

Modelagem e caracterização de um sistema de geração distribuída baseado em microrrede para aplicações *Hardware-in-the-loop* (HIL)

Paulo G. M. Leandro* Gregory A. de Almeida Carlos**
Oswaldo H. Ando Junior*** Fabiano Salvadori*

* *Universidade Federal da Paraíba, PB, Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes - LabREI (e-mail: (paulo.leandro, salvadori.fabiano)@cear.ufpb.br).*

** *Institut National Polytechnique de Toulouse/INPT - FR, Laboratório LAPLACE, (e-mail: almeida@laplace.univ-tlse.fr)*

*** *Universidade Federal Rural de Pernambuco, Unidade Acadêmica de Santo Agostinho, PE, (e-mail: oswaldo.junior@pq.cnpq.br)*

Abstract: This work introduces modeling and characterization of a microgrid system focused on a single-phase distributed generation (DG) for hardware-in-the-loop (HIL) real-time (RT) applications. The interconnection of key modules/blocks and their effects are discussed such a way that the presented system can be enlarged or useful for other works. The DG system is composed of a photovoltaic (PV) arrangement connected with static converters, battery energy storage system (BESS) unit, and optional output filter. An accurate system characterization for HIL applications contributes to reduce rework costs. A small scaled microgrid composed of 600 nodes distribution network is considered for preliminary tests and fault scenarios. Modeling and some preliminary simulation results are presented.

Resumo: Este trabalho apresenta a modelagem e caracterização de um sistema de microrredes focado em geração distribuída (GD) monofásica para aplicações de hardware-in-the-loop (HIL) em simulação em tempo real (TR). A interligação de módulos/blocos chave e seus efeitos são discutidos de forma que o sistema apresentado possa ser ampliado ou útil para outros trabalhos. O sistema GD é composto por um arranjo fotovoltaico conectado com conversores estáticos, unidade de sistema de armazenamento de energia da bateria (BESS) e filtro de saída opcional. Uma caracterização precisa do sistema para aplicações HIL contribui para reduzir os custos de retrabalho. Uma microrrede de pequeno porte composta por uma rede de distribuição de 600 nós é considerada para testes preliminares e cenários de falhas. Modelagem e alguns resultados preliminares de simulação são apresentados.

Keywords: Microgrid; photovoltaic generation; battery energy storage system; Hardware-in-the-loop; distributed generation;

Palavras-chaves: Microrredes; geração fotovoltaica; sistema de armazenamento por baterias; geração distribuída;

1. INTRODUÇÃO

O conceito de redes elétricas inteligentes - REI (*Smart Grids*), foi apresentado pela primeira vez na literatura técnica por Massoud Amin and Wollenberg (2005). Neste trabalho os autores apresentam as condições necessárias para a segurança, agilidade, robustez e auto-recuperação de uma infraestrutura de fornecimento de energia em larga escala em vista de ameaças e condições imprevistas. Ou seja, o foco das REI estava, inicialmente, voltado preponderantemente para a segurança e auto-recuperação (*self-healing*).

Com o passar do tempo as REI passaram a desempenhar cada vez mais um papel importante para um mundo de tecnologia mais sustentável e emergente. A mudança de paradigma de uma rede elétrica unidirecional para

uma rede bidirecional permitiu incorporar novas estruturas nestas rede, por exemplo, sistemas de geração distribuída (GD), sistemas de armazenamento por baterias, carros elétricos, entre outros.

No entanto, no que tange a GD, conectar a energia produzida a partir de recursos renováveis à rede elétrica, mantendo a confiabilidade, resiliência, despachabilidade e o bom desempenho ainda é um dos desafios a serem enfrentados pelos pesquisadores da área Muhtadi et al. (2021); Peyghami et al. (2019).

Portanto, para melhorar os índices de vulnerabilidade da rede elétrica frente à massiva e alta penetração de unidades de GD, é fundamental que se tenha um modelo preciso do sistema de GD a ser inserido assim como da rede elétrica aonde ocorrerá a inserção desta(s) fonte(s) possibilitando assim a realização de estudos de impacto fazendo uso

de simulação. E neste caso, a simulação em tempo real - RT (*real-time simulation*) fazendo uso de estruturas *hardware-in-the-loop* (HIL) as quais permitem a obtenção de resultados precisos evitando assim, a necessidade de retrabalho e projetos de GDs que acabem apresentando problemas quando inseridas na rede elétrica.

Muitos trabalhos abordando as simulações em RT-HIL são encontradas na literatura. Em Liu et al. (2005), uma nova abordagem para avaliação de qualidade de energia baseada em simulação de HIL em RT é proposta. A plataforma foi utilizada para estudos de qualidade de energia. A sensibilidade para desvios de qualidade de energia de uma placa controladora de variador de velocidade foi testada na plataforma. Segundo os autores, a experiência bem-sucedida contribuiu para projeto conceitual de uma bancada universal RT-HIL, para testes de qualidade de energia, cuja função é testar a imunidade de componentes e equipamentos e consequentemente impactos no sistema de distribuição.

