RGe ISSN: 2177-3246

ANÁLISE DOS REQUISITOS TÉCNICOS PARA A CONEXÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS (SAE-B) À REDE DE TRANSMISSÃO NO BRASIL

ANALYSIS OF THE TECHNICAL REQUIREMENTS FOR CONNECTING BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS (BAS) TO THE TRANSMISSION GRID IN BRAZIL

ANÁLISIS DE LOS REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍAS (BAS) A LA RED DE TRANSMISIÓN EN BRASIL

10.56238/revgeov17n5-117

Bruno Nascimento Ceotto
Mestrando em Montagem Industrial
Instituição: Universidade Federal Fluminense
E-mail: bceotto@id.uff.br
Orcid: https://orcid.org/0009-0007-9493-6561
Lattes: http://lattes.cnpq.br/0816881681970461

Paulo Roberto Duailibe Monteiro
Doutor em Engenharia Civil
Instituição: Universidade Federal Fluminense
E-mail: prdmonteiro@id.uff.br
Orcid: https://orcid.org/0000-0002-7376-9115
Lattes: http://lattes.cnpq.br/6842845032046691

RESUMO
Este artigo explora os requisitos técnicos para a conexão de Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAE-B) à rede de transmissão brasileira, com foco na Nota Técnica ONS DPL 0111/2025. Analisa a distinção fundamental entre inversores *grid-following* e *grid-forming*, sendo este último um requisito central da nova regulamentação. O documento fornece uma análise comparativa entre as diretrizes do ONS e padrões internacionais, como o IEEE Std 2800-2022, e as especificações funcionais do White Paper da NERC. A análise destaca a aderência da regulamentação brasileira às melhores práticas globais em critérios de desempenho, como a suportabilidade a variações de tensão e frequência e a capacidade de resposta dinâmica, contextualizando a regulação brasileira no cenário global de integração de recursos de energia baseados em inversores.

Palavras-chave: SAE-B – Sistemas de Armazenamento de Energia por Bateria. Inversores.

ABSTRACT
This article explores the technical requirements for connecting Battery Energy Storage Systems (BESS) to the Brazilian transmission grid, focusing on ONS Technical Note DPL 0111/2025. It analyzes the fundamental distinction between grid-following and grid-forming inverters, the latter being a central requirement of the new regulation. The document provides a comparative analysis

between ONS guidelines and international standards, such as IEEE Std 2800-2022, and the functional specifications of the NERC White Paper. The analysis highlights the adherence of Brazilian regulation to global best practices in performance criteria, such as the ability to withstand voltage and frequency variations and dynamic response capability, contextualizing the Brazilian regulation within the global scenario of inverter-based energy resource integration.

Keywords: Technical Requirements for Grid Connection. BESS. IBR. Grid Forming.

RESUMEN

Este artículo explora los requisitos técnicos para la conexión de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BAS) a la red de transmisión brasileña, centrándose en la Nota Técnica DPL 0111/2025 de la ONS. Analiza la distinción fundamental entre inversores seguidores de red e inversores formadores de red, siendo estos últimos un requisito central de la nueva normativa. El documento ofrece un análisis comparativo entre las directrices de la ONS y las normas internacionales, como la IEEE Std 2800-2022, y las especificaciones funcionales del Libro Blanco de la NERC. El análisis destaca la adhesión de la normativa brasileña a las mejores prácticas globales en criterios de rendimiento, como la capacidad de resistencia a variaciones de tensión y frecuencia y la capacidad de respuesta dinámica, contextualizando la normativa brasileña dentro del escenario global de integración de recursos energéticos basados en inversores.

Palabras clave: BAS – Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías. Inversores.

1 INTRODUÇÃO

O Acordo de Paris, firmado por 195 países no ano de 2015, teve como objetivo combater as mudanças climáticas, estabelecendo um esforço conjunto para manter o aumento de temperatura abaixo de 2ºC até o fim do século (MMA) [1]. A adesão dos países a esse acordo tem contribuído para uma escalada de investimento na descarbonização da matriz energética global. Se destacam nesse contexto, os elevados investimentos em energias renováveis e em mobilidade elétrica, como formas de impulsionar a redução de emissões de gases de efeito estufa para atingir as metas estabelecidas.

