ANÁLISE DOS IMPACTOS DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR COM BESS EM MICROREDE

Guilherme Pires Batista[1] e Victor Emanuel Correia De La Rosa[2]

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise comparativa entre um sistema fotovoltaico convencional conectado à rede elétrica e uma microrrede inteligente equipada com sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS - *Battery Energy Storage Systems*). A pesquisa teve como objetivo avaliar os impactos técnicos da integração entre geração solar fotovoltaica, armazenamento energético e estratégias inteligentes de gerenciamento operacional em redes de distribuição modernas. Para isso, foi desenvolvida uma modelagem computacional no ambiente MATLAB, considerando uma microrrede trifásica com geração distribuída, operação conectada à rede e operação ilhada. As simulações consideraram um horizonte operacional de 24 horas, incluindo variações de carga, intermitência solar, falhas da concessionária, controle de tensão, frequência e gerenciamento do estado de carga das baterias. Os resultados demonstraram que a microrrede com BESS apresentou maior estabilidade elétrica, redução do fluxo reverso de potência, continuidade do fornecimento durante interrupções da rede e melhoria significativa da resiliência energética quando comparada ao sistema convencional sem armazenamento.

Palavras-chave: Geração distribuída. Microrredes. Sistema BESS. Energia fotovoltaica. Redes inteligentes.

ABSTRACT

This work presents a comparative analysis between a conventional grid-tied photovoltaic system and a smart microgrid equipped with a battery energy storage system (BESS - *Battery Energy Storage Systems*). The research aimed to evaluate the technical impacts of integrating solar photovoltaic generation, energy storage, and smart operational management strategies into modern distribution grids. To achieve this, a computational model was developed in the MATLAB environment, considering a three-phase microgrid with distributed generation, grid-connected operation, and islanded operation. The simulations were carried out over a 24-hour horizon, including load variations, solar intermittency, utility outages, voltage and frequency control, and battery state-of-charge management. The results demonstrated that the microgrid with BESS exhibited higher electrical stability, a reduction in reverse power flow, continuity of supply during blackouts, and a significant improvement in energy resilience when compared to the conventional system without storage.

Keywords: Distributed generation. Microgrids. BESS system. Photovoltaic energy. Smart grids.

[1] UniSENAI/PR.
[2] UniSENAI/PR. E-mail: victor.rosa@sistemafiep.org.br (Autor correspondente).

1 INTRODUÇÃO

A transição energética global tem sido catalisada pela imperativa necessidade de transição para matrizes elétricas de baixo carbono e pela mitigação da dependência de combustíveis fósseis. Nesse cenário, a geração de energia solar fotovoltaica destaca-se como uma das fontes de crescimento mais acelerado, devido à queda acentuada nos custos de fabrico de painéis e aos incentivos regulamentares à Geração Distribuída (ANEEL,2024).

No entanto, a integração massiva de fontes renováveis variáveis introduz desafios significativos à estabilidade e à operação dos sistemas elétricos convencionais (ABU-RUB; MALINOWSKI; AL-HADDAD, 2014). As microrredes (*microgrids*) surgem como uma solução robusta para este paradigma, permitindo a gestão local de recursos energéticos distribuídos. Definidas como sistemas de energia que integram cargas, fontes de geração e armazenamento, as microrredes podem operar de forma conectada à rede principal ou em modo isolado (*off grid*), promovendo maior resiliência e eficiência energética para consumidores industriais, comerciais e comunidades remotas. Apesar dos benefícios, a geração solar é inerentemente intermitente e dependente de condições meteorológicas, o que pode causar flutuações rápidas de potência (cloud-*passing*) (HILL *et al*., 2012).

Em microrredes, esta instabilidade pode resultar em desequilíbrios entre carga e geração, variações de tensão fora dos limites normativos e dificuldades na regulação da frequência (IEEE,2018). Para mitigar estes impactos, a integração de Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS - *Battery Energy Storage Systems*) torna-se fundamental. O BESS atua como um pulmão energético, sendo capaz de armazenar o excedente de geração solar e injetá-lo na rede em momentos de baixa radiação ou alta procura (GRADITI *et al*., 2016).

Contudo, a análise técnica do impacto desta integração, a qual envolve desde a suavização da curva de geração (*power smoothing*) até a viabilidade econômica perante os custos de degradação das baterias, ainda é um campo de estudo crítico e necessário consolidação das redes inteligentes (*Smart Grids*) (OLIVARES *et al*., 2014).

Apesar do avanço nas pesquisas sobre armazenamento de energia, constata-se uma lacuna persistente na literatura técnica nacional no que tange à modelagem

integrada e simultânea de microrredes que sofram com a severidade de múltiplos fenômenos operativos em horizontes diários. Grande parte dos estudos vigentes aborda os benefícios do BESS de forma segmentada, negligenciando a resposta dinâmica correlacionada entre a regulação de frequência em modo ilhado (grid-forming), o amortecimento de transitórios de tensão sob forte intermitência solar e, sobretudo, os impactos térmicos e de carregamento sistêmico sobre os ativos das subestações de distribuição a montante. Adicionalmente, há uma escassez de análises comparativas que empreguem perfis de carga agregados de transformadores reais para validar algoritmos de gerenciamento inteligente sob condições severas de contingência na rede concessionária.

Diante desse cenário, o objetivo deste trabalho consiste em realizar uma análise comparativa abrangente e quantitativa entre um sistema fotovoltaico convencional conectado à rede elétrica e uma microrrede inteligente equipada com um sistema BESS e gerenciamento por EMS. Busca-se avaliar, por meio de modelagem matemática e simulação computacional em ambiente MATLAB, os impactos técnicos dessa integração ao longo de um horizonte operacional de 24 horas. O foco centra-se na validação da estabilidade de tensão e frequência, no controle do fluxo reverso de potência, no comportamento do estado de carga (SoC) das baterias e na garantia da continuidade do suprimento energético durante falhas e transições para o modo ilhado.

As principais contribuições deste estudo residem no desenvolvimento de um modelo computacional dinâmico que utiliza uma base de dados realista de 92 unidades consumidoras agregadas a um transformador de distribuição real de 150 kVA, aproximando as simulações da real física operativa das redes brasileiras. Além disso, o trabalho inova ao demonstrar analiticamente como a atuação coordenada entre o EMS e o inversor bidirecional atua no alívio do estresse elétrico dos alimentadores, culminando na mitigação do efeito Joule e, por conseguinte, na redução da temperatura operacional dos barramentos da subestação. Desse modo, fornece-se um arcabouço técnico consistente para subsidiar o planejamento, a modernização regulatória e o aumento da resiliência das redes elétricas inteligentes no cenário de expansão da geração distribuída

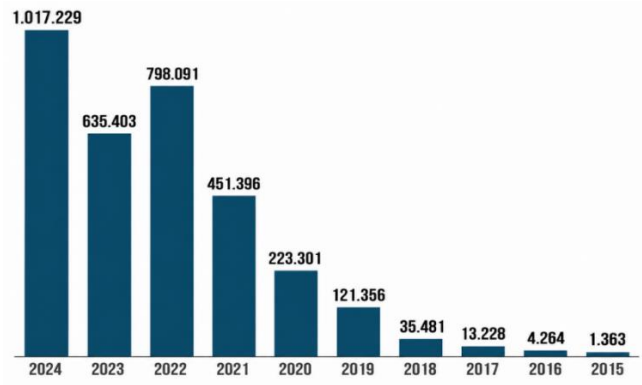
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A expansão da geração distribuída (GD) no Brasil representa uma das mais significativas transformações estruturais observadas no sistema elétrico nacional nas últimas décadas. Esse processo foi intensificado principalmente após a consolidação de diretrizes normativas favoráveis pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as quais viabilizaram técnica e economicamente a conexão segura de sistemas de micro e minigeração distribuída às redes de baixa e média tensão. (ANEEL, 2012)

Nos últimos anos, a geração distribuída fotovoltaica apresentou crescimento acelerado em todo o território nacional, impulsionado pela redução dos custos dos módulos solares, avanço das tecnologias de eletrônica de potência, incentivos regulatórios e crescente preocupação com segurança energética e sustentabilidade ambiental. Segundo dados oficiais da Agência Nacional de Energia Elétrica (2025), a micro e minigeração distribuída registrou crescimento aproximado de 8,84 GW apenas no ano de 2024, consolidando a fonte solar fotovoltaica como principal tecnologia de geração distribuída instalada no país.

A Figura 1 apresenta a evolução histórica da potência instalada anual de micro e minigeração distribuída no Brasil entre os anos de 2015 e 2024. Observa-se crescimento exponencial principalmente a partir de 2020, período marcado pela intensificação dos investimentos em sistemas fotovoltaicos residenciais, comerciais e industriais.(ANEEL, 2024)

Figura 1 – Evolução anual da potência instalada de micro e minigeração distribuída no Brasil entre 2015 e 2024.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da ANEEL (2025).

