos balanços energéticos durante os diferentes períodos de tempo (ponta e fora de ponta), assim como a análise financeira, que leva em consideração o balanço financeiro ao longo destes mesmos períodos.

3. RESULTADOS

Primeiramente, foram coletados os dados de irradiação com frequência horária, além de sua média mensal, do *website* do INMET. Os dados ausentes que compreendiam cerca de 20% da base inicial foram preenchidos por meio de média ponderada pela metodologia IDW e, posteriormente, com dados de outras estações, priorizando os dados das estações mais próximas de João Pessoa - PB, dentre as coletadas. Dessa forma, restou menos de 1% de dados ausentes.

O consumo da UC foi modelado tendo em vista premissas definidas, sendo baseado nos processos de fabricação da cerveja e iluminação da fábrica. O consumo mensal da UC modelado para o ano de 2019 apresenta média de aproximadamente 7200 kWh/mês, ou 240 kWh/dia.

Para o projeto do sistema FV foi realizado o levantamento da disponibilidade de energia solar no local por meio dos dados interpolados. Além dos dados de irradiação, foram levantados os dados médios de irradiação solar diária incidente sobre a UC para cada mês, que foram convertidos em valores mensais.

A partir do consumo diário médio é possível dimensionar o BESS. Este ocorre com base no período de autonomia do BESS (período que o BESS deve suprir o consumo de maneira integral), DoD e tensão de saída.

Portanto, foi avaliada a duração média das faltas de energia na região da UC, sendo fornecidos pela ANEEL nos seus indicadores de continuidade através do parâmetro Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC). Este valor foi de 8,29 h para o ano de 2019. Desta forma, dobrou-se o valor do DEC para garantir a autonomia em um período maior do que o esperado, por questões de segurança energética, uma vez que a UC lida com processos de biotransformação alimentícia, não podendo sofrer problemas de interrupção na refrigeração. Assim, o período de autonomia a ser considerado foi de 17h.

Considerando um consumo médio mensal de 7200 kWh, foi calculado o valor médio horário de 10 kWh. Além disso, considerando excedente de 15% sobre o consumo médio a

fim de garantir um superávit na geração fotovoltaica, este valor passa a ser de 11,5 kWh.

A tensão do banco de baterias foi determinada a partir da entrada do controlador de carga (entre 200 V e 500 V). Os parâmetros do banco de baterias, portanto, estão expostos na Tabela 1.

Tabela 1. Requisitos: Banco de Baterias. Fonte: Próprio Autor.

Autonomia	17h
Tensão do banco	240 V
DoD	75%

A partir destes valores é possível determinar a capacidade de carga necessária ao BESS. Assim, tem-se: $C_{BESS} = (C_h \cdot T_{autonomia})/DoD = (11,5 \cdot 17)/0,75 = 260,67$ kWh ou 1086,12 Ah. Esse valor foi convertido para unidade de Ah a fim de facilitar o processo de seleção das baterias. A bateria escolhida para o sistema armazenador apresenta tensão nominal de 12 V e 100 Ah de capacidade.

Baseado nos parâmetros da bateria escolhida e dos requisitos do BESS, é possível determinar seu arranjo. Iniciando através da quantidade de baterias em série, tem-se $N_{serie} = V_{banco}/V_{bat.} = 240/12 = 20$.

O número de baterias em paralelo é determinado o através da relação entre a capacidade do banco e a capacidade de uma bateria, isto é, $N_{paralelo} = C_{banco}/C_{bat.} = 1086,12/100 = 10,86$. Como o dimensionamento foi calculado com excessos, esta quantidade foi arredondada para 10 baterias em paralelo.

Portanto, o sistema de armazenamento de energia será composto por 200 baterias, sendo 10 conjuntos em paralelo, cada um contendo 20 baterias em série. Pelo fato de ter ocorrido um arredondamento no número de baterias em paralelo, a capacidade de carga corrigida do banco é de 1000 Ah ou 240 kWh.

Após o dimensionamento do banco de baterias, foi realizado o mesmo processo para os módulos fotovoltaicos, incluindo também seu arranjo. Os módulos selecionados apresentam potência de 380 W, com 19,15% de eficiência, 10,01 A de corrente de curto-circuito e 40 V de tensão de circuito aberto.