No que tange às energias renováveis, no Brasil fica evidente o reflexo dessas medidas se avaliado a capacidade instalada na matriz elétrica. Ao analisar o Balanço Energético Nacional (BEN), relatório publicado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é possível verificar que em 2023 as fontes solar e eólica, juntas, já representavam 20% da capacidade instalada do país (EPE, 2024) [2], um aumento de aproximadamente 300% em se comparada a matriz energética brasileira de 2016, no qual essas fontes, somadas, possuíam uma participação de apenas 6,7% (EPE, 2017) [3].

Embora essa transição seja fundamental para as metas de descarbonização, a crescente penetração de fontes de geração conectadas por inversores (Inverter-Based Resources – IBR) alterou de forma significativa o desempenho dinâmico dos sistemas elétricos de potência, introduzindo desafios relacionados à operação e a estabilidade da rede elétrica (ONS, 2025) [4]. Eventos recentes, como o grande apagão que afetou a Península Ibérica em abril de 2025, evidenciam as fragilidades de redes com alta participação de IBRs. (EPRI, 2025) [5]. A operação de IBRs com fator de potência fixo e o atraso na implementação de protocolos de controle de tensão foram apontadas como as principais causas do colapso, evidenciando a necessidade urgente de soluções que possam emular as características estabilizadoras dos geradores síncronos tradicionais (EPRI, 2025) [5].

A natureza dos inversores convencionais, conhecidos como seguidores de rede, *grid-following* (GFL), que dependem de um sinal de tensão de referência (geradores síncronos) para operar, resulta em uma diminuição da inércia rotacional do sistema, tornando a rede mais vulnerável a perturbações de frequência e tensão (NERC, 2019) [6].

Nesse contexto, os Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAE-B) equipados com inversores formadores de rede, *grid-forming* (GFM) emergem como uma tecnologia chave, capaz de fornecer suporte de tensão e frequência de forma autônoma, fortalecendo a resiliência da rede (Matevosyan, 2022) [7]. Atento a essa necessidade, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) publicou a Nota Técnica NT-ONS DPL 0111/2025 (ONS, 2025) [8], estabelecendo os critérios para a conexão de SAE-B à rede de transmissão. Os critérios de conexão, ao exigirem que esses sistemas possuam capacidade GFM, alinham o Brasil às melhores práticas internacionais para garantir a segurança e a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) diante da contínua expansão das fontes renováveis. A maior parte dos requisitos técnicos segue o que já é estipulado para outros agentes

no Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2025) [9] , porém a exigência de inversores formadores de rede é um diferencial para os SAE-B.

Paralelamente, o Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria Nº 878, de 7 de novembro de 2025 (MME, 2025) [10], sinalizou a importância estratégica do armazenamento de energia ao estabelecer as diretrizes para o primeiro Leilão de Reserva de Capacidade dedicado a baterias – LRCAP Armazenamento, previsto para 2026. A portaria, que também menciona a necessidade de conformidade com requisitos GFM, reforça o papel dos SAE-B não apenas como meio de atender a demanda para auxiliar na garantia de segurança energética do país, mas como pilar para a estabilidade elétrica, viabilizando uma integração ainda maior de fontes renováveis intermitentes na matriz energética nacional. Nesse sentido, o presente artigo tem como objetivo avaliar os critérios técnicos de conexão exigidos pelo ONS para conexão de SAE-B ao SIN e compará-los com com as recomendações do (IEEE, 2022) [11] e com as especificações funcionais do White Paper da NERC (NERC, 2023) [20], destacando a aderência da regulamentação brasileira às melhores práticas globais.