Em Reiz and Leite (2021) foi apresentada uma plataforma de simulação baseada no estado da arte dos protocolos de comunicação padronizados do sistema elétrico. Sua avaliação é realizada por meio da comparação com software comercial especializado para avaliar a simulação em regime transitório. A função de proteção de sobrecorrente temporizada e a verificação das mensagens trocadas entre o simulador e o dispositivo testado destacam a aplicabilidade da metodologia proposta.

Um sistema HIL como um novo método para desenvolver e testar algoritmos de controle e estratégias de operação para uma microrrede foi proposto por Jeon et al. (2010). O sistema é composto por um simulador digital em tempo real onde foi implementada a microrrede, um protótipo de sistema de gerenciamento da microrrede (*microgrid management system* - MMS) em teste e um emulador de comunicação para interface entre o protótipo MMS e o simulador em tempo real. O protótipo MMS é projetado para operar microfones da microrrede e controlar o fluxo de potência no ponto de acoplamento comum (PAC) no modo conectado à rede, e as tensões e frequências no modo ilhado da microrrede. O MMS é testado no modo conectado à rede e no modo ilhado, respectivamente, para mostrar a validação do sistema proposto.

Este trabalho apresenta a modelagem e caracterização de um sistema GD, monofásico, constituído de uma unidade de GD fotovoltaica e uma unidade de armazenamento de energia por baterias inserido numa microrrede, para simulações em RT-HIL, utilizando o simulador OP5707[®] da OPAL-RT Technologies[®]. Este modelo permite a realização de testes de conformidade de microrredes em RT-HIL para fins de avaliação quanto aos impactos desta microrrede na rede elétrica bem como da rede elétrica na microrrede, proporcionando assim, maior segurança na implantação destas estruturas. Alguns resultados preliminares são apresentados e que serão complementados na versão final do artigo.

2. MODELO DA MICROREDE ESTUDADA

A microrrede estudada é composta por recursos energéticos distribuídos (geração eólica, geração fotovoltaica e um sis-

tema de armazenamento por baterias) e cargas residenciais, conectada à rede de alta tensão (AT) da concessionária através de uma subestação de distribuição primária de 10 MVA, 60 kV/6,6 kV.

Na Figura 1 é apresentado o diagrama esquemático da microrrede, considerada neste trabalho para aplicações RT-HIL e, em destaque, a rede monofásica estudada composta por um arranjo fotovoltaico e unidade de sistema de armazenamento de energia por bateria, conectados as cargas ou à rede elétrica através de conversores DC-DC e DC-AC e filtro. Essa GD pode ser interligada com outras e/ou com a rede principal Caldeira et al. (2019).

2.1 Sistema de geração eólica

O sistema de geração eólica da microrrede é constituído por uma unidade geradora de 10 kW, 480 V, utilizando um gerador de dupla excitação (*double-fed induction generator* (DFIG)) (ver Figura 1) e conectado à rede elétrica através de um transformador de 75 kVA, 6,6 kV/548 V.

2.2 Sistema de armazenamento por baterias

O sistema de armazenamento de energia por bateria (*battery energy storage system* - BESS) inserido na microrrede utiliza baterias de chumbo-ácido de 20 Ah. O BESS conecta-se à rede elétrica através de um inversor em ponte H, a IGBT, com frequência de chaveamento de 2 kHz.

2.3 Sistema de geração fotovoltaica

A microrrede em estudo possui duas unidades de geração fotovoltaica. A primeira delas, um conjunto de painéis solares totalizando 10 kWp. Esta unidade de geração se conecta à rede elétrica através de um conversor CC-CC Boost, 10 kHz, 500V. A saída deste conversor alimenta um conversor fonte de tensão (*voltage source converter* - VSC), 3 níveis, 10 kHz, 500V que alimenta um transformador trifásico 10 kVA, 500/6,6 kV.

A segunda unidade de geração fotovoltaica, que constitui o objeto principal de estudo, é constituída de um conjunto de painéis de 5 kWp, SunPower[®] SPR-305-WHT[®]. Este conjunto é conectado a um módulo de conversão CC-CC/CC-CA, boost/inversor, de 2 kHz.

As características dos painéis fotovoltaicos descritas neste trabalho são baseadas em cinco equações básicas definidas em Sumathi (2015), e são apresentadas a seguir.