A análise da Figura 1 demonstra que o crescimento da geração distribuída (GD) não ocorreu de forma linear, mas sim exponencial, indicando uma mudança estrutural

no paradigma operacional das redes de distribuição brasileiras. Em 2015, o volume anual de novas conexões ainda era reduzido, reflexo do estágio inicial de consolidação regulatória e do elevado custo dos sistemas fotovoltaicos naquele período. Entretanto, a partir de 2019, verifica-se uma aceleração significativa da curva de crescimento, associada à maior maturidade do mercado fotovoltaico nacional, à expansão das linhas de financiamento e ao aumento das tarifas de energia elétrica.

Entre 2021 e 2024, observa-se o maior crescimento histórico da geração distribuída no Brasil, com valores anuais superiores a centenas de milhares de novas conexões. Esse comportamento evidencia a elevada penetração de recursos energéticos distribuídos (DER – *Distributed Energy Resources*) nas redes elétricas convencionais, alterando significativamente o fluxo tradicional de potência nos sistemas de distribuição (ANEEL, 2024).

Entretanto, a infraestrutura das redes de distribuição brasileiras foi originalmente projetada para operação radial e unidirecional, na qual o fluxo de potência ocorre predominantemente das subestações para os consumidores finais. Esse paradigma operacional limita a capacidade da rede em lidar com fontes descentralizadas de geração (KERSTING, 2017).

Com a elevada penetração de geração distribuída, esse comportamento é alterado, introduzindo condições operativas não previstas no projeto original das redes. Nesse contexto, emerge o fenômeno do fluxo reverso de potência, caracterizado pela injeção de energia ativa dos consumidores-geradores para a rede elétrica. Estudos indicam que a expansão da geração fotovoltaica pode provocar a inversão do fluxo de potência em diversos trechos das redes de distribuição (TURITSYN *et al*., 2011). Para compreender esses impactos, Brondani, Sausen e Abaide (2021) apontam que a modelagem precisa da curva de carga em transformadores de distribuição, a partir de dados reais e estratificação de consumidores, é crucial; sem esse mapeamento horário detalhado, as análises de perfil de tensão e perdas no sistema de distribuição ficam severamente comprometidas.

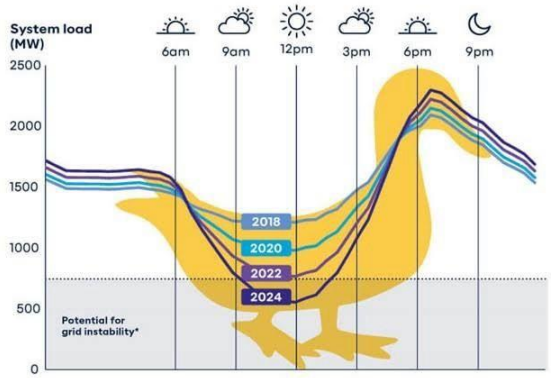
A Curva do Pato (*Duck Curve*) representa um dos principais fenômenos operacionais associados à elevada penetração de geração fotovoltaica em sistemas elétricos modernos. O conceito foi inicialmente identificado pelo operador

independente do sistema elétrico da Califórnia, o California Independent System Operator (CAISO), a partir da análise do comportamento da demanda líquida em redes com alta participação de geração solar distribuída (CAISO, 2020).

Tecnicamente, a Curva do Pato corresponde à diferença entre a demanda total do sistema elétrico e a potência instantaneamente fornecida pelas fontes renováveis variáveis, principalmente sistemas fotovoltaicos. Dessa forma, a demanda líquida representa a potência que ainda precisa ser suprida pelas fontes despacháveis, como hidrelétricas, termelétricas e sistemas de armazenamento energético. Segundo Lund (2014), sistemas elétricos com elevada participação de fontes renováveis intermitentes passam a exigir maior flexibilidade operacional para compensação dinâmica das oscilações de potência ativa.

A dinâmica desse comportamento operacional pode ser visualizada na Figura 2. Nota-se uma redução progressiva da demanda líquida no intervalo de maior irradiância solar (entre 9h e 15h), motivada pelo pico de geração fotovoltaica local. Ao final do período vespertino (entre 17h e 21h), a rápida perda de geração concomitante com o acionamento de cargas residenciais provoca uma elevação abrupta na rampa de demanda do sistema, gerando a geometria característica que dá nome ao fenômeno. Os dados históricos adaptados do CAISO evidenciam ainda a intensificação desse comportamento ao longo dos anos (2018 a 2024), mostrando que uma maior penetração solar aprofunda o vale diurno e eleva o esforço operacional nas rampas noturnas.

Figura 2 – Curva do pato (Duck Curve) associada à alta penetração de geração fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de CAISO (2020).

Segundo Lopes *et al*. (2021), a elevada penetração de geração distribuída altera significativamente o perfil tradicional de operação das redes elétricas, exigindo maior flexibilidade operacional das usinas convencionais e dos sistemas de controle.

De acordo com Hatziargyriou *et al*. (2007), esse comportamento pode ocasionar desafios relacionados à estabilidade do sistema, incluindo variações rápidas de frequência, necessidade de reserva girante e aumento do esforço operacional das unidades despacháveis.

Além disso, Turitsyn *et al*. (2011) destacam que o excesso de geração fotovoltaica em determinados períodos pode provocar fluxo reverso de potência nos alimentadores de distribuição, ocasionando sobretensões e operação inadequada de equipamentos reguladores.

Nesse contexto, os sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) surgem como solução estratégica para mitigação dos efeitos da Curva do Pato, permitindo armazenar energia durante os períodos de excedente solar e injetá-la no sistema durante o horário de ponta, reduzindo as rampas de potência e aumentando a estabilidade operacional da rede (Olivares *et al*., 2014).

Os eventos de interrupção associados à elevada penetração de geração distribuída normalmente decorrem da interação entre sobretensões sustentadas, atuação inadequada dos sistemas de proteção, perda de sincronismo, baixa inércia do sistema e desconexão em cascata de inversores eletrônicos (Ulbig; Andersson, 2015).

2.1 Marco regulatório da geração distribuída

A expansão da geração distribuída no Brasil está diretamente associada à evolução do marco regulatório estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, que ao longo da última década promoveu mecanismos para viabilizar a conexão de micro e minigeradores ao sistema elétrico.

O principal instrumento normativo que consolidou esse processo foi a Lei nº 14.300, responsável por instituir o marco legal da geração distribuída no país. Essa legislação estabeleceu diretrizes para a compensação de energia elétrica, regras de transição tarifária e direitos e deveres dos consumidores-geradores, proporcionando maior segurança jurídica ao setor (BRASIL, 2022).

O sistema de compensação de energia elétrica permite que a energia excedente gerada por unidades consumidoras com micro ou minigeração seja injetada na rede de distribuição e posteriormente compensada com o consumo da própria unidade ou de outras unidades vinculadas ao mesmo titular.

Esse mecanismo foi inicialmente regulamentado pela Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica, posteriormente atualizada pela RN nº 687/2015 e consolidado pela Lei nº 14.300/2022. No modelo atual, a energia injetada na rede gera créditos energéticos que podem ser utilizados em um prazo de até 60 meses (ANEEL, 2024).

Entretanto, com a entrada em vigor do novo marco legal, foram introduzidas mudanças graduais na compensação, especialmente relacionadas ao pagamento pelo uso da infraestrutura da rede de distribuição, incluindo a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD Fio B). Essa transição busca equilibrar os benefícios da geração distribuída com a sustentabilidade econômica do setor elétrico, evitando a transferência de custos para consumidores que não possuem sistemas de geração própria (EPE, 2024).

A conexão de sistemas de geração distribuída às redes de distribuição deve seguir critérios técnicos estabelecidos pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), especialmente no Módulo 3 (Acesso ao Sistema) e Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica), ambos regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Entre os principais requisitos técnicos, destacam-se: o atendimento aos limites de tensão estabelecidos pela rede, o controle de fator de potência e potência reativa, a proteção contra ilhamento não intencional e a conformidade com os padrões de qualidade de energia. Além disso, sistemas de geração distribuída devem possuir inversores certificados, capazes de operar conforme requisitos de segurança e estabilidade, incluindo funções como controle de tensão, frequência e capacidade de resposta a distúrbios (*ride-through*). A conexão também exige a implementação de um ponto de acoplamento comum (PAC) em conformidade com as exigências técnicas da concessionária local, atendendo a critérios normativos de segurança e controle de fluxo. (ANEEL, 2024)

O atual ambiente regulatório brasileiro ainda não contempla plenamente a operação de microrredes em modo ilhado, especialmente em áreas urbanas atendidas

por concessionárias. A legislação vigente prioriza a operação conectada à rede (*on-grid*), com restrições à operação isolada contínua.