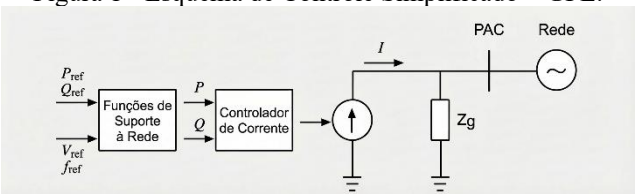
2 INVERSORES GRID-FOLLOWING E GRID-FORMING

O controle GFL é a tecnologia mais empregada em inversores de plantas solares, eólicas e em sistemas de armazenamento de energia por baterias em operação atualmente (UNIFI, 2023) [12]. Apesar de princípios de funcionamento diferentes, sob operações em regime permanente, tanto os conversores GFM quanto os GFL controlam a injeção de potência ativa e reativa na rede de acordo com as condições operacionais reais, respeitando as limitações físicas internas de tensão e corrente do conversor. (Rocabert, 2012) [13]. No entanto, as principais diferenças entre os dois tipos de conversores podem ser identificadas na reação a um evento na rede e em seu comportamento em condições de rede fraca (Rosso, 2020) [14]. Dessa forma, a escolha da tecnologia tem implicações diretas na estabilidade e resiliência do sistema elétrico (Zuo, 2021) [15].

2.1 INVERSORES GRID-FOLLOWING (GFL)

Operam como fontes de corrente controlada. Sua operação depende de um sistema de *Phase-Locked Loop* (PLL) para rastrear o ângulo e a frequência da tensão da rede. Eles injetam uma corrente controlada para entregar a potência ativa e reativa desejada, mas são passivos em relação à formação da tensão da rede. Em sistemas com baixa inércia, a dependência do PLL pode levar a instabilidades e falhas de sincronismo, pois o inversor não contribui ativamente para a estabilidade da frequência e tensão (Syahbani,2025) [16].

Figura 1 - Esquema de Controle Simplificado – GFL.

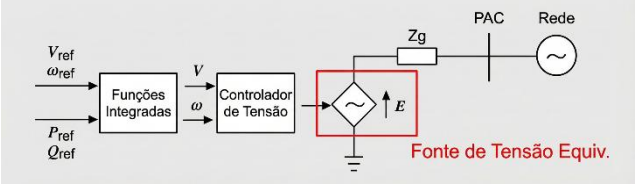


Fonte: Elaborado pelo autor. Adaptado de Sungrow.

2.2 INVERSORES GRID-FORMING (GFM)

Em contraste, os inversores GFM operam como fontes de tensão controlada, estabelecendo ativamente o ângulo e a magnitude da tensão em seus terminais, comportando-se de forma análoga a um gerador síncrono (Tina, 2024) [17]. Eles criam seu próprio referencial de tensão e não dependem de um PLL para sincronizar. A principal diferença conceitual reside no comportamento durante eventos de rede: enquanto o GFL tenta manter o fasor de corrente constante, o GFM mantém o fasor de tensão interna, permitindo uma variação quase instantânea da corrente para suportar o sistema (Rosso, 2020) [14]. Essa característica é fundamental para o *Fault Ride-Through* (FRT) e para a estabilidade em redes fracas (Rosso, 2020) [14].

Figura 2 - Esquema de Controle Simplificado – GFM.



Fonte: Elaborado pelo autor. Adaptado de Sungrow.

A combinação de GFM com Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAE-B) é considerada uma solução chave para a estabilidade de redes com alta penetração de IBRs, oferecendo vantagens cruciais (Yusuf, 2023) [18], (IEEE, 2024) [19]:

- Inércia Virtual: O GFM emula a inércia rotacional dos geradores síncronos (limitada pela energia armazenada no BESS), fornecendo uma resposta de potência ativa quase instantânea a distúrbios de frequência, o que é vital em redes de baixa inércia (NERC, 2023) [20].
- Amortecimento de Oscilações: A resposta inerente do GFM contribui para o amortecimento de oscilações de baixa frequência, melhorando a estabilidade do sistema.
- Suporte de Tensão Autônomo: O GFM pode manter a tensão em seus terminais de forma autônoma, fornecendo suporte de tensão e potência reativa de forma rápida e inerente, melhorando a suportabilidade a faltas (LVRT/HVRT) (Chen, 2024) [21].
- Capacidade de Black-Start: A capacidade de criar um referencial de tensão permite que os SAE-B GFM iniciem a energização de uma parte da rede após um apagão (black-start), um serviço essencial para a resiliência do sistema (Laaksonen, 2023) [22].