Além dos dados dos módulos, necessitam-se dos dados de irradiação solar disponível para realizar o dimensionamento do sistema. Os mesmos foram extraídos e estão expostos na Seção 2. No momento, é importante é tomar o dado de insolação diária de 5,54 kWh/m²/dia, além de definir um coeficiente mínimo de perdas inerentes ao sistema, devido a sujeira nos painéis, sombreamento, perdas elétricas, dentre outras (Fouad et al., 2017). Tal coeficiente foi determinado como sendo de 20%, valor de acordo com o observado na revisão bibliográfica.

Para determinar o número de módulos do sistema é necessário calcular o montante de energia média produzida diariamente por um módulo, $E_{dia\ ideal} = E_{sol} \cdot A_{mod.} \cdot \eta_{mod.} = 5,54 \cdot 1,984 \cdot 0,1915 = 2,10$ kWh.

Em que $E_{dia\ ideal}$ é a energia produzida pelo módulo em um dia sem perdas (kWh), E_{sol} é a insolação diária

(kWh/m²/dia), $A_{mod.}$ a área do módulo (m²) e $\eta_{mod.}$ a eficiência do módulo.

Considerando o cenário de 20% de perdas, tal montante passa a ser 1,68 kWh. Assim, torna-se possível determinar, de fato, o número de módulos a serem empregados no sistema fotovoltaico.

Foi determinado o consumo diário médio baseado no consumo mensal de 7200 kWh com 15% de perdas, $C_{dia} = \frac{C_{mensal}}{30} \cdot 1,15 = \frac{7200}{30} \cdot 1,15 = 276$ kWh.

O número de módulos fotovoltaicos é então calculado $N_{mod.} = \frac{C_{dia}}{E_{dia}} = \frac{276}{1683,88} \approx 164$, onde E_{dia} é a energia diária produzida por um módulo. Assim, o valor inicial de potência do sistema fotovoltaico será calculada por $P_{sist} = N_{mod.} \cdot P_{mod} = 164 \cdot 380 = 62,32$ kW.

Após determinação do sistema FV e do BESS, foram determinados o inversor e controlador de carga. O equipamento escolhido foi o *HybridMS* da Ingecon, uma vez que apresenta no mesmo equipamento o controlador de carga e o inversor. Avaliando os parâmetros do equipamento escolhido foi verificado que os mesmos apresentam seus limites respeitados pelo sistema (consumo máximo, tensão do banco, dentre outros), sendo possível determinar o arranjo do sistema FV. Este processo deve ser orientado a fim de atender aos requisitos de entrada do inversor, expostos na Tabela 2.

Tabela 2. Especificações: Inversor do HybridMS. Fonte: Datasheet do Fabricante.

Nº de entradas	12
Potência máxima por entrada	15 kW
Faixa de tensão	150 - 700 V
Corrente máxima por entrada	30 A

Pode ser observado na Equação 4 que $N_{mod./string} \approx 14$, sendo o valor máximo de módulos em um arranjo em série, denominado *strings*, calculado através da relação entre a tensão dos módulos (tensão de circuito aberto (V_{oc}) e tensão no ponto de máxima potência (V_{mp})) e a tensão máxima de entrada do inversor do HybridMS, exposta na Tabela 2. É escolhido o mínimo valor entre os 2 calculados, uma vez que é buscado um valor máximo que, se superado, pode vir a ocorrer danos no inversor, pois seria superado seu limite superior de tensão (Villalva, 2015).

$$N_{mod./string} = \min\left(\frac{V_{string\ max}}{V_{oc}}, \frac{V_{string\ max}}{V_{mp}}\right) \quad (4)$$

A partir deste valor, torna-se possível a determinação do número de *strings* que são necessárias ao sistema. Este é calculado por $N_{strings} = \frac{N_{modulos}}{N_{mod./string}} = \frac{164}{14} \approx 12$.

Após esta mudança, foi novamente calculada a quantidade total de módulos do sistema, uma vez que houve arredondamentos que vieram a alterar o valor inicial de 164. Assim, o número real de módulos do sistema fotovoltaico e a potência total do mesmo são calculados através de $N_{modulos} = N_{mod./string} \cdot N_{strings} = 14 \cdot 12 = 168$ e $P_{FV} = N_{modulos} \cdot P_{mod.} = 168 \cdot 380 = 63,84$ kW.