Entretanto, há avanços regulatórios em discussão no contexto de redes inteligentes (*smart grids*), armazenamento de energia e aumento da resiliência do sistema elétrico. A integração de sistemas BESS e de estratégias de controle avançado tende a ganhar maior relevância regulatória nos próximos anos, à medida que a penetração de geração distribuída aumenta e novos desafios operacionais surgem (EPE, 2024).

A expansão da geração distribuída trouxe à tona o desenvolvimento de arquiteturas avançadas de controle energético, como as microrredes inteligentes (*microgrids*), capazes de integrar geração renovável, armazenamento em baterias, gerenciamento ativo de cargas e operação ilhada coordenada. As microrredes representam uma evolução tecnológica dos sistemas elétricos de distribuição, permitindo maior resiliência, confiabilidade, eficiência energética e autonomia operacional. Tais sistemas incorporam recursos energéticos distribuídos (DER), sistemas de armazenamento de energia (BESS), controladores (EMS) e algoritmos avançados de supervisão e controle. (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007; LASSETER, 2002)

2.2 Conceito de microrredes

As microrredes representam uma evolução significativa no sistema elétrico de potência, permitindo a transição de um modelo centralizado para um paradigma de geração distribuída inteligente. Uma microrrede pode ser definida como um conjunto de cargas e recursos energéticos distribuídos que operam como um sistema único e controlável, capaz de fornecer energia à sua área local (Lasseter, 2002). Para uma compreensão adequada, as microrredes podem ser analisadas sob três vertentes principais: técnica, operativa e regulatória.

Uma microrrede é um subsistema de baixa e média tensão que integra recursos energéticos distribuídos (DERs), tais como sistemas fotovoltaicos, pequenas turbinas eólicas e sistemas de armazenamento de energia em baterias, além de cargas locais. Esses sistemas operam de forma coordenada por meio de estratégias de controle avançadas (Hatziargyriou *et al.*, 2007).

O ponto de acoplamento comum (PAC) representa a interface entre a microrrede e a rede da concessionária, constituindo a fronteira elétrica e, em muitos casos, regulatória entre os sistemas. O PAC não se limita a um único componente físico, mas sim a um conjunto de dispositivos que pode incluir medidores bidirecionais, disjuntores gerais, chaves de transferência estática (STS – *Static Transfer Switch*) e relés de proteção. Além disso, o PAC define a condição operacional da microrrede, determinando se esta opera conectada à rede principal (*on-grid*) ou de forma isolada (*off-grid).*

2.2.1 Do ilhamento à ressincronização

A principal característica de inteligência operacional de uma microrrede está associada à sua capacidade de transitar entre diferentes estados operacionais de maneira automática, coordenada e com impacto mínimo às cargas conectadas, garantindo continuidade do fornecimento energético e estabilidade elétrica do sistema (Olivares *et al*., 2014).

Durante a operação conectada à rede principal (*on-grid*), a microrrede permanece sincronizada à concessionária, operando predominantemente com inversores em modo *grid-following*. Nesse tipo de controle, os inversores utilizam a tensão e a frequência da rede elétrica como referência para sincronização, realizando injeção controlada de potência ativa e reativa no sistema elétrico (Guerrero *et al*., 2011).

Em condições normais de operação, a rede da concessionária define os parâmetros elétricos globais do sistema, mantendo estabilidade de frequência e tensão. Entretanto, durante distúrbios elétricos, como afundamentos de tensão, variações abruptas de frequência, faltas transitórias ou interrupções no alimentador, os sistemas de proteção da microrrede monitoram continuamente as condições operacionais da rede elétrica.

Segundo a IEEE Std 1547-2018, sistemas de geração distribuída conectados à rede devem possuir mecanismos de detecção de anomalias elétricas e proteção anti-ilhamento, garantindo rápida desconexão em situações que possam comprometer a segurança operacional da rede pública.

Quando os limites definidos pelas curvas de *ride-through* são ultrapassados, os relés de proteção enviam comando para abertura da chave de transferência estática

(STS), isolando eletricamente a microrrede da concessionária em poucos milissegundos (IEEE, 2018). Esse processo caracteriza a operação ilhada, condição na qual a microrrede passa a operar de forma autônoma, sem referência elétrica proveniente da rede principal.

Após o ilhamento, a microrrede perde sua referência externa de tensão e frequência. Nesse instante, o sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) assume papel central na estabilidade operacional da rede isolada, operando por meio de inversores em modo *grid-forming*.

Diferentemente dos inversores *grid-following*, os inversores *grid-forming* possuem capacidade de estabelecer autonomamente a referência de tensão e frequência da microrrede, funcionando como fonte formadora da rede elétrica local (Johnson *et al*., 2021).

Nesse modo operacional, o inversor do BESS passa a sintetizar uma forma de onda senoidal de referência, tipicamente em 60 Hz, controlando simultaneamente, magnitude da tensão, estabilidade de frequência, balanço energético, fluxo de potência, estabilidade transitória da microrrede.

Segundo Guerrero *et al*. (2011), inversores *grid-forming* representam uma das principais tecnologias habilitadoras das microrredes modernas, permitindo operação estável mesmo em condições isoladas da rede principal. Essa capacidade de atuação como reserva de energia é corroborada por Nascimento *et al*. (2022), cujos testes práticos demonstram que a atuação coordenada entre conversores bidirecionais e chaves de transferência estática (STS) possibilita um fornecimento do tipo *backup* em milissegundos, mantendo cargas críticas ativas sem desligamentos e isolando com segurança a microrrede durante distúrbios de amplitude ou frequência na rede concessionária.

Os sistemas fotovoltaicos, que em redes convencionais normalmente seriam desconectados pela proteção anti-ilhamento, passam então a operar sincronizados ao barramento formado pelo BESS, mantendo a continuidade da geração renovável durante o modo ilhado.

Além disso, o sistema EMS realiza continuamente o gerenciamento energético da microrrede, coordenando geração fotovoltaica, armazenamento e cargas conectadas. Durante o ilhamento, o EMS pode executar estratégias de *load shedding*

inteligente,priorização de cargas críticas, controle do estado de carga do BESS, limitação dinâmica de potência, controle de fluxo energético e mitigação de sobretensões e oscilações.

Segundo Lasseter (2002), a capacidade de operação ilhada controlada constitui uma das principais vantagens das microrredes inteligentes, proporcionando aumento significativo da resiliência energética e da confiabilidade do fornecimento.

No contexto brasileiro, entretanto, a operação ilhada ainda apresenta limitações regulatórias relevantes. Conforme estabelecido pelo PRODIST da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sistemas convencionais de micro e minigeração distribuída conectados à rede pública devem obrigatoriamente interromper a injeção de potência em situações de ausência de tensão da concessionária, evitando energização não intencional da rede elétrica.

Essa exigência está relacionada principalmente à segurança operacional das equipes de manutenção e à prevenção de fenômenos como, energização indevida da rede, perda de sincronismo, instabilidade de frequência, atuação incorreta das proteções e até mesmo a degradação da qualidade de energia.

Apesar dessas restrições regulatórias, o avanço tecnológico das microrredes associadas a sistemas BESS e inversores avançados vem ampliando significativamente a viabilidade técnica da operação ilhada intencional, especialmente em aplicações críticas, industriais, hospitalares e sistemas resilientes de distribuição.

No processo de reconexão da microrrede à concessionária, torna-se necessário realizar novamente o sincronismo elétrico entre ambos os sistemas. Esse procedimento é executado ajustando gradualmente a frequência, o ângulo de fase e a magnitude da tensão da microrrede até que os parâmetros elétricos estejam adequadamente alinhados com a rede principal.

Somente após a sincronização completa é realizado o fechamento seguro da chave de interligação, permitindo a transição suave do modo ilhado para o modo conectado, minimizando transitórios elétricos e evitando perturbações nas cargas conectadas (IEEE 2030.7-2017).

Dessa forma, a operação ilhada controlada associada a sistemas BESS e EMS representa uma das principais tendências tecnológicas para aumento da flexibilidade,

estabilidade e resiliência das redes elétricas modernas, especialmente em cenários com elevada penetração de geração distribuída renovável.

2.3 Equações fundamentais e seus conceitos

A modelagem matemática de microrredes elétricas com geração distribuída e sistemas de armazenamento energético baseia-se em equações fundamentais relacionadas ao fluxo de potência, balanço energético, controle de tensão e frequência, além do gerenciamento do estado de carga das baterias.

Essas equações permitem representar computacionalmente o comportamento dinâmico da microrrede diante das variações de geração fotovoltaica, consumo das cargas e condições operacionais da rede elétrica.