3 NOTA TÉCNICA NT-ONS DPL 0111/2025

A Nota Técnica NT-ONS DPL 0111/2025 representa um marco regulatório para a integração de Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAE-B) no Brasil. Seu objetivo principal é definir os requisitos técnicos mínimos para a conexão desses ativos às instalações de transmissão, garantindo que sua operação contribua para a estabilidade e a confiabilidade do SIN.

Entre os principais pontos da NT-ONS DPL 0111/2025, destacam-se os requisitos específicos para a operação em modo GFM, que incluem: a capacidade de manter a tensão em seus terminais de forma autônoma; fornecer respostas dinâmicas e praticamente instantâneas de potência ativa e reativa para controlar o fasor de tensão; prover amortecimento a oscilações sistêmicas; e possuir capacidade de sobrecorrente transitória para contribuir com a seletividade das proteções durante curtos-circuitos. Além disso, a norma estabelece critérios de suportabilidade a afundamentos e elevações de tensão e frequência, e requisitos para o controle de tensão, potência reativa e participação no controle primário de frequência, alinhando a performance esperada dos SAE-B à de geradores síncronos.

Os requisitos de desempenho para ativos que contem com unidades geradoras através de IBRs, como usinas eólicas e solares, são tradicionalmente definidos no Submódulo 2.10 – “Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”, dos Procedimentos de Rede do ONS. Esses requisitos foram concebidos para garantir que tais usinas não causem degradação da estabilidade do sistema e possam suportar distúrbios na rede. As exigências incluem curvas de suportabilidade a variações de tensão e frequência (LVRT/HVRT e LFRT/HFRT), capacidade de injeção de corrente reativa durante faltas e a obrigação de operar dentro de uma faixa de fator de potência para auxiliar no controle de tensão. Contudo, esses requisitos foram majoritariamente desenvolvidos para inversores GFL.

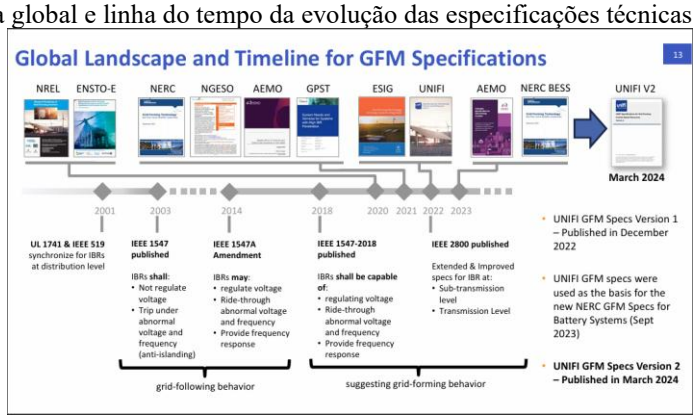
A NT-ONS DPL 0111/2025 do ONS estabelece para os SAE-B um conjunto de requisitos mais rigorosos do que os exigidos para usinas solares no Submódulo 2.10, refletindo o papel ativo que se espera desses ativos na estabilidade do sistema. Enquanto as usinas solares, operando majoritariamente com estratégia de controle GFL, devem suportar variações de tensão e frequência para permanecerem conectadas, os SAE-B (obrigatoriamente GFM) devem, além disso, atuar ativamente para corrigir esses desvios. Por exemplo, no quesito de injeção de corrente reativa, a NT-ONS DPL 0111/2025 exige uma resposta dinâmica e proporcional ao desvio de tensão, enquanto o Submódulo 2.10 foca na injeção de corrente durante faltas para suportar a tensão. A capacidade de sobrecorrente transitória, exigida na NT-ONS DPL 0111/2025, é outra diferença fundamental, pois permite que os SAE-B contribuam para a corrente de curto-circuito, algo que os inversores GFL convencionais não fazem com a mesma eficácia. Na tabela 2 da NT-ONS DPL 0111/2025 é requerido que planta seja capaz de manter suas características de fonte de tensão, bem como desempenho íntegro, caso o sistema demande até 150% da corrente nominal ao longo de um período de 5 segundos, durante excursões de tensão e frequência,