A foto-corrente (I_{ph}) pode ser determinada utilizando (1), e a corrente de saturação (I_0) pode ser determinada por (2).

$$I_{ph} = [I_{sc} + K_i(T - 298)] \frac{G}{1000} \quad (1)$$

$$I_0 = I_{rs} \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 e^{\left[\frac{q \cdot E_{g0}}{n \cdot K} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (2)$$

onde: I_{sc} - corrente de curto-circuito; K_i - corrente de curto-circuito da célula a 25°C e 1,0 kW/m²; T - temperatura de operação (K); G - irradiação solar; I_{rs} - corrente de saturação reversa; q - carga do elétron; E_{g0} - energia do gap do semicondutor; T_n - temperatura nominal em Kelvin; K

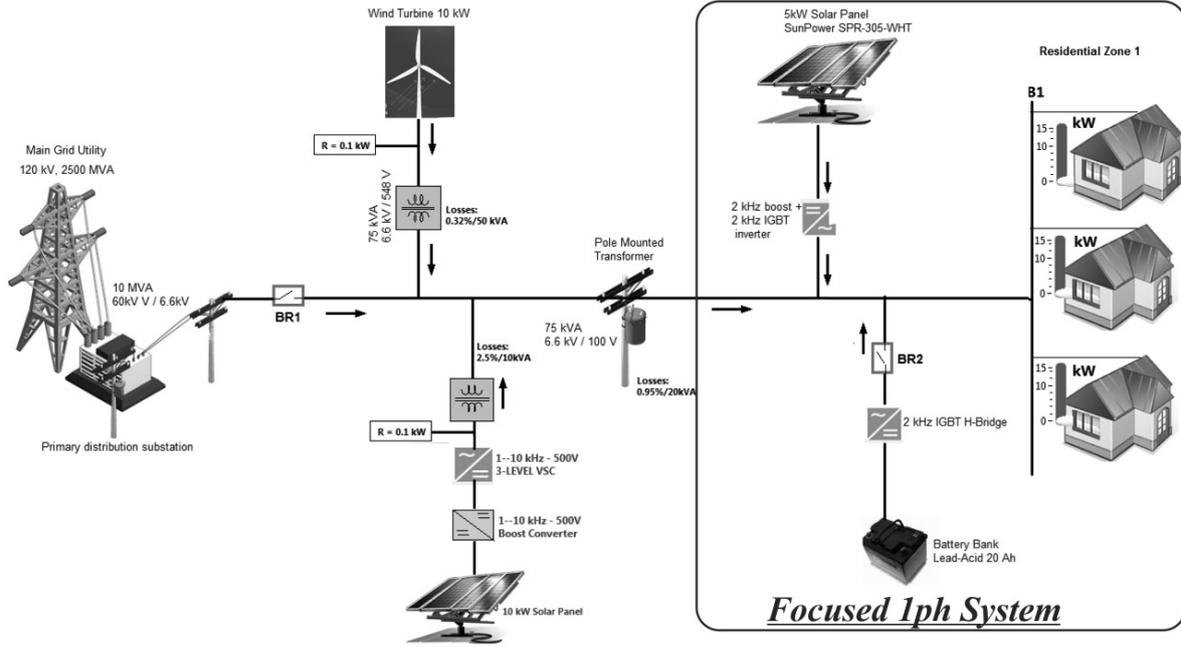


Figura 1. Modelo da microrrede aplicada nas simulações em RT-HIL.

- constante de Boltzmann; e , n - fator adimensional de idealidade de um diodo ($1 \leq n \leq 2$).

A corrente de saturação reversa (I_{rs}), a corrente através de um resistor *shunt* I_{sh} e a corrente de saída (I), podem ser determinadas por (3), (4) e (5) respectivamente.

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\left(\frac{qV_{oc}}{n \cdot N_s \cdot K \cdot T}\right)} - 1} \quad (3)$$

$$I_{sh} = \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (4)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{q(V + I \cdot R_s)}{n \cdot K \cdot N_s \cdot T}} - 1 \right) - I_{sh} \quad (5)$$

onde: V_{oc} - tensão de circuito aberto (V); N_s - número de células conectadas em série; R_s - resistência em série (ω); e , R_{sh} - resistência de derivação do painel.

Na Tabela 1 são apresentados os parâmetros considerados para fins de modelagem e caracterização do sistema PV. Na versão final, mais parâmetros serão incluídos de modo a tornar o modelo mais preciso.

No que se refere aos conversores, para a conversão CC-CC foram utilizados o conversor *buck* convencional e o conversor *boost*. Para a conversão CC-CA foi utilizada uma ponte H de três níveis com perfil de forma de onda de saída devidamente sintetizado por meio de um esquema PWM unipolar Rashid (2018).