Segundo Guerrero *et al.* (2011), a utilização de modelos matemáticos adequados é essencial para a análise da estabilidade, controle operacional e integração eficiente entre sistemas fotovoltaicos, inversores eletrônicos e bancos de baterias em microrredes inteligentes.

Nesse contexto, as equações apresentadas a seguir constituem a base teórica utilizada para o desenvolvimento da simulação computacional e para a avaliação do desempenho energético e operacional da microrrede proposta neste trabalho.

2.3.1 O balanço contínuo de potência

Em sistemas elétricos isolados, a potência gerada deve ser igual à potência consumida a cada instante de tempo. Caso ocorra desequilíbrio entre geração e consumo, a frequência do sistema tende a variar, podendo levar à instabilidade ou colapso do sistema (Harris *et al.*, 2019).

Para análise da microrrede, utiliza-se o balanço de potência ativa representado na equação [1], bem como a relação dinâmica entre desbalanço de potência e variação de frequência, apresentada na equação [2].

$$P_{\text{solar}}(t) + P_{\text{BESS}}(t) = P_{\text{carga}}(t) + P_{\text{perdas}}(t) \quad \textbf{[1]}$$

Onde:

- $P_{\text{solar}}(t)$: potência gerada pelos painéis fotovoltaicos no instante t;

- $P_{\text{BESS}}(t)$: potência fornecida ou absorvida pelo sistema de armazenamento (BESS);
- $P_{\text{carga}}(t)$: demanda total das cargas da residência;
- $P_{\text{perdas}}(t)$: perdas elétricas do sistema.

O sistema de armazenamento (BESS) atua como variável de compensação energética (elemento de balanço), absorvendo ou fornecendo potência conforme o desbalanço entre geração e consumo. Dessa forma, quando há excedente de geração solar, o BESS realiza carregamento (potência negativa), enquanto em situações de déficit de geração ele fornece potência à carga.

Por exemplo, se a geração solar for de 100 kW e a carga demandar 80 kW, o BESS absorve 20 kW. Por outro lado, caso a geração solar reduza para 30 kW, o BESS deve fornecer 50 kW para manter o equilíbrio energético do sistema.

A dinâmica da frequência pode ser representada pela equação [2]:

$$M\frac{df(t)}{dt} = P_{\text{gerada}}(t) - P_{\text{consumida}}(t) \qquad \textbf{[2]}$$

Onde:

- M: constante de inércia equivalente do sistema;
- $\frac{df(t)}{dt}$: variação temporal da frequência;
- $P_{\text{gerada}}(t)$: potência total gerada no sistema;
- $P_{\text{consumida}}(t)$: potência total demandada pelas cargas.

Quando o balanço de potência é igual a zero, ou seja, quando $P_{\text{gerada}} = P_{\text{consumida}}$, a derivada da frequência tende a zero, indicando estabilidade do sistema elétrico.

2.3.2 Estado de carga (SOC)

O sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) opera continuamente no equilíbrio energético da microrrede, sendo seu comportamento usualmente representado por meio do Estado de Carga (*State of Charge* – SoC). O método mais utilizado na literatura para sua estimativa é a técnica de contagem de Coulomb, conforme apresentado na equação [3] (Zeng *et al.*, 2019).

$$SoC(t) = SoC(t-1) + \frac{P_{\text{BESS}}(t)\cdot\Delta t\cdot\eta}{E_{\max}} \qquad \textbf{[3]}$$

Onde:

- $SoC(t)$: estado de carga no instante atual, variando entre 0 e 1 (ou 0% a 100%);
- $SoC(t-1)$: estado de carga no instante anterior de amostragem;
- $P_{\text{BESS}}(t)$: potência do sistema de armazenamento no instante t(kW);
- Δt: intervalo de tempo de simulação (h);
- η: eficiência global do sistema de armazenamento;
- $E_{\max}$: capacidade energética nominal do banco de baterias (kWh).

Na prática, o SoC representa a fração de energia armazenada em relação à capacidade total do sistema. O sistema opera geralmente dentro de uma faixa segura de operação, tipicamente entre 20% e 95%, visando aumentar a vida útil das células eletroquímicas e evitar degradação acelerada.

Durante o carregamento, $P_{\text{BESS}}(t)$assume valores positivos (energia armazenada), enquanto no descarregamento assume valores negativos (energia fornecida à carga).

2.3.3 Controle droop (P–f)

Quando a microrrede opera em modo ilhado, o inversor do sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) precisa coordenar a operação dos demais inversores da microrrede, sem depender de sistemas de comunicação centralizados, os quais podem ser lentos ou sujeitos a falhas.

Nesse contexto, a coordenação entre os recursos ocorre de forma descentralizada por meio de sinais elétricos, sendo a frequência um dos principais mecanismos de comunicação entre os dispositivos. O controle droop de potência ativa versus frequência (P–f) é amplamente utilizado para esse fim, conforme apresentado na equação [4] (Olivares *et al.*, 2014).

$$f = f_{\text{nominal}} - m_p \cdot (P_{\text{medida}} - P_{\text{nominal}}) \qquad \textbf{[4]}$$

Onde:

- f: frequência da microrrede no instante de operação;

- f_{nominal}: frequência de referência do sistema (tipicamente 60 Hz);
- P_{medida}: potência ativa demandada no sistema;
- P_{nominal}: potência de referência do sistema;
- m_p: coeficiente de droop, responsável pela inclinação da característica P–f.

O coeficiente de droop define a sensibilidade do sistema às variações de carga. Quando ocorre um aumento repentino da demanda de potência, o valor de P_{medida} aumenta, provocando uma redução controlada da frequência da microrrede (por exemplo, para 59,7 Hz).

Essa variação de frequência atua como um sinal de controle distribuído, permitindo que os inversores fotovoltaicos identifiquem a condição de sobrecarga e ajustem sua geração, contribuindo para o equilíbrio energético do sistema. Dessa forma, a comunicação entre os elementos da microrrede ocorre de maneira indireta, baseada nas próprias grandezas elétricas do sistema, sem necessidade de comunicação digital centralizada.

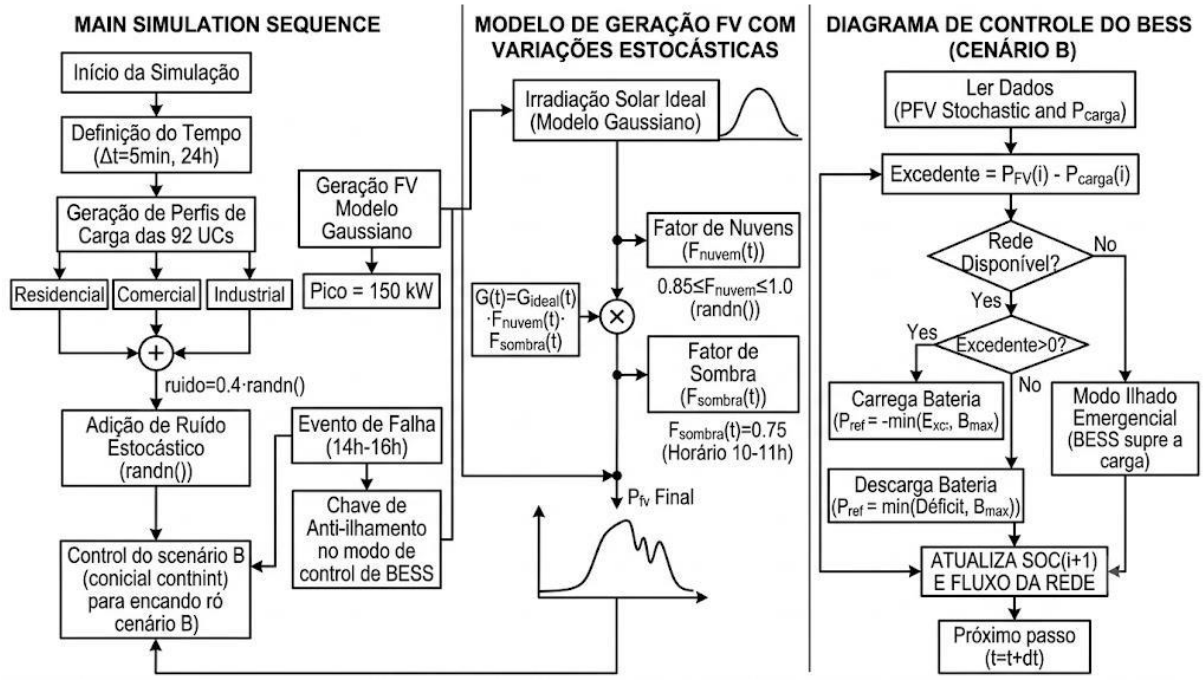
3 METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida neste trabalho baseou-se na modelagem matemática e na simulação computacional de dois cenários distintos aplicados a sistemas de distribuição com expressiva inserção de geração distribuída fotovoltaica. O primeiro cenário representa o comportamento de 92 unidades consumidoras conectadas à rede elétrica convencional de baixa tensão sem o suporte de sistemas de armazenamento energético, servindo como o caso base de análise. O segundo cenário corresponde a uma microrrede inteligente equipada com geração fotovoltaica, sistema de armazenamento por baterias (BESS) e um algoritmo de gerenciamento inteligente de energia (EMS).