em eventos transitórios. Na prática, isso exige que os conversores possuam equipamentos especificados para uma faixa de potência 50% superior do que a necessária em regime, encarecendo o projeto dos conversores. Esse fator também contribui para uma dificuldade de adaptação dos inversores existentes GFL para operar como GFM.

4 COMPARAÇÃO DE REQUISITOS TÉCNICOS ENTRE NT-ONS DPL 0111/2025 E NERC WHITE PAPER: GRID FORMING FUNCTIONAL SPECIFICATIONS FOR BPS-CONNECTED BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS

Um panorama global e linha do tempo da evolução das especificações técnicas de inversores GFM é apresentado na Figura 3 abaixo (NREL, 2024) [23].

Figura 3 - panorama global e linha do tempo da evolução das especificações técnicas de inversores GFM.



Fonte: NREL

No que tange à especificação de conversores GFM para aplicação em BESS conectados em sistemas de transmissão, a relevância de analisar o White Paper da NERC, "*Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems*" de 2023 para a NT-ONS DPL 0111/2025 reside no fato de que a NERC, como entidade reguladora de confiabilidade da América do Norte, estabelece os padrões técnicos mais rigorosos e amplamente aceitos para a segurança e estabilidade de sistemas de grande porte. Portanto, a comparação com o documento da NERC permite validar a robustez técnica da NT-ONS DPL 0111/2025 e contextualizar a exigência brasileira de GFM dentro das melhores práticas globais para a integração segura de Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAE-B) em redes de transmissão.

4.1 CAPACIDADE DE OPERAR COM CONTROLE GFM E GFL

O White Paper da NERC descreve que em locais cuja entidade responsável pelo sistema observe alguma dificuldade na implementação de requisitos de controle estritamente GFM, as diretrizes técnicas devem requisitar que os inversores e conversores possuam os dois tipos de controle.

Isso permitirá que o operador possa ir realizando testes de integração, minimizando riscos operacionais e contribuindo para estabilidade do sistema.

Ao avaliar a NT-ONS DPL 0111/2025, pode ser verificado no item 4.2 que o ONS segue a recomendação da o White Paper da NERC no que tange à adoção da exigência dos inversores e conversores possuírem opcionalidade de operar nas duas formas de controle. Tal fato é interessante visto que se trata de um movimento inicial da adoção de IBRs com controle GFM na rede elétrica nacional e pode ser necessário a utilização dos controles GFL convencionais situacionalmente a depender dos resultados dos estudos e simulações de desempenho sistêmico.

4.2 CAPACIDADE DE REGISTRAR FALTAS

O documento da NERC descreve que é imprescindível a capacidade de registrar eventos indesejáveis da rede elétrica de forma a proporcionar uma verificação do desempenho dos IBRs operando como GFM.

Ao avaliar a NT-ONS DPL 0111/2025, no item 3.3 é verificado o requisito de necessidade da instalação de Registradores Digitais de Perturbações (RDP) nas instalações de SAE-B conectados ao sistema de transmissão brasileiro. Tal critério já era obrigatório para instalações que fazem parte ou fronteira com a Rede Básica, conforme estabelecido no item 5 do Submódulo 2.11 – “Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção” (ONS, 2024) [24] Além deste requisito, os sistemas de proteção e de telecomunicações também deverão atender aos demais itens já estabelecidos no submódulo.