O modelo considerado para bateria serve de forma genérica para o modelo paramétrico e representa o tipo mais popular de bateria recarregável. Aqui, o modelo genérico de bateria que será utilizado ao longo do projeto é do tipo chumbo-ácido e é semelhante ao apresentado em Khamis (2013). Para descarregar ($i^* > 0$), f_1 deve ser aplicado.

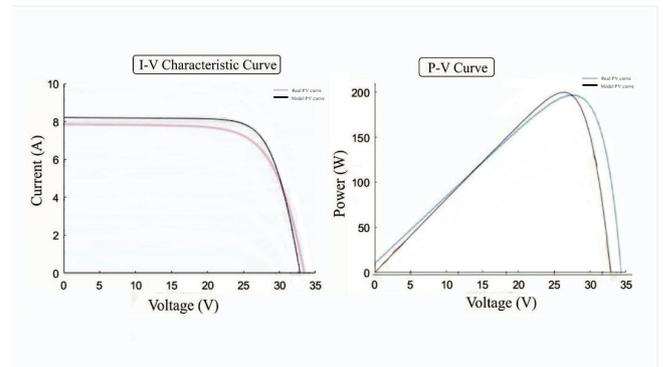


Figura 2. Características do modelo PV, real e simulado.

Para carregamento ($i^* < 0$), ocorre f_2 , conforme mostrado em (4)-(5).

$$E_{carga} = E_0 - K \left\{ \frac{Q}{Q - it} \right\} (i^* + it) + \mathcal{L}^{-1} \left\{ \frac{Exp(s)}{Sel(s)} * 0 \right\} \quad (6)$$

$$A = E_0 - K \left\{ \frac{Q}{|it| + 0.1Q} \right\} \quad (7)$$

$$E_{descarga} = A \cdot i^* - K \left\{ \frac{Q}{Q - it} \right\} it + \mathcal{L}^{-1} \left\{ \frac{Exp(s)}{Sel(s)} \left(\frac{1}{s} \right) \right\} \quad (8)$$

onde: E_0 - tensão constante; $Exp(s)$ - dinâmica da zona exponencial; $Sel(s)$ - modo de bateria, K - constante de polarização; i^* - corrente de baixa frequência dinâmica; i - corrente da bateria; it - capacidade extraída; Q - capacidade máxima da bateria; e, \mathcal{L}^{-1} operador Transformada inversa de Laplace.

Tabela 1. Parâmetros considerados.

T	T_n	K_i	G	q	V_{oc}	n	K	E_{g0}	R_s	R_{sh}
[K]	[K]	[mW/m^2]	[W/m^2]	[C]	[V]	adim.	[J/K]	[eV]	[$m\Omega$]	[Ω]
298,15	298	3,2	1000	$(1,6) \cdot 10^{-19}$	32,9	1,3	$1,38 \cdot 10^{-23}$	1,1	221	415,41

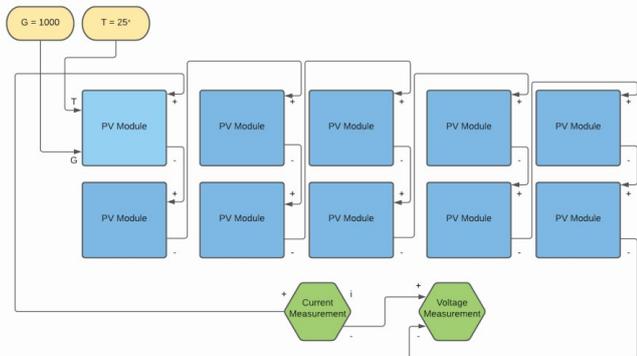


Figura 3. 10 células fotovoltaicas implementadas no Simulink.

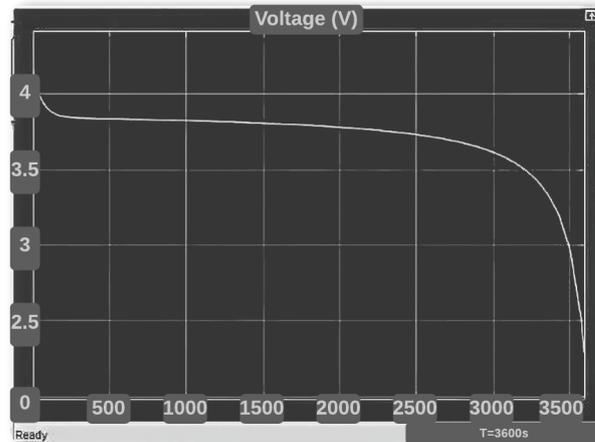


Figura 7. Resultados preliminares, Simulação SOC

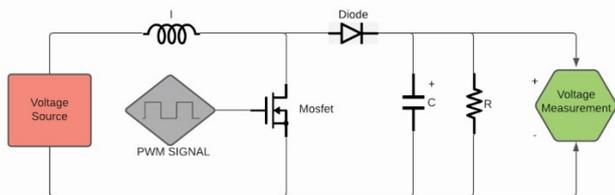


Figura 4. Modelos de blocos implementados no simulink, Conversor CC-CC.