Toda a modelagem e simulação do sistema elétrico foram desenvolvidas no ambiente MATLAB, utilizado como plataforma computacional para a implementação das rotinas de controle preditivo, processamento das variáveis elétricas em regime dinâmico e análise do fluxo de potência. O principal objetivo dessa abordagem metodológica foi comparar o comportamento operacional e o perfil de tensão entre o sistema fotovoltaico convencional e a microrrede com armazenamento. Essa análise comparativa permitiu avaliar quantitativamente os impactos técnicos do BESS sobre

a estabilidade elétrica do transformador, a continuidade do fornecimento em modo ilhado e a resiliência global da rede residencial, seguindo as etapas sequenciais descritas no fluxograma da Figura 3.

Figura 3 – Fluxograma da programação.



(Fonte: Autoria própria, 2026)

3.1 Estrutura geral da simulação

As simulações foram executadas considerando condições operacionais próximas da realidade, incluindo variações da carga com caráter residencial ao longo do dia, intermitência da geração fotovoltaica, falhas da concessionária, operação conectada à rede, operação ilhada, reconexão sincronizada e atuação dinâmica dos inversores eletrônicos de potência. O horizonte temporal adotado foi de 24 horas, utilizando passo de integração de 0,0833 hora, equivalente a aproximadamente 5 minutos entre amostras consecutivas.

O sistema elétrico considerado na modelagem possui alimentação proveniente da concessionária em média tensão de 13,8 kV, com transformação para 220 V trifásico através de uma subestação rebaixadora de distribuição padrão, configuração amplamente empregada em redes urbanas brasileiras conforme diretrizes do PRODIST da ANEEL.

A microrrede modelada foi composta por geração fotovoltaica distribuída, banco de baterias, inversor bidirecional trifásico, cargas residenciais dinâmicas, sistema de gerenciamento energético (EMS) e conexão com a rede da concessionária.

3.2 Modelagem das cargas residenciais

A modelagem do perfil de carga do sistema elétrico baseou-se na metodologia de agregação real proposta por Brondani, Sausen e Abaide (2021). Em vez de utilizar aproximações puramente teóricas ou funções gaussianas genéricas, o comportamento diário foi construído a partir da soma estatística de 92 unidades consumidoras (UCs) conectadas no lado de baixa tensão de um transformador de distribuição real de 150 kVA. Essa composição agrupa três perfis distintos de hábitos de consumo: 79 UCs da classe residencial (com picos de demanda acentuados entre 18h e 22h), 12 UCs da classe comercial (com consumo concentrado em horário comercial) e 1 UC de perfil industrial. Essa modelagem combinada resulta em um perfil de carga agregado dinâmico, representando fielmente a demanda total solicitada ao transformador ao longo de um horizonte de 24 horas.

O perfil de carga desenvolvido considerou diferentes faixas horárias de utilização da residência, representando os períodos de maior e menor demanda ao longo do dia. Durante a madrugada predominou o consumo associado aos sistemas de climatização, enquanto no período da manhã foi modelado aumento significativo da demanda devido à utilização simultânea de chuveiros elétricos, iluminação e eletrodomésticos. No horário comercial a demanda foi reduzida em função da menor ocupação da residência. Já no período noturno ocorreu o principal pico de consumo residencial, decorrente da utilização simultânea de iluminação, equipamentos eletrônicos, climatização e demais cargas domésticas.

A curva de carga foi construída matematicamente por meio de funções gaussianas suavizadas e perturbações pseudoaleatórias gaussianas, permitindo representar oscilações naturais observadas em sistemas elétricos reais. Técnicas de suavização digital foram aplicadas para garantir maior estabilidade visual e coerência física dos sinais simulados. O consumo energético agregado obtido a partir da contribuição concomitante de cada classe de consumo apresentou níveis de demanda

instantânea condizentes com o carregamento real do transformador de 150 kVA, atingindo patamares máximos na ordem de 50 kWh nos horários em que a ponta residencial coincide com a atividade das demais UCs, servindo como uma base de dados realista para avaliar a flexibilidade do sistema BESS

3.3 Modelagem da geração fotovoltaica

A geração fotovoltaica foi modelada considerando sistema de potência instalada de aproximadamente 150 kWp conectado à rede através de inversores trifásicos *grid-tie*. O perfil diário de geração foi representado matematicamente por funções senoidais dependentes do horário do dia, reproduzindo o comportamento típico da irradiância solar entre o nascer e o pôr do sol. Durante os períodos de máxima irradiância, a potência gerada aproximou-se da potência nominal do sistema fotovoltaico.

Para aumentar o realismo da simulação, foram adicionadas variações estocásticas relacionadas à presença de nuvens e sombreamentos transitórios, reproduzindo a variabilidade natural das fontes renováveis intermitentes.

A energia diária gerada pelo sistema fotovoltaico apresentou valores médios compatíveis com sistemas residenciais reais, permitindo analisar fenômenos associados à elevada penetração de geração distribuída, como fluxo reverso de potência, redução da demanda líquida e impactos na estabilidade elétrica da rede.

A geração fotovoltaica foi modelada considerando sistema de potência instalada de aproximadamente 150 kWp conectado à rede através de inversores trifásicos *grid-tie*. O perfil diário de geração foi representado matematicamente por funções senoidais dependentes do horário do dia, reproduzindo o comportamento típico da irradiância solar entre o nascer e o pôr do sol. Durante os períodos de máxima irradiância, a potência gerada aproximou-se da potência nominal do sistema fotovoltaico.

Para aumentar o realismo da simulação, foram adicionadas variações estocásticas relacionadas à presença de nuvens e sombreamentos transitórios, reproduzindo a variabilidade natural das fontes renováveis intermitentes.

A energia diária gerada pelo sistema fotovoltaico apresentou valores médios compatíveis com sistemas residenciais reais, permitindo analisar fenômenos

associados à elevada penetração de geração distribuída, como fluxo reverso de potência, redução da demanda líquida e impactos na estabilidade elétrica da rede.

3.4. Modelagem do sistema bess

O sistema de armazenamento energético foi modelado utilizando banco de baterias com capacidade nominal de 100 kWh e potência máxima de inversão compatível com aplicações residenciais trifásicas. O BESS foi implementado como principal elemento estabilizador da microrrede, sendo responsável pelo balanceamento energético entre geração fotovoltaica, cargas residenciais e rede elétrica.

O modelo desenvolvido contemplou limites mínimos e máximos de estado de carga das baterias, eficiência energética de conversão, controle bidirecional de potência, carregamento inteligente, descarregamento controlado e estratégias de suporte energético durante horários de ponta e eventos de falha da concessionária.

Os limites operacionais do estado de carga foram definidos entre 15% e 95%, reduzindo processos de degradação acelerada das células eletroquímicas e aumentando a vida útil operacional do sistema.

Durante períodos de excedente fotovoltaico, o sistema direcionou energia para carregamento do banco de baterias. Já durante períodos de elevada demanda residencial ou ausência de geração solar, o BESS forneceu suporte energético às cargas da residência, reduzindo significativamente a potência solicitada da concessionária.

3.5 Sistema de gerenciamento energético (EMS).

O gerenciamento operacional da microrrede foi realizado por meio de um sistema inteligente de gerenciamento energético (EMS), responsável pela supervisão contínua das variáveis elétricas e energéticas do sistema.

O EMS executou automaticamente estratégias operacionais baseadas na disponibilidade de geração solar, estado de carga das baterias, condição operacional da rede elétrica, demanda das cargas residenciais e limites operacionais do inversor.

Durante condições normais de operação, o sistema permaneceu sincronizado com a rede principal operando em modo *grid-following*. Em situações de excedente

fotovoltaico, o EMS priorizou o carregamento das baterias, reduzindo exportações excessivas de potência para a concessionária.Durante períodos de maior consumo residencial, o sistema executou descarregamento controlado do BESS, reduzindo os picos de demanda da residência.

3.6 Controle dinâmico do inversor

Para representar de forma mais realista o comportamento físico dos inversores eletrônicos de potência, foi implementado controle dinâmico de rampa de potência, limitando variações abruptas durante transições operacionais.

Essa abordagem tornou a modelagem mais compatível com inversores híbridos reais conectados à rede elétrica. Além da operação em regime permanente, foram simuladas condições transitórias relevantes para análise de microrredes modernas, incluindo falha total da rede elétrica, operação ilhada, reconexão sincronizada, fluxo reverso de potência, controle de tensão e controle de frequência.

