

## Adaptação da Equação de Swing para Inércia Sintética em Fontes Renováveis

**Luiz Fernando M. Arruda**  
luiz.arruda@ieee.org  
0000-0002-9159-2245  
Universidade Federal de  
Santa Catarina

**Guilherme Beck Lemos**  
guibel2001@gmail.com  
0009-0007-1188-6950  
Universidade Federal de  
Santa Catarina

**Roberto Francisco Coelho**  
roberto.coelho@gmail.com  
0000-0002-4672-0885  
Universidade Federal de  
Santa Catarina

**Denizar Cruz Martins**  
denizar.martins@gmail.com  
0000-0002-0806-1831  
Universidade Federal de  
Santa Catarina

**Abstract** – Este artigo apresenta uma nova estratégia de controle para inversores fotovoltaicos de pequeno porte, visando à introdução de inércia sintética no lado da rede elétrica. Com o aumento da participação de fontes renováveis e, conseqüentemente, a redução da participação de geradores síncronos convencionais, a estabilidade da rede pode ser comprometida, uma vez que inversores fotovoltaicos não possuem inércia inerente. Para contornar esse problema, propõe-se um modelo baseado no controle de corrente do barramento CC, integrando um inversor fotovoltaico monofásico de dois estágios a um conversor bidirecional conectado a um banco de baterias. Esse sistema, quando conectado à rede, atua como uma fonte de inércia sintética, utilizando a carga e descarga das baterias para suavizar transições de potência e melhorar a estabilidade da rede elétrica. O modelo é fundamentado na Equação de Swing dos geradores síncronos, adaptada para inversores fotovoltaicos. A estratégia proposta busca replicar a resposta inercial dos geradores convencionais, reduzindo oscilações e melhorando a resposta dinâmica do sistema. Simulações realizadas em um inversor monofásico de 3 kW demonstram que o método aumenta o tempo de resposta às variações de potência e garante transições mais suaves. Os resultados indicam que essa abordagem pode ser uma solução promissora para ampliar a participação de fontes renováveis na matriz energética global sem comprometer a estabilidade da rede.

**Keywords** – Inércia Sintética, Inversor Fotovoltaico, Controle Adaptativo de Corrente no Barramento CC, Estabilidade da Rede Elétrica, Conversor Boost, Rastreamento de Ponto de Máxima Potência (MPPT).

Recebido em: 01/04/2026  
Revisado em: 03/04/2026  
Aprovado em: 07/04/2026

### 1 INTRODUÇÃO

A eletrificação das cidades foi uma das grandes conquistas da engenharia do século XX, impulsionando avanços sociais e econômicos significativos para as civilizações. No entanto, cerca de 1 bilhão de pessoas ainda vive sem acesso à energia elétrica, o que reforça a necessidade de expandir a geração de energia elétrica para garantir maior qualidade de vida e desenvolvimento sustentável. Nesse contexto, a crescente adoção de fontes renováveis, como a energia solar e eólica, tem sido uma alternativa viável

para a descentralização da matriz energética e a redução da dependência de combustíveis fósseis [1], [2].

Além da necessidade de universalizar o acesso à eletricidade, a transição energética global busca reduzir a participação de fontes não renováveis, como carvão e petróleo, e promover soluções sustentáveis com baixa emissão de carbono [3]. Esse movimento tem levado a um aumento expressivo na geração de energia renovável ao longo da última década. De acordo com [4], entre 2013 e 2024, a produção global de energia elétrica aumentou em aproximadamente 6.000 TWh, sendo que a geração fotovoltaica cresceu 725% (de 197,74 TWh para 1.629,90 TWh), enquanto a geração eólica expandiu 226% (de 706,01 TWh para 2.304,44 TWh). Como consequência, observou-se uma redução de 5% na participação do carvão e de 4% no consumo de petróleo na matriz energética global (Figura 1).