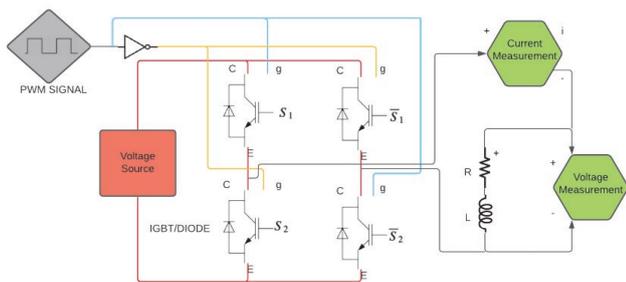


Figura 5. Conversor CC-CA.

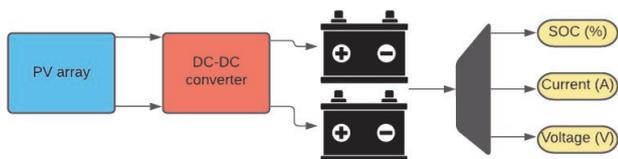


Figura 6. Sistema de baterias.

3. RESULTADOS PRELIMINARES

As equações do modelo PV foram validadas de acordo com (3), (4) e (5). O modelo PV foi implementado e simulado no Matlab/Simulink-R19[®] fornecendo um modelo de teste adequado semelhante ao apresentado em Sumathi (2015).

Na Figura 2 são apresentadas as simulações preliminares do modelo estudado obtendo-se as características $I-V$ e $P-V$ do sistema PV. Observa-se que os resultados obtidos representados nas curvas de coloração mais escura, são comparáveis com os resultados obtidos de modelos reais, que estão em cores claras em ambos os gráficos.

Observa-se que, para um único painel fotovoltaico, um ponto de potência máxima a ser rastreado foi $\approx 200 W$, mais exatamente = $202,4 W$. O modelo PV, de 10 células, foi simulado para conexões das células em paralelo e em série. Na Figura 3 são apresentados os resultados da conexão em série.

Verifica-se, portanto, que o arranjo produziu os resultados esperados, ou seja, 10 vezes a potência máxima obtida na simulação. Para a conexão em série os valores de corrente e tensão foram, respectivamente, $7,6 A$ e $264,6 V$.

Na conexão em série a resistência deve aumentar proporcionalmente ao número de matrizes conectadas em série, por exemplo, $R2 = 10R$. Para as conexões em paralelo, os resultados obtidos foram similares e compatíveis com o esperado.

Testes preliminares com HIL foram realizados. Na Figura 12 é apresentada uma visão geral do hardware na configuração do loop aonde a microrrede de pequena escala descrita na Figura 1 foi testada. Esse sistema é composto por redes de distribuição de 600 nós e é capaz de emular cenários de falhas via chave contactora BR1. Os resultados

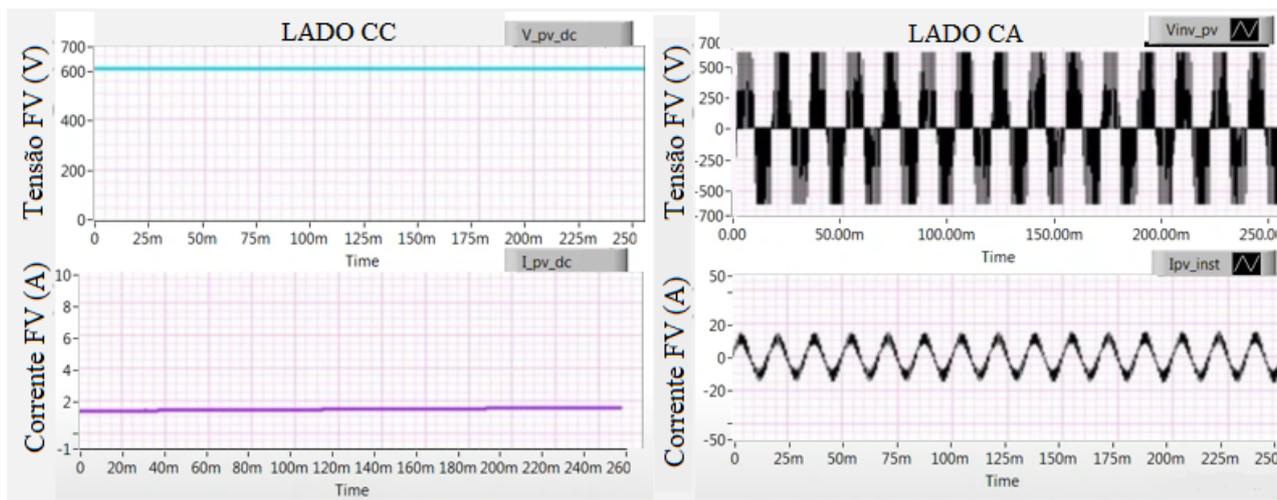


Figura 8. Tensão e corrente do módulo PV e do inversor com $G = 250 W/m^2$.