Portanto, pode-se verificar se os parâmetros finais do sistema FV estão de acordo com os requisitos do inversor do HybridMS. A tensão do sistema é calculada com base nos valores da tensão de circuito aberto (V_{oc}) e da tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}) dos módulos FV, expostas através de $V_{FV} = N_{mod./string} \cdot V_{mp} = 14 \cdot 40 = 560$ V. A potência, por sua vez, é determinada através de $P_{ent.} = P_{FV}/N_{ent.} = 63,32/12 = 5,32$ kW.

Na Tabela 3, estão expostos todos os dados do sistema fotovoltaico.

Tabela 3. Especificações: Sistema Fotovoltaico. Fonte: Próprio autor.

Nº de módulos por <i>string</i>	14
Nº de <i>strings</i>	12
Nº total de módulos	168
Tensão do sistema	560 V
Potência total	63,84 kW
Potência por <i>string</i>	5,32 kW
Corrente máxima por <i>string</i>	10,01 A

Na Figura 1, apresenta-se o sistema com seus principais componentes.

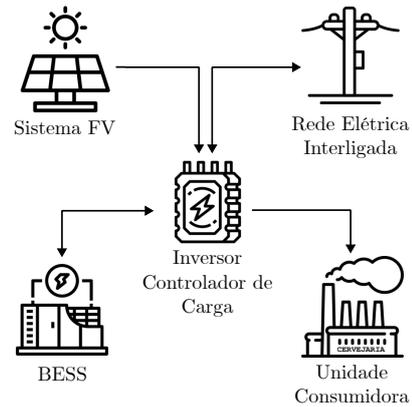


Figura 1. Sistema Elétrico Modelado. Fonte: Próprio Autor.

3.1 Desenvolvimento e Implementação do EMS

O EMS desenvolvido apresenta atuação baseada em regras (*rule-based EMS*). Após revisão bibliográfica, foram definidas as regras do EMS. Essas são baseadas nos seguintes critérios:

- (1) Posto horário: referente ao período temporal em que se encontra o instante analisado, podendo ser posto horário de ponta ou fora de ponta. Para a localização da UC, o período de ponta é de 17h30 às 20h30. Porém, como a análise ocorre com frequência horária, então o período de ponta considerado foi adaptado para 18h às 21h.
- (2) Balanço de energia: diferença entre a geração FV e o consumo de energia, podendo ser positivo (geração maior que consumo), negativo (consumo maior que geração) ou zero (nível de geração é igual ao consumo).
- (3) Estado de carga do banco de baterias: analisa-se se o SoC é inferior ao limite mínimo, superior ao limite mínimo e inferior ao máximo, ou igual ao máximo;

isto é: $SoC < 25\%$, $25\% \leq SoC < 100\%$, $SoC \geq 100\%$.

Desta forma, a cada instante de tempo, o EMS analisa sequencialmente esses três critérios e decidir o que deve ser executado. Como há uma série de possibilidades para os três critérios, então surgem diversos casos onde o EMS atua, cada qual apresenta sua regra de atuação. Portanto, de acordo com a combinação do estado dos 3 critérios de análise, o sistema atua a fim de maximizar os benefícios financeiros disponíveis no sistema. Além disso, a garantia do pleno e seguro funcionamento dos equipamentos é um dos principais fatores levados em consideração pelo EMS, como é explanado adiante.

Os critérios analisados levaram às seguintes combinações de estado do sistema, que é o parâmetro no qual o EMS baseia sua atuação.

- 1.1.1: Fora de ponta, Balanço > 0 e $SoC < SoC_{mín}$;
- 1.1.2: Fora de ponta, Balanço > 0 e $SoC_{mín} \leq SoC < SoC_{máx}$;
- 1.1.3: Fora de ponta, Balanço > 0 e $SoC \geq SoC_{máx}$;
- 1.2.1: Fora de ponta, Balanço $= 0$ e $SoC < SoC_{máx}$;
- 1.2.2 Fora de ponta Balanço $= 0$ e $SoC = SoC_{máx}$;
- 1.3.1 Fora de ponta Balanço < 0 e $SoC < SoC_{mín}$;
- 1.3.2 Fora de ponta, Balanço < 0 e $SoC_{mín} \leq SoC < SoC_{máx}$;
- 1.3.3 Fora de ponta, Balanço < 0 e $SoC = SoC_{máx}$;
- 2.1.1 Ponta, Balanço > 0 e $SoC < SoC_{mín}$;
- 2.1.2 Ponta, Balanço > 0 e $SoC_{mín} \leq SoC < SoC_{máx}$;
- 2.1.3 Ponta, Balanço > 0 e $SoC = SoC_{máx}$;
- 2.2.1 Ponta, Balanço $= 0$ e $SoC < SoC_{mín}$;
- 2.2.2 Ponta, Balanço $= 0$ e $SoC > SoC_{mín}$;
- 2.3.1 Ponta, Balanço < 0 e $SoC < SoC_{mín}$;
- 2.3.2 Ponta, Balanço < 0 e $SoC_{mín} \leq SoC < SoC_{máx}$;
- 2.3.3 Ponta, Balanço < 0 e $SoC = SoC_{máx}$.