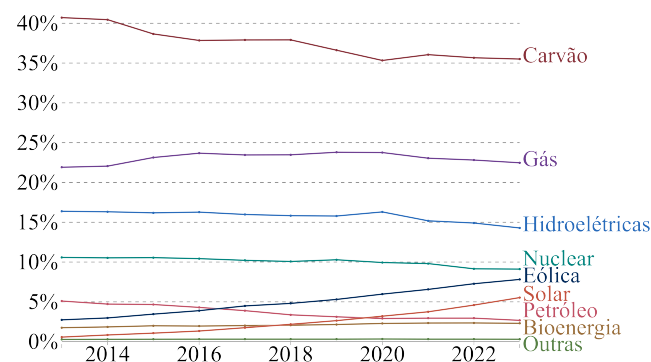


Fig. 1. Contribuição de cada fonte de energia na geração de energia mundial.

A crescente penetração de fontes renováveis não despacháveis no sistema elétrico reduz a participação de geradores síncronos convencionais, que possuem elevada inércia rotacional e são essenciais para a manutenção da estabilidade da rede. Em contrapartida, sistemas baseados em eletrônica de potência, como inversores fotovoltaicos e eólicos, não possuem inércia inerente, tornando a rede mais vulnerável a variações abruptas na geração e no consumo de energia. Para mitigar esse impacto e garantir a segurança operacional, diversas estratégias de controle têm sido propostas, incluindo técnicas de inércia virtual, que buscam emular o comportamento dinâmico de máquinas síncronas e contribuir para a estabilidade do sistema elétrico [5]–[10].

Diversas metodologias têm sido estudadas para a emulação de inércia em sistemas baseados em eletrônica de potência, sendo os Geradores Síncronos Virtuais a abordagem mais abrangente. Esses métodos reproduzem a dinâmica de máquinas síncronas convencionais e, em geral, utilizam *Phase Locked Loop* (PLL) para sincronização [11]. Entre

as variantes, a abordagem baseada na Equação de *Swing* emprega PLL para sincronismo inicial, mas pode apresentar instabilidades em oscilações de potência [12]. Métodos como o *Synchronverter* e sua versão modificada enfrentam desafios de instabilidade numérica, enquanto o Controle de Frequência-Potência, apesar de sua simplicidade, é sensível a redes fracas e ruídos [13], [14]. Por fim, o Controle de Decaimento dispensa comunicação, mas sua resposta lenta a perturbações pode comprometer a estabilidade do sistema [15]–[18].

Além das metodologias de emulação de inércia, diversas estratégias de controle têm sido exploradas para aprimorar a estabilidade e o desempenho dos sistemas de geração renovável. Entre elas, destaca-se a estratégia de Fonte Extra, baseada no controle de carga de baterias para fornecer suporte dinâmico ao sistema [11]. O método de Compartilhamento de Carga inclui abordagens como controle de frequência, controle de ângulo, controle adaptativo e controle suplementar, permitindo a distribuição eficiente da potência entre múltiplas unidades geradoras [11]. Por fim, a estratégia de Perdas Distribuídas envolve técnicas como armazenamento de energia e gerenciamento avançado dos processos de carga e descarga, contribuindo para a otimização da operação dos sistemas elétricos [11].

Diante dessas limitações, este trabalho propõe uma abordagem inovadora para a aplicação de inércia sintética, baseada no controle de corrente do barramento CC e na modificação da Equação de *Swing*, integrando um inversor tradicional conectado à rede com suporte de baterias acopladas a um conversor bidirecional. O modelo proposto permite a operação convencional quando desconectado da rede e, quando conectado, funciona como uma fonte de inércia sintética, utilizando a carga e descarga das baterias para suavizar transições de potência e garantir maior estabilidade à rede elétrica.

A inovação deste trabalho reside na implementação de um controle de corrente com memória, permitindo uma resposta mais eficiente às variações de potência por parte da geração oriunda de fonte renovável sem inércia, reduzindo oscilações indesejadas e melhorando a estabilidade do sistema elétrico. Dessa forma, a solução proposta se apresenta como uma alternativa promissora para viabilizar a maior participação de fontes renováveis na matriz energética global.