4.3 ATENDIMENTO A IEEE STANDARD 2800-2022

O White Paper da NERC descreve que os requisitos de performance dos IBRs conectados ao sistema de transmissão que são sugeridos no documento IEEE 2800 também devem ser aplicáveis aos IBRs com controle GFM e que exceções deverão ser tratadas pelos responsáveis pela operação do sistema. Ao avaliar a NT-ONS DPL 0111/2025 percebe-se que a IEEE Std 2800-2022 foi exatamente a referência técnica utilizada pelo ONS para definição dos requisitos impostos aos inversores dos SAE-B.

4.4 QUALIDADE DO MODELO MATEMÁTICO E TESTES DE PERFORMANCE

A NERC através da documentação previamente citada, explicita que é de extrema importância que seja garantida a qualidade dos modelos matemáticos dos controladores dos IBRs. Tal fato é pré-requisito fundamental para posterior realização de estudos de confiabilidade elétrica utilizando os modelos. Dessa forma é recomendado a comparação de modelos fornecidos por fabricantes com testes de campo ou testes do tipo *hardware-in-the-loop (HIL).* Essa temática torna-se ainda mais relevante

após a perturbação que afetou gravemente o funcionamento do SIN em 15 de agosto de 2023, que teve início com o desligamento automático da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II. Na ocasião aproximadamente 24,4GW de cargas foram cortadas do sistema. Por meio do Relatório de Análise de Perturbação - RAP 00012/2023 uma das conclusões do ONS relata que o desempenho dos controles em campo, de usinas eólicas e fotovoltaicas, em especial no que tange à capacidade de suporte dinâmico de potência reativa, foi muito aquém dos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes e representados na base de dados oficial de transitórios eletromecânicos do ONS [25].

Os seguintes testes são recomendados pela NERC para verificação da operação em modo GFM:

- Faltas balanceadas e desbalanceadas;
- Perturbação da tensão da rede – mudança abrupta na magnitude e fase;
- Perturbação da frequência da rede – mudança abrupta na frequência e rampa de frequência em taxas lentas e rápidas de variação de frequência (ROCOF)
- Mudança abrupta no comando de despacho de potência ativa e reativa
- Perda do último gerador síncrono
- Rejeição de carga

Ao longo da NT-ONS DPL 0111/2025, mais precisamente no capítulo 3.2 são apresentados os critérios de modelos matemáticos de simulação exigidos pelo ONS para conexão de SAE-B no SIN. São requisitados modelos de sequência positiva para o software ANATEM do CEPEL, para elaboração de estudos de transitórios eletromecânicos. Para elaboração de estudos eletromagnéticos, são requisitados modelos trifásicos no domínio do tempo no software PSCAD da *Manitoba Hydro International Ltd*. É exigido que os modelos para estudos eletromagnéticos sejam validados com testes Controller Hardware-in-the-loop" (C-HIL), em linha com o que é estipulado pela NERC.

No Anexo I da NT-ONS DPL 0111/2025, são listados os testes para comprovação da capacidade de operação como GFM. São eles:

- Reação de potência ativa frente a salto de fase da tensão no sistema:
- Reação de potência reativa frente a degrau de tensão no sistema:
- Desconexão da última máquina síncrona.

5 CONCLUSÃO

A publicação da Nota Técnica ONS DPL 0111/2025 e as diretrizes da Portaria MME Nº 878/2025 consolidam um novo paradigma para a integração de recursos de armazenamento no Brasil. A exigência da capacidade GFM para os SAE-B é uma medida proativa e tecnicamente robusta, que visa endereçar os desafios de estabilidade impostos pela transição energética antes que se tornem restrições operacionais críticas. Ao posicionar os SAE-B como ativos capazes de fornecer serviços

sistêmicos análogos aos de geradores síncronos, a regulamentação brasileira não apenas garante a segurança do SIN, mas também maximiza o potencial de integração de fontes renováveis, possivelmente reduzindo a necessidade de investimentos em soluções de reforço de rede mais onerosas.