Tais regras de atuação do EMS controlam a carga e descarga da bateria a depender da situação que estiver ocorrendo. A seguir são descritas as regras criadas.

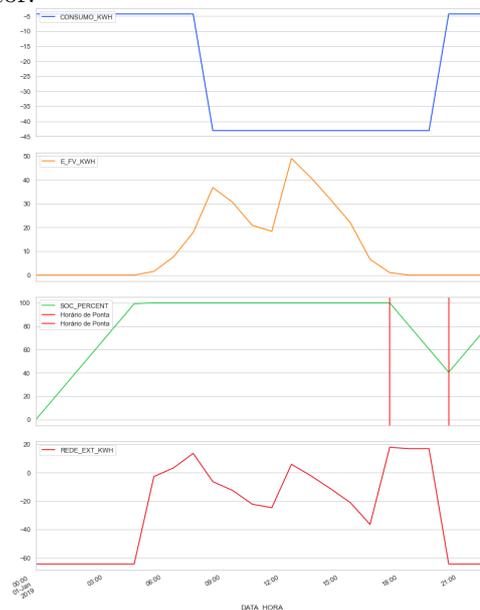
- Caso 1.1.1: Excesso de geração é utilizado para carregar a bateria. Caso ainda haja excedente, o mesmo é exportado para a rede elétrica externa.
- Caso 1.1.2: Excesso de geração é utilizado para carregar a bateria. Caso ainda haja excedente, exporta.
- Caso 1.1.3: O excedente de geração (geração - cargas) será exportado para a rede.
- Caso 1.2.1: Autoconsumo local com carregamento da bateria via rede externa.
- Caso 1.2.2: Autoconsumo local.
- Caso 1.3.1: Carrega a bateria até SoC mínimo permitido e importa o necessário para suprir o consumo.
- Caso 1.3.2: Carrega a bateria até SoC mínimo permitido e importa o necessário para suprir o consumo.
- Caso 1.3.3: Importa energia da rede elétrica externa para suprir o consumo.
- Caso 2.1.1: Carrega a bateria e exporta o restante, se houver excedente, ou importa, se necessário.
- Caso 2.1.2: Carrega a bateria a 50% da taxa máxima de carregamento e, se sobrar algo, exporta este excedente.

- Caso 2.1.3: Exporta o excedente.
- Caso 2.2.1: Importa o necessário para o carregamento da bateria.
- Caso 2.2.2: Autoconsumo local.
- Caso 2.3.1: Carrega a bateria e importa o necessário para suprir o consumo juntamente ao carregamento da bateria.
- Caso 2.3.2: Usa a bateria para suprir o consumo. Se não for o suficiente, importa da rede elétrica externa o que faltar ao consumo.
- Caso 2.3.3: Usa a bateria a 100% de sua taxa máxima de descarga para suprir o consumo. Se não for o suficiente, importa da rede elétrica externa o que faltar ao consumo. Caso haja excedente após acionar a bateria, exporta.

Ao realizar a atuação do EMS durante o ano definido, foi possível analisar o primeiro dia de operação do EMS. Neste, foi observada a atuação do EMS sobre o SoC ao longo do tempo, uma vez que o mesmo é iniciado em 0% e passa a ser carregado até atingir 100%. Outra atuação foi verificada na descarga do BESS durante o período do posto horário de ponta, onde a energia apresenta maior custo.