O presente artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta o modelo e a estratégia de controle; a Seção 3 mostra o cenário de avaliação do modelo; a Seção 4 discute os resultados numéricos obtidos; e a Seção 5 apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

## 2 MODELO E ESTRATÉGIA DE CONTROLE

O modelo de inércia sintética proposto é fundamentado na Equação de *Swing* (1) dos geradores síncronos (GS). Essa equação é amplamente utilizada no estudo de estabilidade em sistemas de potência, pois descreve a dinâmica do ângulo do rotor em resposta às variações de potência elétrica e mecânica. Ao adotar essa formulação, o modelo busca

replicar o comportamento inercial dos geradores síncronos, permitindo que o inversor conectado à rede, com suporte de baterias por meio de um conversor bidirecional, contribua para a estabilidade do sistema elétrico promovendo inércia sintética, tal que:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (1)$$

Na equação (1), os termos  $P_m$ ,  $P_e$ ,  $\frac{d\omega_m}{dt}$  e  $J$  representam, respectivamente, a potência mecânica, a potência elétrica, a taxa de variação temporal da velocidade da máquina síncrona e o momento de inércia do gerador, que desempenha um papel fundamental na determinação dos processos de aceleração e desaceleração da máquina ([19]).

Observa-se que, quanto maior for o momento de inércia do GS, menor será a taxa de variação da velocidade da máquina, proporcionando um intervalo de tempo maior para que o sistema responda a distúrbios. Por outro lado, um momento de inércia reduzido resulta em acelerações e desacelerações mais intensas, podendo ocasionar variações bruscas na frequência da máquina síncrona.

Nos sistemas baseados em eletrônica de potência, a ausência de uma máquina girante impede a oferta natural de inércia rotacional, tornando necessária a implementação de sistemas de armazenamento de energia para garantir a estabilidade da geração frente a variações abruptas de potência das fontes renováveis. Tais variações acontecem por conta da intermitência da fonte de energia, que pode ocorrer devido a um sombreamento parcial e momentâneo oriundo da passagem de nuvens e/ou edificações em *strings* de módulos fotovoltaicos.

Dessa forma, considerando que o valor médio da tensão do barramento CC ( $V_{CC}$ ) é fixo, a equação (1) pode ser adaptada para o modelo proposto. Nesse contexto, a variação da corrente  $\left(\frac{dI_{aux}}{dt}\right)$  fornecida pelo sistema de armazenamento é determinada pela diferença entre a potência gerada pela fonte renovável ( $P_{MPPT}$ ), normalizada pelo valor médio da tensão do barramento, e a corrente entregue pelo próprio sistema de armazenamento ( $I_{aux}$ ). Essa formulação tem como intuito introduzir uma resposta dinâmica mais lenta, contribuindo para a estabilidade do sistema, e pode ser matematicamente descrita por:

$$\rho \frac{dI_{aux}}{dt}(t) = \frac{P_{MPPT}(t)}{V_{CC}} - I_{aux}(t) \quad (2)$$

$$\rho \cdot I_{aux}(t) = \int \left( \frac{P_{MPPT}(t)}{V_{CC}} - I_{aux}(t) \right) \quad (3)$$

$$Y(s) = \frac{X(s) - Y(s)}{\rho \cdot s} \quad (4)$$

$$X(s) = I_{aux} \text{ e } Y(s) = I_{MPPT} \text{ em que } I_{MPPT}(s) = \frac{V_{MPPT}(s)}{V_{CC}}.$$

$$H(s) = \frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{1}{\rho \cdot s + 1} = e^{-\rho \cdot t} \quad (5)$$

A partir da equação (5), observa-se que a função de transferência da abordagem proposta representa essencialmente um atraso no sistema em função do valor de  $\rho$ . Dessa forma, compreende-se que a estabilidade diante de variações de potência depende exclusivamente da capacidade do sistema de armazenamento de fornecer a corrente elétrica ( $I_{aux}$ ) adequada durante o intervalo necessário para impor a resposta dinâmica.