A análise comparativa com padrões e práticas internacionais demonstra que o Brasil está alinhado com as tendências globais, ao tornar mandatória a utilização tecnologia que outros operadores de sistema ainda tratam como uma recomendação. A implementação bem-sucedida desses requisitos será fundamental para assegurar uma matriz elétrica cada vez mais limpa, resiliente e confiável para o futuro.

REFERÊNCIAS

1. BRASIL. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). Acordo de Paris. Disponível em: https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-deparis.html#:~:text=O%20compromisso%20ocorre%20no%20sentido,acima%20dos%20n%C3%ADveis%20pr%C3%A9%2Dindustriais. Acesso em: fev. 2025.

2. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional (BEN) 2024: Ano base 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben. Acesso em: fev. 2025.

3. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional (BEN) 2017: Ano base 2016. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben. Acesso em: fev. 2025.

4. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. RT ONS DGL 0189 / 2025 - DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVA DA EVOLUÇÃO DOS CORTES DE GERAÇÃO NO BRASIL. MAIO 2025.

5. ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. Iberian Peninsula Blackout Report 2025.

6. NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC). *Reliability Guideline: IBR Interconnection Requirements Improvements*. Sep. 2019.

7. MATEVOSYAN, J. Benefits of Grid-Forming Energy Storage Resources: A Unique Window of Opportunity in ERCOT. Energy Systems Integration Group, Sep. 2022.

8. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Nota Técnica NT-ONS DPL 0111/2025: Requisitos técnicos mínimos para a conexão de sistemas de armazenamento de energia via baterias*. Versão 1. 24 set. 2025.

9. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Procedimentos de Rede. Revisão 2025.02. 01 mar. 2025.

10. BRASIL. Ministério de Minas e Energia. *Portaria MME Nº 878, de 7 de novembro de 2025*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 nov. 2025

11. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). *IEEE Std 2800-2022: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*. 2022.

12. UNIFI. “Value Proposition for Grid-Forming (GFM) Inverters”. 2023.

13. J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, ”Control of power converters in AC microgrids,” IEEE Trans. Power Electron., vol. 27, no. 11, Nov. 2012, pag. 4734, 4749.

14. Rosso, R; Wang, XF; (...); Engelken, S. 12th Annual IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (IEEE ECCE) 2020. 2020 IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION (ECCE), pp.4292-4299.

15. ZUO, Y. et al. Performance assessment of grid-forming and grid-following converter-interfaced battery energy storage systems on frequency regulation in low-inertia power grids. Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 43, 2021

16. SYAHBANI, M. A. et al. Performance enhancement of grid-forming inverter-based microgrid with battery energy storage system. Energy Reports, v. 11, 2025.

17. TINA, G. M. et al. The Impact of Grid-Forming vs. Grid-Following Converters on Frequency Regulation Service Provision. Energies, v. 17, n. 23, 2024.

18. YUSUF, S. et al. A Comprehensive Review on Grid-forming Inverter: Potential and Future Trends. Majlesi Journal of Electrical Engineering, v. 17, n. 4, 2023.

19. IEEE PES. Grid-Forming Inverter-Based Resource Research Landscape. IEEE Power and Energy Society, Mar. 2024.

20. NERC. White Paper: Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems. Sep. 2023.

21. CHEN, X. et al. Control damping enhancement method of grid-forming converter-interfaced battery energy storage system. Journal of Energy Storage, v. 84, 2024.

22. H. Laaksonen, "Improvement of Power System Frequency Stability With Universal Grid-Forming Battery Energy Storages," in IEEE Access, vol. 11, pp. 10826-10841, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3241229.

23. NREL. Introduction to Grid Forming Inverters – a Key to Transforming our Power Grid. Disponível em: docs.nrel.gov/docs/fy24osti/90256.pdf. Acesso em 23/11/2025.

24. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Submódulo 2.11 - Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção. Procedimentos de Rede. Revisão 2024.05. 01 jun. 2024.

25. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). RELATÓRIO DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÃO - RAP 00012/2023 - ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 15/08/2023 ÀS 08H30MIN. Outubro de 2023.