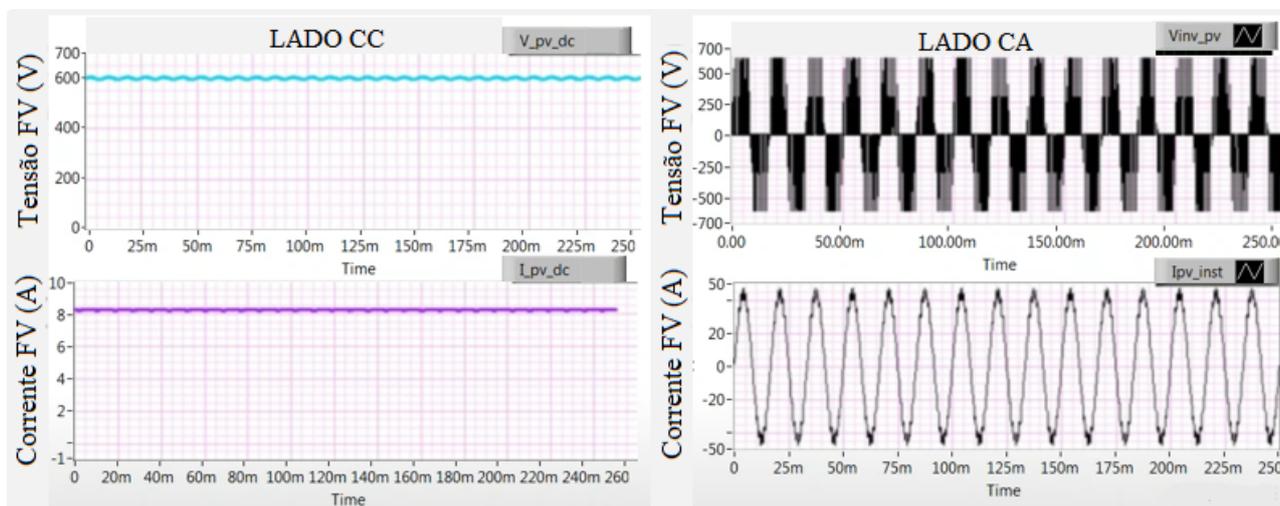


Figura 9. Tensão e corrente do módulo PV e do inversor com $G = 1000 W/m^2$.

desses testes foram coletados e podem ser observados nas Figuras. 8, 9, 10 e 11.

As Figuras 8 e 9 nos permitem observar a influência da irradiação (G) nas variáveis de entrada e saída das interligações dos painéis fotovoltaicos e conversores. A influência de uma falha em diferentes locais da rede de distribuição na microrrede pode ser observada nas Figuras 10 e 11, que, como esperado e de acordo com os níveis de potência do sistema, os cenários com a GD conectada sob condição de afundamentos de tensão apresenta maior vulnerabilidade em níveis de potência se comparado com o caso em que a GD opera desconectada da rede. Tal característica pode ser mitigada com estratégia de compensação e modelagem do sistema incluindo conversores capazes de compensar distúrbios de tensão e frequência na rede.

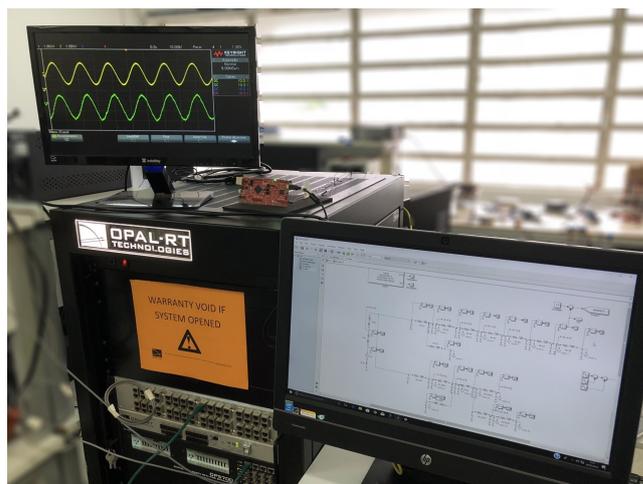


Figura 12. Visão geral da configuração OPAL-RT HIL.