Como exemplo, na Figura 2, é possível observar claramente a atuação do EMS sobre o SoC (curva laranja) ao longo do tempo, uma vez que o mesmo é iniciado em 0%, onde o banco de baterias apresenta-se completamente descarregado, até atingir 100% após algumas horas. Outra atuação clara do EMS é no descarregamento do banco de baterias durante o período do posto horário de ponta, onde a energia apresenta maior custo. É importante lembrar que, para a coluna "REDE EXT (kWh)" (Concessionária), em azul, os valores negativos significam "compra de energia pela UC" e valores positivos significam "Recebimento de energia da UC". Por fim, a curva em azul representa o consumo de energia da UC e a laranja, a geração FV, ambas em kWh.

Figura 2. Atuação EMS - 01/jan/2019. Fonte: Próprio autor.



3.2 Análise Financeira

A fim de realizar uma análise financeira é levado em consideração o custo do BESS e o balanço entre consumo e geração, que pode ser refletido em valores financeiros. Alguns aspectos financeiros como tempo de retorno sobre o investimento e outros não foram contemplados nesta análise, porém, podem ser utilizados como ponto de partida para futuros trabalhos.

Para avaliar o custo do BESS proposto, foram considerados os valores financeiros para o período do estudo (2019). Foi obtido o valor médio de U\$156/kWh para baterias (Henze, 2021) e de R\$3,9451 para o dólar (IPEA, 2022). Portanto, foi possível determinar o custo do BESS em reais por meio de $C_{BESS} = C_{BESS\ Dolar} \cdot Q_{BESS} \cdot C_{Dolar}$, onde C_{BESS} é o custo do BESS em Reais, $C_{BESS\ Dolar}$ o custo médio de 1 kWh em Dólar, Q_{BESS} a capacidade do BESS em kWh e C_{Dolar} a cotação média do dólar em 2019. Foi alcançado um valor de R\$ 147.704,54 para o BESS dimensionado.

Inicialmente, pode-se realizar uma análise sobre a quantidade média de energia importada/exportada durante o ano de 2019 após implementação do EMS. Ao fim desse período é atingido um saldo de 12.243,80 kWh de energia que foi exportada para a rede elétrica. Este balanço foi atingido após realizar a diferença entre 104.570,92 kWh de energia exportada e 92.327,12 kWh de importação. Isto indica um valor médio de 1.020,32 kWh exportados por mês, confirmando que a *microgrid* está com superávit energético, ou seja, a geração, ao longo do ano, é superior ao consumo. Desta forma, pode-se verificar que o EMS atuou de acordo com o esperado, sendo capaz de exportar a energia excedente com base nos melhores horários, tendo em vista o diferente custo da energia ao longo dos diferentes períodos de tempo.

Além de tais valores, é possível averiguar o balanço energético durante o período de ponta e fora de ponta. Para tal, é realizado o somatório da energia elétrica importada/exportada pela UC. Sendo positivo, o valor indica exportação e negativo, importação. Ao realizar tal somatório, foi obtido um total de 47.984,65 kWh durante o período de ponta e -35.740,85 kWh durante o período de fora de ponta. Desta forma, o EMS foi capaz de exportar energia durante o período onde o valor financeiro de relativo à energia é superior.

Através destes valores de balanço de energia para os 2 períodos (ponta/fora ponta), é possível realizar uma análise financeira sobre o retorno financeiro proporcionado pelo EMS. Para tal, foram consideradas as modalidades de tarifação binômias Azul e Verde, da Energisa-PB, as quais a UC pode optar em sua tarifação.

Seus valores financeiros relativos a consumo de energia elétrica (R\$/kWh) estão expostos na Subseção 3.2.

Tabela 4. Modalidades Tarifárias.
 Fonte: Energisa - PB.

Modalidade Tarifária	Período	Valor (R\$/kWh)
Azul	Ponta	0,38904
	Fora de Ponta	0,25432
Verde	Ponta	2,01601
	Fora de Ponta	0,25432

Vale lembrar que a diferença entre a modalidade tarifária azul e a verde refere-se à tarifa paga por consumo de ponta e ao faturamento de demanda. Enquanto a tarifa verde possui um preço mais elevado de consumo na ponta e valor de demanda único, a tarifa azul apresenta menor valor de consumo em ponta, comparado ao valor da outra tarifa, e possui dois valores de demanda, um para o período de ponta e outro para o período fora ponta. A escolha de qual modalidade escolher para contratação está muito relacionada ao perfil da UC. Neste estudo, foram simulados ambos os casos.