Por fim, considerando que o sistema proposto consiste de um inversor clássico de dois estágios, sendo que o primeiro é um conversor *Boost* que opera como Rastreador do ponto de Máxima Potência (MPPT) e o segundo é um estágio inversor sincronizado com a rede elétrica, quando em modo conectado, e que o objetivo do sistema é fornecer a diferença ou variação de potência, a corrente gerada pelo arranjo fotovoltaico contribui negativamente para esse balanço, pois já está sendo processada. Dessa forma, o sistema de armazenamento atua como um complemento de corrente, fornecendo ou absorvendo a potência necessária para manter a estabilidade do sistema. A Figura 2 apresenta o controlador utilizado para a validação da proposta.

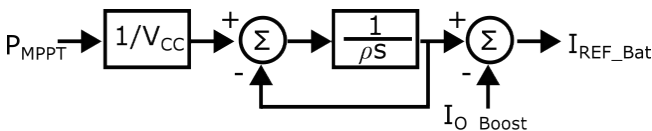


Fig. 2. Diagrama de blocos referente à estratégia de controle proposta.

Conclui-se, portanto, que o momento de inércia no controle adaptado está associado à variável  $\rho$  para a atualização da corrente de referência  $I_{aux}$ , influenciando diretamente a capacidade do sistema de suavizar as variações de potência. A Figura 3 apresenta a resposta do sistema ao degrau unitário para diferentes valores da constante  $\rho$ . A dinâmica do sistema demonstra o impacto da variável na suavização da transição de potência. Conforme descrito na equação (5), verifica-se que a resposta do sistema segue um comportamento exponencial em função do tempo, refletindo a influência do atraso inerente ao controle de inércia sintética. Para a conexão entre o sistema de armazenamento e o barramento CC, é necessário um conversor que opere como uma fonte de corrente controlada com fluxo de potência bidirecional, possibilitando tanto a injeção quanto a absorção de potência, conforme as necessidades do sistema. Assim, um conversor *Boost* bidirecional, juntamente com um controlador PI, deve ser utilizado para rastrear a corrente de referência ( $I_{aux}$ ) determinada pelo sistema, garantindo uma resposta dinâmica eficiente.

A Figura 4 ilustra um sistema fotovoltaico com inserção de um sistema de armazenamento de energia, neste caso, um banco de baterias projetado para fornecer inércia sintética. Ao analisar casos extremos, observa-se que, se a inércia fosse infinita, a bateria poderia fornecer ou consumir energia indefinidamente para o/do sistema, até se descarregar

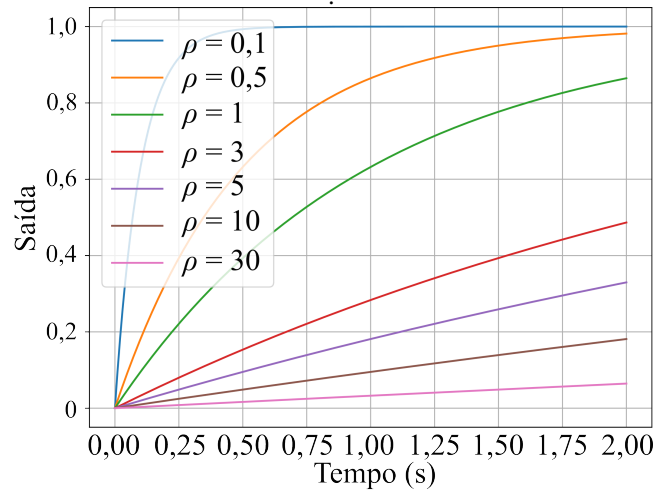


Fig. 3. Resposta do controle para diferentes valores do momento de inércia.

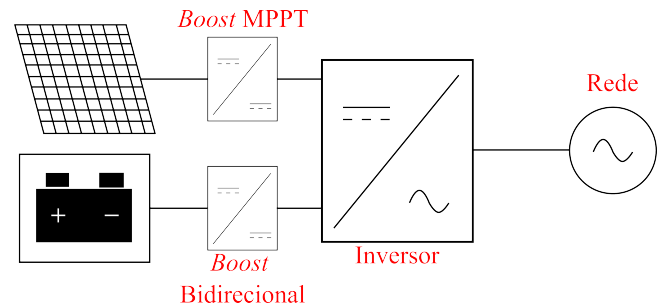


Fig. 4. Topologia simplificada do sistema.

completamente ou sofrer danos devido à absorção excessiva de corrente. Por outro lado, no caso de inércia nula, a potência seria ajustada instantaneamente, impedindo o banco de baterias de fornecer ou absorver energia, uma vez que não haveria desbalanço entre as variáveis de controle.