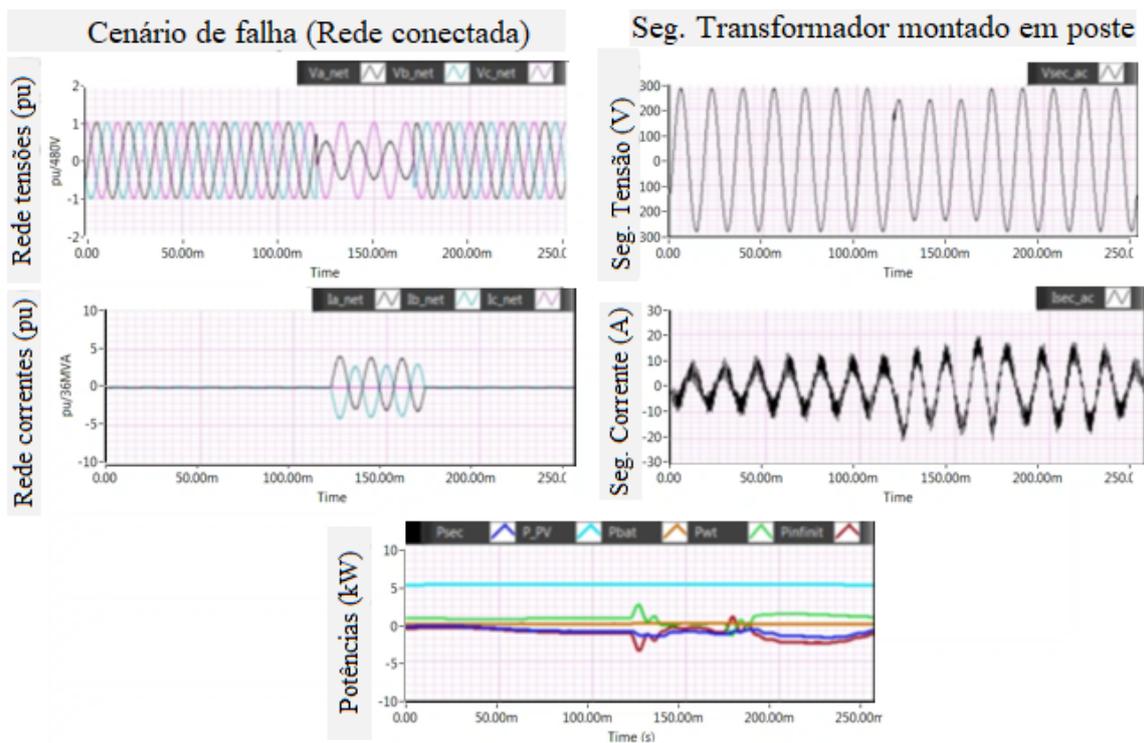


Figura 10. Resultados em cenários de falha de afundamento bifásico de tensão - GD conectada a rede elétrica.