Os valores financeiros obtidos ao final do período de operação do EMS são os seguintes:

Para a Tarifa Azul no horário ponta, temos: $V_{Ponta} = E_{Balanco\ Ponta} \cdot T_{Ponta} = 47.984,65 \cdot 0,38904 = R\$ 18.667,95$. Onde V_{Ponta} é o valor financeiro para o balanço de energia analisado para o período de ponta, ao longo de 2019, sobre a tarifa Azul, e $E_{balanco}$ é referente ao balanço entre geração fotovoltaica e consumo de energia na UC e T_{Ponta} é referente a tarifa da modalidade azul no horário de ponta.

Ainda para a Tarifa Azul no horário fora de ponta, tem-se: $V_{F.Ponta} = E_{Balanco\ F.Ponta} \cdot T_{F.Ponta} = -35.740,85 \cdot 0,25432 = -R\$ 9.089,61$. Onde $V_{F.Ponta}$ é o valor financeiro para o balanço de energia analisado para o período fora de ponta, ao longo de 2019, sobre a tarifa Azul, e $T_{F.Ponta}$ é a tarifa para o horário fora de ponta.

$V_{balanco}$ é o valor financeiro para o balanço de energia global, isto é, quando analisado todo o período, incluindo o período de ponta e fora de ponta, ao longo de 2019, sobre a tarifa Azul e é calculado por $V_{balanco} = V_{Ponta} + V_{F.Ponta} = 18.667,95 + (-9.089,61) = R\$ 9.578,34$. Neste caso de ser positivo, indica que a UC "vendeu" para a concessionária um equivalente a R\$ 9.578,34 em energia elétrica.

Para a Tarifa Verde, a mesma análise é realizada sobre a modalidade tarifária Verde, tal como segue:

$V_{Ponta} = E_{Balanco\ Ponta} \cdot T_{Ponta} = 47.984,65 \cdot 2,01601 = R\$ 96.737,53$, em que V_{Ponta} é o valor financeiro para o balanço de energia analisado para o período de ponta, ao longo de 2019, sobre a tarifa Verde.

$V_{F.Ponta} = E_{Balanco\ F.Ponta} \cdot T_{F.Ponta} = -35.740,85 \cdot 0,25432 = -R\$ 9.089,61$, em que $V_{F.Ponta}$ é o valor financeiro para o balanço de energia analisado para o período de fora de ponta, ao longo de 2019, sobre a tarifa Verde.

$V_{balanco} = V_{Ponta} + V_{F.Ponta} = 96.737,53 + (-9.089,61) = R\$ 87.647,92$, em que $V_{balanco}$ é o valor financeiro para o balanço de energia global, isto é, quando analisado todo o período, incluindo o período de ponta e fora de ponta, ao longo de 2019, sobre a tarifa Verde. O valor positivo indica, novamente, que foi vendida tal quantia à concessionária.

Desta forma, verifica-se que o sistema de gestão de energia proposto alcançou valores positivos de balanço financeiro para as duas modalidades tarifárias. Ao fim de 2019, o sistema teria provido R\$ 9.578,34, quando analisando para a modalidade tarifária Azul e R\$ 87.647,92 para a modalidade tarifária Verde. Além do lucro previsto pela atuação do EMS, pode-se considerar, também, que

a modalidade tarifária Verde mais lucrativa para a UC em questão, uma vez que apresenta lucros superiores quando comparada com a outra modalidade.

Por fim, é realizada a comparação entre o investimento do BESS e o retorno financeiro obtido através da atuação do EMS sobre o mesmo, a fim de verificar em quanto tempo tal investimento seria retornado. Considerando o balanço financeiro para o ano de 2019 com atuação do EMS para as diferentes modalidades tarifárias, o mesmo é subtraído do investimento do BESS a fim de obter tal tempo de retorno (*payback*).

Para a Tarifa Azul, temos $Payback = \frac{I_{BESS}}{B_{anual\ azul}} = \frac{147.704,54}{9578,34} = 15,42$ anos.

Para a Tarifa Verde, temos $Payback = \frac{I_{BESS}}{B_{anual\ verde}} = \frac{147.704,54}{87.647,92} = 1,69$ anos, ou 1 ano e 8 meses.

