

Coordenação de Inversores em Microrredes Monofásicas Considerando Diferentes Impedâncias de Linha

Leonardo Koiti Watanabe

Profº Dr. Augusto Matheus dos Santos Alonso

Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo - Brasil

leonardowatanabe@usp.br

Objetivos

O crescimento significativo das fontes renováveis de energia está transformando o panorama da distribuição de energia elétrica, especialmente a geração solar, que registrou um aumento de 82,4% na potência em 2022 em comparação com o ano anterior, segundo a Empresa de Pesquisa Energética [1]. Nesse contexto, as microrredes surgem como sistemas formados por um conjunto de cargas e recursos energéticos distribuídos, que operam como uma unidade coesa e controlável em relação à rede elétrica principal [2]. Para garantir a eficiência e a estabilidade das microrredes, é crucial gerenciar o consumo e a geração de energia das unidades que as compõem. Esse gerenciamento pode ser local, onde os inversores ajustam suas operações com base em parâmetros locais, ou coordenado, utilizando um controlador centralizado ou distribuído para orquestrar os inversores [3]. Este estudo visa analisar o impacto das diferentes condições de impedância da linha na coordenação de inversores em microrredes monofásicas.

Métodos e Procedimentos

A pesquisa ocorreu por meio de simulações realizadas no *Simulink/MATLAB*. O circuito das simulações conta com a microrrede conectada à rede elétrica principal por meio do Ponto de Acoplamento Comum (PAC), sendo a

microrrede composta por dois inversores e uma carga RL.

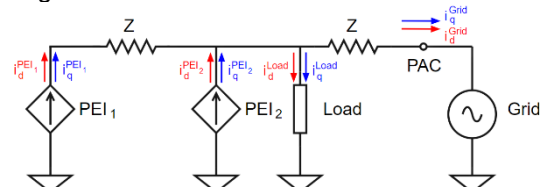


Figura 1 – Esquema simplificado do circuito utilizado na pesquisa

Para a pesquisa, foi utilizado um controlador de corrente DQ (*Direct-Quadrature*) monofásico, que facilita a análise e o controle ao representar a corrente CA em duas componentes constantes, em fase (*Direct*) e em quadratura (*Quadrature*) [4]. Na coordenação dos inversores, a estratégia Current-Based Control (CBC) é empregada para balancear as correntes de acordo com a capacidade nominal dos inversores, usando coeficientes $\alpha_{||}$ e α_{\perp} . O controle é baseado em valores de referência das correntes no PAC, permitindo calcular a corrente da carga e ajustar a demanda dos inversores, garantindo que eles operem dentro da sua capacidade nominal e evitando sobrecarga [5].

A análise do impacto da impedância de linha na coordenação dos inversores pode ser feita pela medição da corrente que flui pelo PAC sob diferentes valores de impedância de linha, escalando de modo a representar o comprimento em metros.

Resultados

Com o valor base da impedância de linha:

$$Z = (0.163/1000) + j(0.136/1000) \text{ [Ohms/metro]}$$

Foi realizado os testes para um comprimento de 1 metro, 10 metros, 50 metros, 200 metros, 5.000 metros e 10.000 metros. Nos testes, pode-se comparar os valores obtidos de corrente em fase e em quadratura que fluem no PAC com os valores de referência, calculando-se também o Erro Percentual (E.P.):

Comprimento	I _{REF} D=20	E.P.	I _{REF} Q=20	E.P.
1 m	19,985	-0,08%	20,069	0,34%
10 m	19,985	-0,08%	20,070	0,35%
50 m	19,982	-0,09%	20,074	0,37%
200 m	19,976	-0,12%	20,091	0,45%
5000 m	19,499	-2,57%	20,459	2,24%
10000 m	14,206	-40,79%	18,337	-9,07%

Tabela 1 – Tabela com os valores de corrente fluindo no PAC para diferentes comprimentos

Adicionalmente, é importante observar as formas de onda de corrente geradas pelos inversores 1 e 2 para os comprimentos de 1 metro e 10.000 metros:

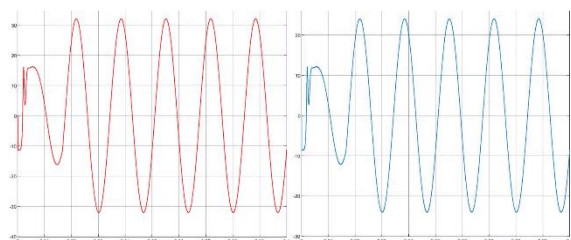


Figura 2 – Corrente nos inversores 1 e 2, respectivamente, para 1 metro

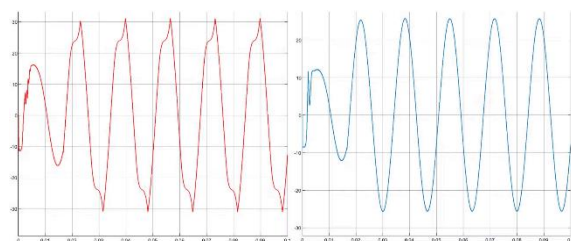


Figura 3 – Corrente nos inversores 1 e 2, respectivamente, para 10.000 metros

Conclusões

A partir da Tabela 1, observa-se uma variação significativa na corrente que flui pelo PAC em comparação aos valores de referência, especialmente nos comprimentos de 5.000 metros e, principalmente, de 10.000 metros. Para este último, o Erro Percentual (E.P.) alcança -40,79% para a componente em fase e -9,07% para a componente em quadratura. Além disso, nota-se distorções consideráveis na forma de onda da corrente no inversor 1 em relação ao inversor 2, conforme o aumento da impedância de linha, como ilustrado na Figura 3. Essas variações e distorções devem ser levadas em conta ao projetar microrredes, para evitar danos aos dispositivos conectados e aproveitar melhor os recursos. Outras simulações com diferentes condições de impedância de linha estão em andamento.

Referências

- [1] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Anuário estatístico de energia elétrica 2023. <https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/Destaques>, 2023.
- [2] Dan T Ton and Merrill A Smith. The us department of energy's microgrid initiative. The Electricity Journal, 25(8):84–94, 2012.
- [3] Moudud Ahmed, Lasantha Meegahapola, Arash Vahidnia, and Manoj Datta. Stability and control aspects of microgrid architectures—a comprehensive review. IEEE access, 8:144730–144766, 2020.
- [4] B Crowhurst, EF El-Saadany, L El Chaar, and LA Lamont. Single-phase grid-tie inverter control using dq transform for active and reactive load power compensation. In 2010 IEEE International Conference on Power and Energy, pages 489–494. IEEE, 2010.
- [5] Fernando P Marafao, Augusto MS Alonso, Fredrik Göthner, Elisabetta Tedeschi, and Danilo I Brandao. Power-and current-based control of distributed inverters in low-voltage microgrids: Considerations in relation to classic droop control. In 2020 Fifteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), pages 1–10. Ieee, 2020.