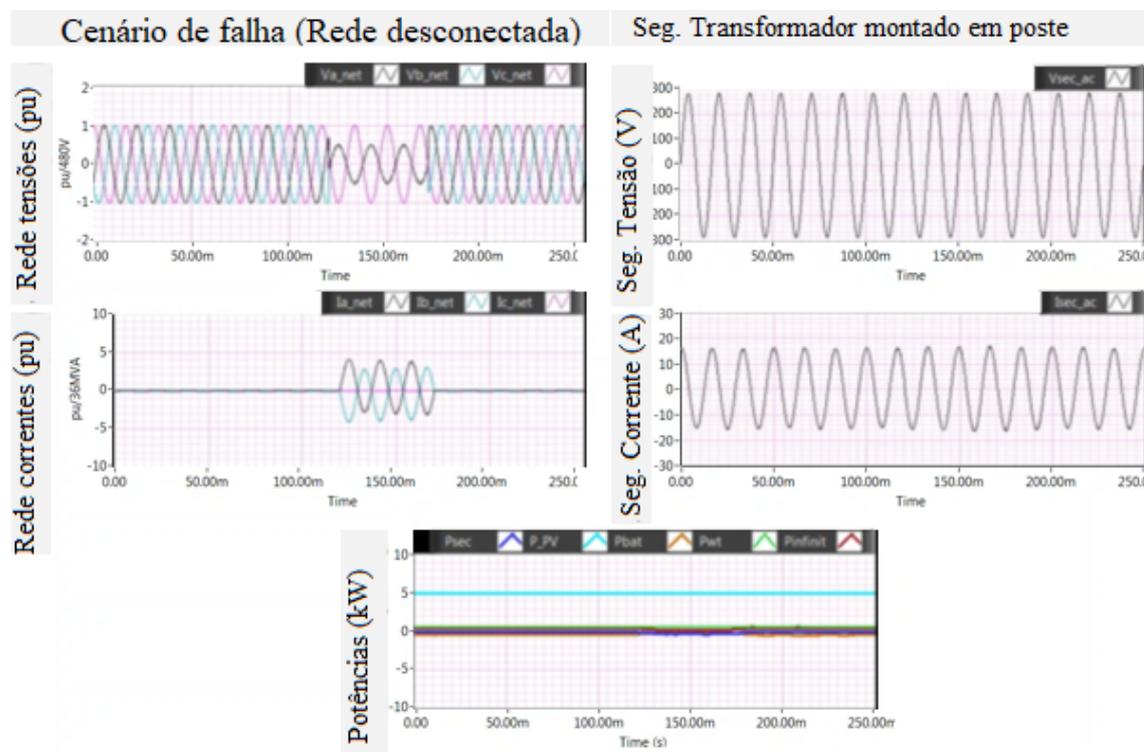


Figura 11. Resultados em cenários de falha - GD desconectada a rede elétrica.

4. CONCLUSÕES

Este artigo tem com a finalidade o desenvolvimento de um modelo computacional de um sistema de testes de uma microrrede monofásica, com a inserção de recursos energéticos distribuídos, para realização de estudos dinâmicos usando o simulação RT-HIL. O modelo desenvolvido trata-se de um sistema simplificado de fácil análise e interpretação dos resultados porém permite que sejam realizados os seguintes estudos: (i) análise de faltas; (ii) análise de conteúdo harmônico; (iii) prestação de serviços ancilares, dentre outros.

As expectativas teóricas apresentadas, foram validadas e apoiadas através de resultados preliminares no software Simulink, e ainda com uma microrrede testada na plataforma OPAL-RT HIL, que validou os resultados em uma simulação em tempo real.

Destaca-se que o modelo proposto foi testado em tempo real, apresentando resultados que se aproximam dos resultados esperados, como nos resultados obtidos durante as simulações em cenários de falha na microrrede, tanto com a GD conectada quanto desconectada.

A influência de uma falha em diferentes locais da rede de distribuição na microrrede pôde ser observada nos resultados obtidos, que, como esperado e de acordo com os níveis de potência do sistema, os cenários com a GD conectada sob condição de afundamentos de tensão apresenta maior vulnerabilidade em níveis de potência se comparado com o caso em que a GD opera desconectada da rede.

Por fim, destaca-se que o modelo apresentado neste artigo trata-se do primeiro resultado do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes (LREI-UFPB) que visa o desenvolvimento de modelos computacionais na forma modular e customizável para representação e análise do sistema elétrico brasileiro para diversos cenários a serem estudadas.

Resultados complementares e uma análise mais aprofundada serão apresentados na versão final.

REFERÊNCIAS

- Caldeira, C.A., de Almeida, A.D.D., Schlickmann, H.R., Gehrke, C.S., and Salvadori, F. (2019). Impact analysis of the bess insertion in electric grid using real-time simulation. In *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 1–6. doi:10.1109/ISGT-LA.2019.8895464.
- Jeon, J.H., Kim, J.Y., Kim, H.M., Kim, S.K., Cho, C., Kim, J.M., Ahn, J.B., and Nam, K.Y. (2010). Development of hardware in-the-loop simulation system for testing operation and control functions of microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 25(12), 2919–2929. doi:10.1109/TPEL.2010.2078518.
- Khamis, A. (2013). Modelling and simulation of a single phase grid connected using photovoltaic and battery based power generation. *European Modelling Symposium*, 1(1), 1–5.
- Liu, Y., Steurer, M., and Ribeiro, P. (2005). A novel approach to power quality assessment: real time hardware-in-the-loop test bed. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(2), 1200–1201. doi:10.1109/TPWRD.2005.844251.
- Massoud Amin, S. and Wollenberg, B. (2005). Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. *IEEE Power and Energy Magazine*, 3(5), 34–41. doi:10.1109/MPAE.2005.1507024.
- Muhtadi, A., Pandit, D., Nguyen, N., and Mitra, J. (2021). Distributed energy resources based microgrid: Review of architecture, control, and reliability. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 57(3), 2223–2235. doi:10.1109/TIA.2021.3065329.
- Peyghami, S., Wang, H., Davari, P., and Blaabjerg, F. (2019). Mission-profile-based system-level reliability analysis in dc microgrids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55(5), 5055–5067. doi:10.1109/TIA.2019.2920470.
- Rashid, M.H. (2018). *Power electronics, circuits, devices, and applications*. Pearson.
- Reiz, C. and Leite, J.B. (2021). Hardware-in-the-loop simulation to test advanced automation devices in power distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 36(4), 2194–2203. doi:10.1109/TPWRD.2020.3022333.
- Sumathi, S. (2015). *Solar PV and Wind Energy Conversion System*. Springer.