Dessa forma, compreende-se que a resposta inercial do sistema está diretamente relacionada ao tempo de integração do controlador, o que garante que a transição entre os níveis de potência, antes e após eventos, ocorra de maneira contínua e gradual. Além disso, quanto maior for essa constante de integração ( $\rho$ ), maior será o tempo durante o qual o sistema de armazenamento busca fornecer energia à rede.

### 3 CENÁRIO DE AVALIAÇÃO DO MODELO

A avaliação do modelo neste trabalho se dá em um inversor monofásico VSI (do inglês: *Voltage Source Inverter*) com potência de 3 kW. A topologia foi implementada no *software* de simulação PSIM e subdividida em subcircuitos, com o objetivo de simplificar sua representação. Os principais componentes do sistema são: uma *string* de módulos fotovoltaicos, um conversor *Boost*, o barramento CC, um inversor monofásico do tipo VSI, um filtro LCL+RC, e a rede elétrica. O sistema utilizado para avaliação juntamente com seus parâmetros pode ser observado na Figura 5 e na Tabela 1.

Para o rastreamento do ponto de máxima potência, foi

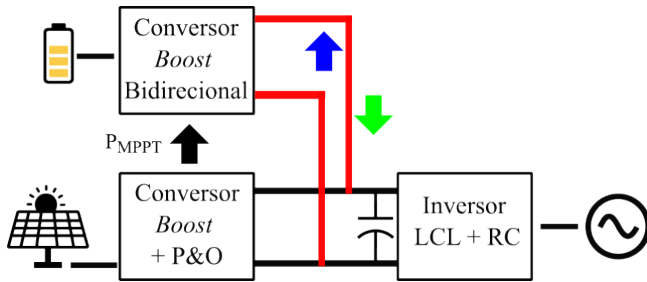


Fig. 5. Diagrama de Blocos do Inversor com a Proposta.

Tab. 1 Parâmetros do Sistema

Parâmetro	Símbolo	Valor
Potência Máxima	$P_{MPPT}$	3000 W
Tensão da Rede	$V_{RMS}$	220 V
Frequência da Rede	$f$	60 Hz
Indutância Boost	$L_1$	0,713 mH
Frequência de Comutação Boost	$F_{sw1}$	40 kHz
Indutância Boost Bidirecional	$L_2$	0,512 mH
Freq. de Comutação Boost Bidir.	$F_{sw2}$	60 kHz
Capacitor Barramento CC	$C_{Bus}$	4.89 mF
Freq. de Comutação Inversor	$F_{sw3}$	60 kHz
Indutância do Filtro LCL	$L_{LCL}$	143,466 $\mu$ H
Capacitância do Filtro LCL	$C_{LCL}$	9,809 $\mu$ F
Resistência do Filtro LCL	$R_{LCL}$	3,824 $\Omega$

utilizado um algoritmo do tipo Perturba e Observa (P&O), o qual é responsável por fornecer a razão cíclica necessária para a operação do conversor Boost, localizado em sequência à string de módulos fotovoltaicos. Após a elevação de tensão realizada pelo conversor, têm-se o barramento CC, que provê o desacoplamento entre as potências do gerador fotovoltaico e da rede elétrica ([20]).

Em seguida, o inversor monofásico, juntamente com um algoritmo de PLL (Phase Locked Loop) é responsável por injetar corrente CA em fase com a rede elétrica. Para o controle de potência injetada pelo inversor, são utilizadas duas malhas de controle dinamicamente desacopladas, sendo a malha interna responsável por controlar o valor instantâneo da corrente injetada na rede elétrica, a qual é mais rápida do que a malha externa, que regula o valor médio de tensão do barramento CC por meio da corrente de pico da primeira malha ([21]).