3.7 Operação ilhada e estabilidade da rede.

Durante os eventos de falha da concessionária simulados entre 14 h e 16 h, o sistema convencional sem armazenamento sofreu desligamento completo devido à atuação da proteção anti-ilhamento dos inversores fotovoltaicos, interrompendo totalmente o fornecimento de energia à residência.

Em contrapartida, a microrrede equipada com BESS realizou transição automática para operação ilhada, mantendo alimentação das cargas prioritárias mesmo durante a ausência da rede principal.

Nesse modo operacional, o inversor bidirecional passou a operar em modo *grid-forming*, assumindo o controle local da tensão e da frequência da microrrede. A tensão RMS permaneceu próxima de 220 V, enquanto a frequência operacional manteve-se próxima de 60 Hz, demonstrando elevada estabilidade dinâmica durante o período de ilhamento.

3.8 Variaveis analisadas.

Durante toda a simulação foram monitoradas variáveis elétricas fundamentais para análise do desempenho da microrrede, incluindo potência consumida pelas cargas, potência gerada pelo sistema fotovoltaico, potência do BESS, potência trocada com a concessionária, estado de carga das baterias, tensão RMS, frequência operacional e modos de operação do sistema EMS.

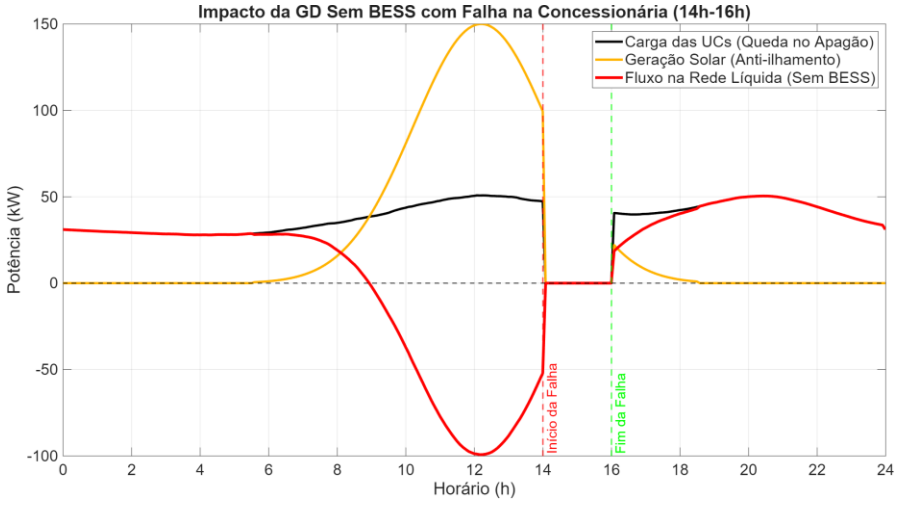
Os resultados obtidos permitiram comparar diretamente o desempenho entre o sistema convencional e a microrrede com armazenamento energético, evidenciando os ganhos proporcionados pelo BESS em termos de estabilidade elétrica, continuidade operacional, redução de oscilações transitórias, suporte energético e aumento da resiliência da rede residencial.

4 RESULTADOS E ANÁLISES

Os resultados obtidos são apresentados por meio de gráficos que representam o comportamento energético diário do sistema estudado, evidenciando a relação entre geração fotovoltaica, demanda residencial e interação com a rede elétrica.

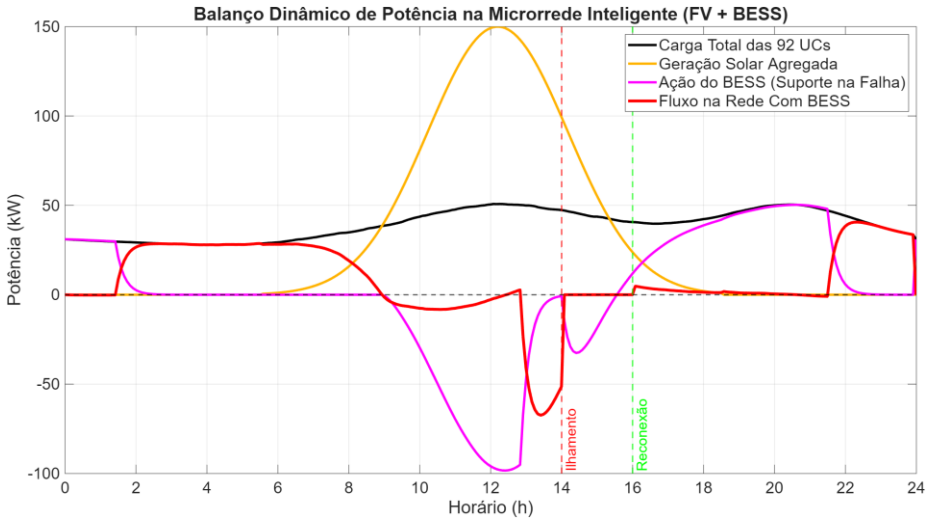
O sistema convencional com geração fotovoltaica é apresentado na Figura 4, enquanto a microrrede equipada com sistema BESS é apresentada na Figura 5.

Figura 4 – Sistema fotovoltaico sem BESS.



(Fonte: Autoria própria, 2026)

Figura 5 – Microrrede com BESS



(Fonte: Autoria própria, 2026)

No cenário sem sistema BESS, observa-se que a residência depende integralmente da concessionária durante períodos de baixa irradiância solar, especialmente na madrugada e no período noturno. O perfil de carga apresenta comportamento típico residencial, com aumento no período da manhã e pico mais acentuado à noite.

Durante o período de máxima geração solar (aproximadamente entre 10h e 14h), a potência fotovoltaica ultrapassa a demanda da residência, resultando em fluxo reverso de potência para a rede elétrica. Esse comportamento caracteriza o fenômeno onhecido como “curva do pato”, associado à redução da demanda líquida da rede. Entretanto, durante a falha da rede entre 14h e 16h, ocorre o desligamento automático do inversor fotovoltaico devido à proteção anti-ilhamento, resultando na interrupção completa do fornecimento de energia à residência.

Em contraste, o cenário com BESS apresenta comportamento mais robusto. Parte do excedente fotovoltaico é armazenado no banco de baterias, reduzindo o fluxo reverso e melhorando o gerenciamento energético da residência. Durante a falha da rede elétrica, a microrrede entra em operação ilhada, com o sistema BESS assumindo o fornecimento de energia às cargas, garantindo continuidade operacional.

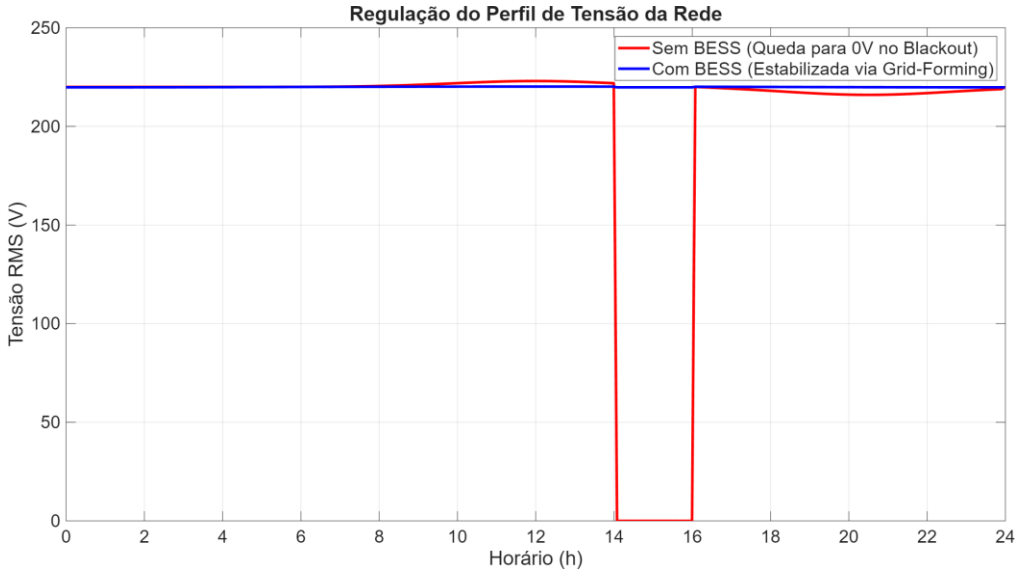
Outro aspecto relevante observado nas simulações é a suavização do fluxo de potência durante a reconexão à rede da concessionária. O controle por rampa implementado no inversor reduz drasticamente os transitórios abruptos de corrente e

tensão, permitindo um paralelismo suave, gradual e seguro entre a microrrede e a rede elétrica principal.