Em que I_{BESS} é o investimento do BESS e B_{anual} é o balanço financeiro de 2019 para cada uma das tarifas consideradas.

Desta forma, verifica-se que a modalidade tarifária verde apresenta tempo de *payback* menor do que o mesmo para a modalidade azul. Assim, em menos de 2 anos o investimento sobre o BESS seria compensado pelo retorno financeiro provido pela operação do EMS.

Além do tempo de *payback*, ao comparar os valores globais, que refletem o impacto dos valores financeiros ao longo do ano de análise, pode-se constatar que a presença do EMS foi financeiramente proveitosa, uma vez que proveu lucros para a empresa que opera na UC em questão, seja na modalidade tarifária azul ou verde.

4. CONCLUSÃO

A combinação do BESS com o EMS proposto apresentou perspectivas financeiras positivas para a UC. Após a implantação destes, houve aumento considerável da segurança energética associado a benefícios financeiros. Tendo em vista que este tipo de aplicação (BESS + EMS) é recente, a mesma apresenta grande espaço de desenvolvimento tecnológico comercial.

De forma geral, espera-se que o presente trabalho venha a contribuir com o desenvolvimento de novas técnicas, produtos e soluções no âmbito dos sistemas de gestão de energia, especialmente com a presença de fontes intermitentes associadas às fontes de energias renováveis.

REFERÊNCIAS

Aggarwal, C.C. (2018). *Neural Networks and Deep Learning*. Springer International Publishing. doi:10.1007/978-3-319-94463-0. URL <https://doi.org/10.1007/978-3-319-94463-0>.

ANEEL (2010). Resolução normativa 414. URL <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>.

Balfour, J., Shaw, M., and Nash, N.B. (2013). *Introduction to photovoltaic system design*. Jones & Bartlett Learning, Burlington, MA.

Bank, A.D. (2018). Handbook on battery energy storage system. Technical report. doi:10.22617/tcs189791-2. URL <https://doi.org/10.22617/tcs189791-2>.

Beechu, S.G. (2016). *Development of Lithium Ion Battery Dynamic Model*. Master's thesis, Chemnitz University of Technology.

Capenhart, B.L. (2012). *Guide to energy management*. Fairmont Press Distributed by Taylor & Francis, Lilburn, GA Boca Raton, FL.

Copeland, R. (2008). *Essential SQLAlchemy*. O'Reilly Media, Sebastopol, Calif.

EPE (2020a). *Balanço Energético Nacional 2020 Relatório Síntese*. Empresa de Pesquisa Energética. URL <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>.

EPE (2020b). Consumo de energia elétrica na rede (mwh). URL <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-190/MERCADO%20MENSAL%20PARA%20DOWNLOAD%20COLADO.xls>.

Eyer, J.M., Corey, G.P., J., J., and Iannucci, J. (2004). Energy storage benefits and market analysis handbook: a study for the DOE energy storage systems program. Technical report. doi:10.2172/920774. URL <https://doi.org/10.2172/920774>.

Fouad, M., Shihata, L.A., and Morgan, E.I. (2017). An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 1499–1511. doi:10.1016/j.rser.2017.05.141. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.141>.

Henze, V. (2021). *Battery Pack Prices Fall to an Average of \$132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite*. Bloomberg-NEF. URL <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/>.

Hunt, J. (2019). *Advanced guide to Python 3 programming*. Springer, Cham, Switzerland.

IPEA (2022). *Battery Pack Prices Fall to an Average of \$132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite*. IPEA. URL <http://ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=31924>.

Nielson, A. (2019). *Practical time series analysis : prediction with statistics and machine learning*. O'Reilly Media, Sebastopol, CA.

Oracle Corporation (2020). *MySQL 8.0 Reference Manual*. Oracle Corporation, 8 edition.

Revista O Setor Elétrico (2020). Aplicações de sistemas de armazenamento de energia por baterias no sistema elétrico brasileiro.

Tieppo, R. (2018). Inverse distance weighting (idw) interpolation. URL https://rafatieppo.github.io/post/2018_07_27_idw2pyr/.

Villalva, M.G. (2015). *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos E Aplicacoes*.

Vivas, F., las Heras, A.D., Segura, F., and Andújar, J. (2018). A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 126–155. doi:10.1016/j.rser.2017.09.014. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.014>.