Após esses elementos, tem-se então o filtro LCL com ramo amortecido que é utilizado para mitigar o espectro harmônico de alta frequência gerado pela comutação dos interruptores do inversor. Na saída do filtro está a rede elétrica, a qual será considerada como um barramento infinito nesta simulação e, por isso, está representada por uma fonte de tensão ideal.

#### 4 RESULTADOS NUMÉRICOS

A Figura 6 apresenta o fluxo de potência ao longo da simulação efetuada. Observa-se, em vermelho, a potência do arranjo fotovoltaico, em verde a potência fornecida ou absorvida pela bateria e, em azul, a potência entregue à rede. Para avaliação do comportamento do sistema de inércia

sintética, no tempo 1,5 segundo, há uma variação de potência no arranjo fotovoltaico oriunda da redução de 800 para 400 W/m<sup>2</sup> em irradiação solar, em uma rampa com duração de 1 segundo. De mesmo modo, no tempo de 3 segundos, uma rampa de 1 segundo é utilizada para restabelecer a irradiação de 400 para 800 W/m<sup>2</sup>.

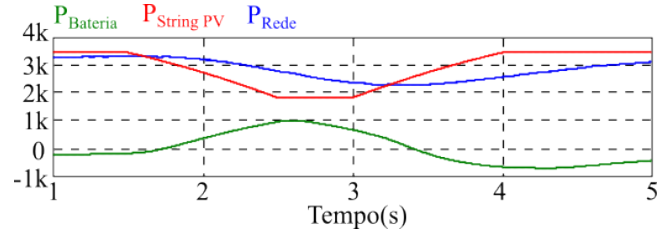


Fig. 6. Potências do sistema durante a transição.

Contudo, devido ao amortecimento, oriundo do controle de inércia sintética, é possível observar que a potência entregue à rede não sofre uma variação em rampa conforme a variação da potência do arranjo fotovoltaico. Por outro lado, o sistema de armazenamento, as baterias, promove uma rampa contrária ao efeito das variações da geração fotovoltaica, promovendo uma redução suave da potência entregue à rede.

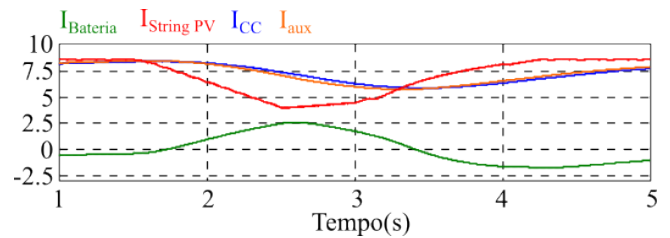


Fig. 7. Correntes do sistema durante a transição.

A Figura 7 apresenta as correntes envolvidas na dinâmica de compensação proposta: em verde, a corrente entregue ou absorvida pelo sistema de armazenamento; em vermelho, a corrente proveniente da geração fotovoltaica; em azul, a corrente consumida do barramento CC para injeção na rede elétrica; e, em laranja, a corrente de referência gerada pelo sistema de inércia sintética.

Observa-se que, de forma análoga ao comportamento da potência, a corrente proveniente da fonte fotovoltaica apresenta uma queda em rampa seguida por um aumento, característica típica de sombreamento parcial ou variações de irradiação. Em sentido oposto, o sistema de armazenamento responde absorvendo ou fornecendo corrente de maneira complementar, caracterizando sua atuação como buffer dinâmico.

Adicionalmente, é possível verificar que a corrente injetada na rede segue com alta fidelidade a referência imposta pela dinâmica da variável  $\rho$ , definida nesta simulação com valor unitário ( $\rho = 1$ ). Esse alinhamento evidencia a efetividade da estratégia de inércia sintética em controlar a corrente fornecida à rede, mesmo sob variações bruscas da geração renovável.