Esse comportamento dinâmico indica maior estabilidade operativa e mitiga severamente os impactos operacionais sobre a infraestrutura eletromecânica local. Assim, os resultados de potência evidenciam que o sistema BESS não apenas garante a continuidade do fornecimento energético durante contingências e falhas da rede, como também otimiza o gerenciamento da energia fotovoltaica excedente e minimiza os problemas de sobretensão associados ao fluxo reverso.

Para complementar essa análise e permitir uma avaliação detalhada da estabilidade elétrica sob a ótica da qualidade da energia, os perfis de tensão RMS de ambos os cenários simulados foram plotados em conjunto. Essa sobreposição de curvas facilita a visualização direta da regulação de tensão em regime permanente e transitório, conforme ilustrado no gráfico da Figura 6

.Figura 6 – Tensão RMS no sistema com e sem BESS



(Fonte: Autoria própria, 2026)

Na residência sem BESS, a tensão permanece próxima do valor nominal de 220 V durante operação normal da rede. Pequenas oscilações observadas ao longo do dia representam variações naturais presentes em sistemas de distribuição reais, incluindo efeitos de carga e fluxo reverso da geração fotovoltaica.

Entretanto, durante o período de falha da rede, a tensão elétrica colapsa completamente para zero. Isso ocorre porque o inversor fotovoltaico conectado à rede necessita de referência externa de tensão e frequência para permanecer operando.

Como o sistema não possui capacidade *grid-forming*, toda a residência perde alimentação instantaneamente após o desligamento da concessionária.

Esse comportamento demonstra uma limitação estrutural dos sistemas fotovoltaicos convencionais conectados diretamente à rede elétrica, os quais não fornecem suporte de tensão durante contingências.

Já no cenário com BESS, observa-se comportamento significativamente distinto. Durante operação normal, a tensão permanece estabilizada em torno da nominal, apresentando pequenas oscilações controladas devido ao funcionamento do inversor bidirecional e às variações de carga da microrrede.

Durante o evento de ilhamento, o sistema BESS assume imediatamente o controle da tensão da microrrede. Mesmo sem conexão com a concessionária, os valores permanecem próximos de 220 V, demonstrando capacidade de sustentação da rede local. As pequenas oscilações observadas no gráfico representam transitórios naturais do controle eletrônico do inversor em modo grid-forming.

Na reconexão com a concessionária, verifica-se transição suave e sincronizada da tensão, evitando sobretensões e afundamentos abruptos. Esse comportamento é compatível com estratégias modernas de controle de microrredes inteligentes.

Portanto, os gráficos demonstram que o sistema BESS melhora significativamente a estabilidade de tensão da residência, garantindo continuidade operacional e maior qualidade energética.

Os gráficos de frequência apresentados na Figura 7 demonstram o comportamento dinâmico da rede elétrica nos cenários com e sem sistema de armazenamento de energia (BESS), evidenciando a influência direta do armazenamento na estabilidade operacional da microrrede.

No cenário sem BESS, representado pela curva vermelha, observa-se maior variação da frequência ao longo da operação normal, embora os valores permaneçam próximos da frequência nominal de 60 Hz. Durante o intervalo de falha da rede, entre 14 h e 16 h, ocorre a interrupção do funcionamento do sistema fotovoltaico devido à atuação da proteção anti-ilhamento, impossibilitando a manutenção da referência de frequência na residência.

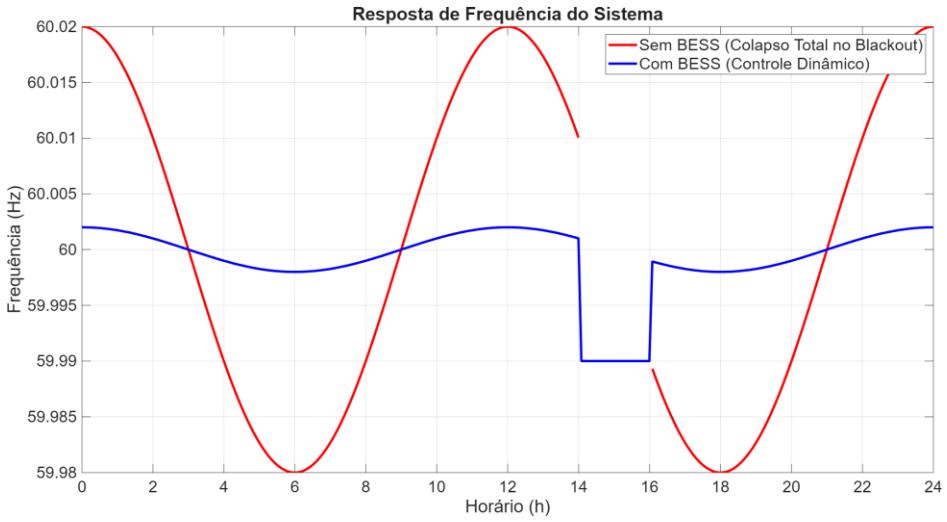
Em contrapartida, no cenário com BESS, representado pela curva azul, a frequência permanece significativamente mais estável durante todo o período

analisado. Mesmo durante a falha da concessionária, o sistema mantém a frequência próxima da referência nominal, apresentando apenas pequenas oscilações transitórias ao redor de 59,97 Hz.

Esse comportamento ocorre porque, após o desligamento da rede principal, o inversor bidirecional do sistema de armazenamento passa a operar em modo grid-forming, sendo responsável pela formação e controle da frequência da microrrede de forma autônoma. Após a reconexão da rede, às 16 h, observa-se o restabelecimento gradual do sincronismo com a concessionária, minimizando perturbações transitórias.

Dessa forma, a Figura 7 evidencia que o BESS contribui diretamente para a estabilidade dinâmica da microrrede, garantindo continuidade do fornecimento de energia e melhor controle da frequência elétrica durante eventos de falha da rede principal.

Figura 7 –Frequência do sistema com e sem BESS

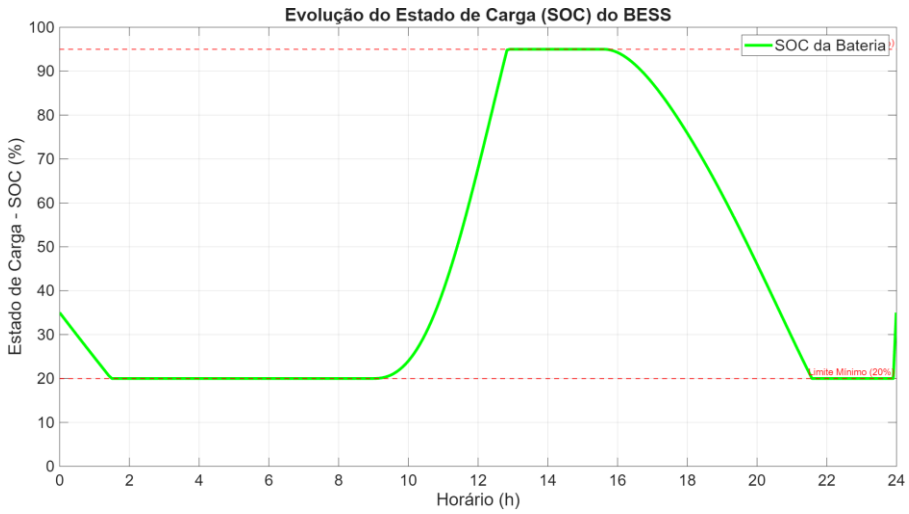


(Fonte: Autoria própria, 2026)

A Figura 8, apresenta a evolução temporal do Estado de Carga (SoC) do sistema BESS durante o ciclo operacional da microrrede.

Observa-se que, durante o período da manhã, o banco de baterias realiza carregamento progressivo utilizando o excedente energético proveniente da geração fotovoltaica.

Figura 8 – Estado de carga do BESS



(Fonte: Autoria própria, 2026)

Durante o evento de ilhamento, o *BESS* assume papel central no fornecimento de potência ativa para manutenção das cargas críticas, atuando como referência de tensão e frequência da microrrede. Os sistemas BESS são elementos essenciais para estabilidade dinâmica em microrredes operando de forma isolada.

Além disso, a rápida elevação do *SoC* entre 08h e 11h demonstra elevada eficiência no carregamento utilizando energia fotovoltaica, preparando o sistema para suportar eventos de contingência e operação ilhada.

Os resultados confirmam a eficiência da estratégia de gerenciamento energético adotada, garantindo simultaneamente estabilidade operacional, continuidade de fornecimento e preservação dos ativos energéticos.

5. CONCLUSÃO

Os resultados obtidos ao longo das simulações computacionais demonstraram, de forma consistente, que a utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) integrados a microrredes inteligentes proporciona ganhos operacionais significativamente superior quando comparados aos sistemas fotovoltaicos convencionais. A análise comparativa evidenciou que os sistemas tradicionais apresentam uma dependência crítica da rede da concessionária. Devido à atuação obrigatória da proteção anti-ilhamento durante falhas na rede pública, estes sistemas mostram-se incapazes de sustentar as cargas locais, resultando no colapso total de tensão, perda de frequência e interrupção do fornecimento energético.

Em contrapartida, a microrrede equipada com o sistema BESS exibiu um elevado nível de estabilidade dinâmica e autonomia. A atuação do inversor em modo *grid-forming* permitiu estabelecer localmente as referências de tensão e frequência, garantindo a continuidade do fornecimento e uma operação segura em modo ilhado. Adicionalmente, o banco de baterias desempenhou um papel fundamental no balanço energético do sistema, absorvendo os excedentes de geração fotovoltaica nos períodos de elevada irradiância e fornecendo potência ativa nos horários de pico da procura residencial. Esta abordagem mitigou eficazmente o fluxo reverso de potência e suavizou a curva de procura líquida, minimizando os impactos severos da inserção massiva de geração distribuída nos alimentadores de distribuição.

O alívio sistemático do carregamento nos alimentadores resultou em impactos benéficos diretos na subestação a montante. Ao reduzir a magnitude da corrente elétrica circulante nos períodos de maior demanda, mitigaram-se as perdas por efeito Joule nos condutores e nos enrolamentos dos transformadores. Essa redução do estresse elétrico e térmico promoveu uma diminuição expressiva na temperatura operacional dos barramentos da subestação e demais ativos de potência. Consequentemente, essa atenuação térmica desacelera o processo de degradação dos materiais isolantes, prolongando a vida útil dos equipamentos e elevando os índices de confiabilidade e segurança da instalação.

O sistema de gestão inteligente de energia (EMS) também se mostrou altamente eficiente no controlo dinâmico do fluxo energético, na regulação do estado de carga (SoC) das baterias e na execução de estratégias de *peak shaving*. Esta atuação coordenada entre o EMS, o inversor bidirecional e o banco de baterias aderiram uma enorme flexibilidade operacional à rede, assegurando que os níveis de tensão permanecessem próximos dos valores nominais e a frequência estabilizada em torno de 60 Hz, mesmo sob condições transitórias e contingências severas. Ademais, a implementação do controlo gradual de potência reduziu transientes abruptos, preservando a integridade física dos componentes eletroeletrônicos.

Diante do cenário brasileiro, caracterizado pela expansão acelerada da geração distribuída e pela premente necessidade de modernização das redes elétricas, as microrredes inteligentes com sistemas BESS consolidam-se como uma solução tecnicamente robusta e estratégica. Elas promovem uma transformação estrutural no

paradigma operacional do setor, oferecendo caminhos viáveis para uma infraestrutura elétrica mais resiliente, estável e sustentável. Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a realização de uma análise de viabilidade económica associada aos custos de degradação química das baterias ao longo do ciclo de vida útil, bem como a validação experimental destes modelos de controlo em plataformas de simulação em tempo real (*Hardware-in-the-Loop*).

REFERÊNCIAS

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. *Diário Oficial da União*: Brasília, DF, 2022.

CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR. *What the duck curve tells us about managing a green grid*. California, 2016.

DENHOLM, P. *et al. Overgeneration from solar energy in California: a field guide to the duck chart. National Renewable Energy Laboratory*, 2015.

DIVYA, K. C.; ØSTERGAARD, Jacob. Battery energy storage technology for power systems: an overview. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009.

DUNN, B. *et al. Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. Science*, v. 334, 2011.

EID, C. *et al. Optimal allocation of distributed generation. Electric Power Systems Research*, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Armazenamento de energia: perspectivas para o sistema elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano decenal de expansão de energia 2033*. Brasília, DF, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano decenal de expansão de energia 2034*. Brasília, 2024.

GRADITI, Giuseppe *et al. Grid-connected distributed generation systems: review of current integration requirements and control methods. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 42, p. 543–560, 2016.

GUERRERO, Josep M. *et al. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids: a general approach toward standardization. IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2011.

HATZIARGYRIOU, Nikos *et al. Microgrids. IEEE Power and Energy Magazine*, v. 5, n. 4, p. 78–94, 2007.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. *IEEE Std 1547-2018: IEEE* standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. New York: IEEE, 2018.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. *IEEE Std 2030.7-2017: IEEE standard for the specification of microgrid controllers*. New York: IEEE, 2017.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. *IEEE Std 2030.8-2018: IEEE standard for the testing of microgrid controllers*. New York: IEEE, 2018.

JOHNSON, Brian B. *et al. Review of grid-forming inverters in renewable energy systems. IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 36, n. 2, p. 1239–1250, 2021.

KATIRAEI, Farid; IRAVANI, M. R. Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 4, p. 1821–1831, 2006.

KERSTING, William H. *Distribution system modeling and analysis*. 4. ed. Boca Raton: CRC Press, 2017.

LASSETER, Robert H. MicroGrids. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. New York: IEEE, 2002. p. 305–308.

LOPES, José Peças *et al. Defining control strategies for MicroGrids islanded operation. IEEE Transactions on Power Systems*, 2006.

LOPES, José Peças *et al. Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities. Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 9, p. 1189–1203, 2007.

LUND, Henrik. *Renewable energy systems: a smart energy systems approach to the choice and modeling of 100% renewable solutions*. 2. ed. Cambridge: Academic Press, 2014.

LUND, Henrik et al. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015.

MENDES, A.; SILVA, L. Análise do fluxo reverso em sistemas com alta penetração fotovoltaica. *Revista Brasileira de Energia*, 2022.

MOHAMED, Yasser Abdel-Rady I.; EL-SAADANY, Ehab F. Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability for paralleled inverters in distributed generation microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2008.

MORAIS, Hugo et al. Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area. *Renewable Energy*, 2010.

OLIVARES, Daniel E. *et al. Trends in microgrid control. IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Integração de fontes renováveis ao sistema interligado nacional*. Brasília, 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Relatórios de integração de geração distribuída*. Brasília.

PARHIZI, Sina *et al. State of the art in research on microgrids: a review. IEEE Access*, 2015.

TON, Dan; SMITH, Merrill. The U.S. Department of Energy's microgrid initiative. *The Electricity Journal*, 2012.

TONKOSKI, Reinaldo; TURCOTTE, David; EL-FOULY, Tarek H. M. Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 3, n. 3, p. 518–527, 2012.

TURITSYN, Konstantin *et al. Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators. Proceedings of the IEEE*, v. 99, n. 6, p. 1063–1073, 2011.

ULBIG, Andreas; ANDERSSON, Göran. Analyzing operational flexibility of electric power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 72, p. 155–164, 2015.

ZENG, Zhigang *et al. State-of-charge estimation of lithium-ion battery based on adaptive extended Kalman filter. Energies*, v. 12, n. 5, p. 892, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília, DF, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015*. Altera a Resolução Normativa nº 482/2012. Brasília, DF, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST – módulo 3: acesso ao sistema de distribuição*. Brasília, DF, 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST – módulo 8: qualidade da energia elétrica*. Brasília, DF, 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Painel de informações de geração distribuída*. Brasília, 2024

BRONDANI, Giovana Bortoluzzi; SAUSEN, Jordan Passinato; ABAIDE, Alzenira da Rosa. Modelagem da curva de carga de transformadores de distribuição. Brazilian Journal of Development, Curitiba, v. 7, n. 1, p. 3331-3340, jan. 2021. Disponível em: https://doi.org/10.34117/bjdv7n1-225.

NASCIMENTO, Rafaela et al. Case Study of Backup Application with Energy Storage in Microgrids. Energies, v. 15, n. 24, p. 9514, dez. 2022. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en15249514.

ABU-RUB, Q.; MALINOWSKI, M.; AL-HADDAD, K. Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications. Chichester: Wiley-IEEE Press, 2014.

CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (CAISO). What the duck curve tells us about managing a green grid. Folsom: CAISO, 2020. Disponível em: https://www.caiso.com. Acesso em: 7 jun. 2026.

HILL, C. A. et al. Low-cost battery storage system for microgrid applications. IEEE Transactions on Smart Grid, New York, v. 3, n. 4, p. 2200-2207, 2012.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 1547-2018: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. New York: IEEE, 2018.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 2030.7-2017: IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. New York: IEEE, 2017.

JOHNSON, B. et al. Battery energy storage system controls for microgrid applications. IEEE Transactions on Industry Applications, New York, v. 57, n. 2, p. 1100-1110, 2021.

LUND, H. Renewable Energy Systems: A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions. 2. ed. London: Academic Press, 2014.

ULBIG, A.; ANDERSSON, G. Analyzing operational flexibility of electric power systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, [S. l.], v. 72, p. 155-164, 2015.

Esta obra está licenciada com Licença Creative Commons Atribuição-Não Comercial 4.0 Internacional.