As Figuras 8 e 9 demonstram que a inserção de um controle adicional de corrente no barramento CC não afetou

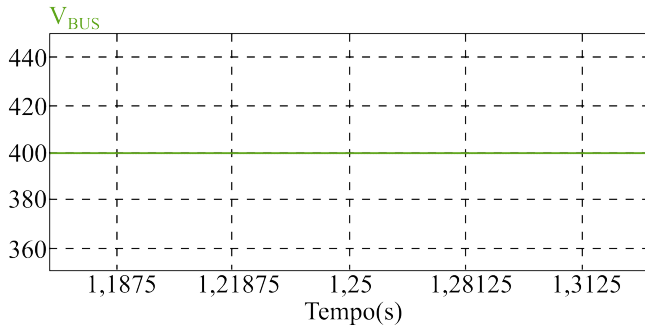


Fig. 8. Tensão no barramento CC durante a operação da malha de inércia sintética.

a dinâmica do inversor principal. O valor médio da tensão do barramento CC permanece em 400 V, conforme definido no projeto (Figura 8), e a corrente injetada na rede mantém o valor de pico determinado pela malha de controle de corrente (Figura 9).

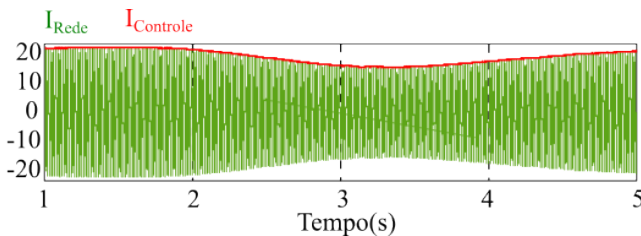


Fig. 9. Corrente na rede elétrica durante a operação da malha de inércia sintética.

Outro fator importante de se analisar é se há algum impacto na fase da corrente injetada devido à inclusão de mais uma dinâmica de controle. Ao qual a Figura 10 demonstra que mesmo com essa alteração, a injeção de corrente permanece em fase com a rede elétrica, possibilitando trabalhos futuros de controle de reativos (fator de potência).

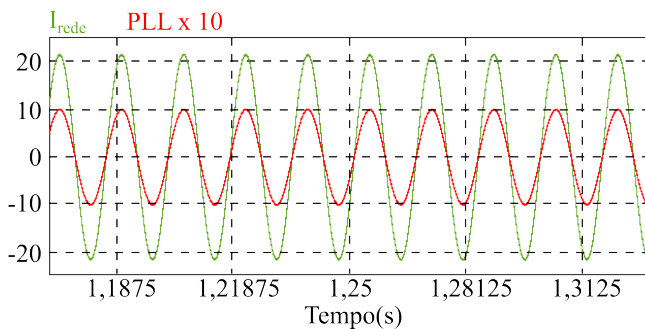


Fig. 10. Corrente injetada na rede elétrica e referência gerada pelo PLL.

## 5 CONCLUSÃO

Considerando a necessidade crescente de sistemas capazes de atenuar oscilações de potência decorrentes da intermitência em fontes renováveis, como o sombreamento em sistemas fotovoltaicos, este trabalho demonstrou que é possível, por meio de uma adaptação da equação de *swing*, complementar ou absorver essas variações. Tal abordagem

contribui para suavizar a dinâmica de transferência de potência entre a fonte local e a rede elétrica.

Os resultados numéricos obtidos confirmaram que a metodologia proposta é capaz de reduzir significativamente as oscilações indesejadas e melhorar o tempo de resposta frente às variações na potência gerada, utilizando uma fonte extra de energia. Assim, em comparação com sistemas sem inércia, observou-se uma transição de potência mais gradual, com menor impacto sobre a rede elétrica. Além disso, a estratégia de controle apresentou eficácia na modulação da corrente do barramento CC, aumentando a robustez do inversor frente a perturbações na geração. A introdução de um controle baseado em armazenamento de energia proporcionou um desempenho dinâmico superior, favorecendo a integração de fontes renováveis sem comprometer a estabilidade do sistema elétrico.

Embora tenham sido validados apenas em ambiente de simulação, os resultados obtidos demonstraram a efetividade da estratégia de controle em mitigar as oscilações da potência injetada na rede elétrica mesmo diante da intermitência da geração fotovoltaica. Isso acontece porque as oscilações de potência são, agora, transferidas para o banco de baterias, sendo que a rede elétrica passa a se comportar como se conectada a um dispositivo com inércia. Estudos que seguem este artigo buscarão validar a estratégia via *hardware-in-the-loop* e, posteriormente, em ambiente laboratorial, por meio da construção de um protótipo.

## AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil. Processo : 162711/2021-2. Ele foi apresentado no XI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE - 2025).

## REFERÊNCIAS

- [1] IEEE, "Ieee recommended practice for use and functions of virtual synchronous machines," *IEEE Std 2988-2024*, pp. 1–52, 2025.
- [2] Q. Hassan, S. Algburi, A. Z. Sameen, H. M. Salman, and M. Jaszczur, "A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications," *Results in Engineering*, vol. 20, p. 101621, 2023.
- [3] P. Roy, J. He, T. Zhao, and Y. V. Singh, "Recent advances of wind-solar hybrid renewable energy systems for power generation: A review," *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 3, pp. 81–104, 2022.
- [4] H. Ritchie and P. Rosado, "Energy mix," *Our World in Data*, 2024, <https://ourworldindata.org/energy-mix>.
- [5] A. W. d. S. SERRA *et al.*, "Projeto e implementação de máquina síncrona virtual para melhoria no desempenho dinâmico de inversores," Master's thesis, Universidade Federal do Maranhão, São Luís - MA, Mar. 2019.
- [6] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B.-M. Hodge, and B. Hannegan, "Achieving a 100systems with extremely high levels of variable renewable energy," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, 2017.
- [7] Q.-C. Zhong, "Virtual synchronous machines: A unified interface for grid integration," *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 3, no. 4, pp. 18–27, 2016.

- [8] Z. Wang, F. Zhuo, H. Yi, J. Wu, F. Wang, and Z. Zeng, "Analysis of dynamic frequency performance among voltage-controlled inverters considering virtual inertia interaction in microgrid," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 4, pp. 4135–4144, 2019.
- [9] V. Skiparev, K. Nosrati, A. Tepljakov, E. Petlenkov, Y. Levron, J. Belikov, and J. M. Guerrero, "Virtual inertia control of isolated microgrids using an nn-based vfopid controller," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 14, no. 3, pp. 1558–1568, 2023.
- [10] S. Mohanty, A. Das, and B. Singh, "Virtual inertia control for chb-statcom in a power electronics dominated grid," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 59, no. 5, pp. 5517–5526, 2023.
- [11] M. Chethan and K. Ravi, "Virtual inertia support for renewable energy integration: A review," *IEEE Access*, vol. 13, pp. 11 517–11 531, 2025.
- [12] J. Alipoor, Y. Miura, and T. Ise, "Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, no. 2, pp. 451–458, 2015.
- [13] Q.-C. Zhong, P.-L. Nguyen, Z. Ma, and W. Sheng, "Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 2, pp. 617–630, 2014.
- [14] P. Tielens and D. Van Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211501268X>
- [15] K. R. Vasudevan, V. K. Ramachandaramurthy, T. S. Babu, and A. Pouryekta, "Synchronverter: A comprehensive review of modifications, stability assessment, applications and future perspectives," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 131 565–131 589, 2020.
- [16] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, "Virtual inertia: Current trends and future directions," *Applied Sciences*, vol. 7, no. 7, 2017. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/7/7/654>
- [17] Q.-C. Zhong, P.-L. Nguyen, Z. Ma, and W. Sheng, "Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, no. 2, pp. 617–630, 2014.
- [18] Q.-C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, 2011.
- [19] J. Alipoor, Y. Miura, and T. Ise, "Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, no. 2, pp. 451–458, 2015.
- [20] R. F. Coelho, F. Concer, and D. C. Martins, "A study of the basic dc-dc converters applied in maximum power point tracking," in *2009 Brazilian Power Electronics Conference*, 2009, pp. 673–678.
- [21] M. F. Schonardie, R. F. Coelho, R. Schweitzer, and D. C. Martins, "Control of the active and reactive power using dq0 transformation in a three-phase grid-connected pv system," in *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2012, pp. 264–269.