

Controle de Frequência Via Inércia Virtual e Métricas Integradas de Desempenho Elétrico em Microrredes com Geração Distribuída Renovável

Jonattan E. Sarmiento^{1,a}, Juliana R. Monteiro^{2,a,b}, Antonio C. Z. de Souza^{3,a}, Paulo F. Ribeiro^{4,a},
Benedito D. Bonatto^{5,a}

Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Brasil ^a

Associação Educacional Dom Bosco, Resende, Brasil ^{a,b}

jonattan.sarmiento@gmail.com¹, ribasjuliana@hotmail.com², zambrowni@unifei.edu.br³, aslan1952@gmail.com⁴,

bonatto@unifei.edu.br⁵

Resumo — Futuramente a maioria das concessionárias terão uma capacidade de geração renovável (não controlada) relativamente alta nas redes. O desempenho geral do sistema será cada vez mais afetado pelas características inerentes dessas gerações, como por exemplo a redução da inércia que afeta a estabilidade de frequência transitória. A topologia da máquina síncrona virtual (VISMA) foi escolhida para controle de frequência desse trabalho por conter todas as propriedades estáticas e dinâmicas de fácil alteração, pois é um algoritmo computacional. Ela foi modelada e testada num sistema com pouca inércia. Foi testado também o seu desempenho com controle primário e sem controle primário. Este artigo propõe o uso da VISMA para melhorar a qualidade de energia entregue ao consumidor, principalmente em microrredes.

Palavras-chaves — Geração Renovável, Redução da Inércia, Inércia Virtual, Controle de Frequência, Qualidade de Energia.

I. INTRODUÇÃO

O crescente consumo de energia levará a rede elétrica ser muito mais complexa no futuro. Ela integrará fontes de energia tradicionais e sustentáveis, ocorrerá uma transição de um modelo de geração de energia centralizada para uma geração distribuída, sistemas de distribuição poderão ser uniformes ou não (com novos clientes), com diferentes padrões de consumo e sistemas de controle inteligentes [1]. Esta é uma tendência da migração de um sistema tradicional para uma Smart Grid (SG).

Num contexto de crescente consciência da sociedade pela redução dos impactos ambientais e o compromisso de atender à crescente demanda por energia é incontestável aumentar a participação de fontes renováveis de energia na matriz mundial [2].

No Brasil, diferente da realidade mundial, existe ainda um expressivo potencial hidrelétrico principalmente na região amazônica. Mas a construção de novos reservatórios de grande porte choca-se de frente com a questão ambiental. A capacidade de regularização da oferta hidrelétrica vem se reduzindo especialmente durante o período seco do ano (Fig. 1 e Fig. 2). O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) já enfrenta desafios diante a escassez do recurso hídrico, como

a que o Brasil enfrentou no triênio 2013-2015. Diante dos desafios de garantir a confiabilidade do sistema frente à baixa geração hidrelétrica, o Brasil recorre ao combustível fóssil das usinas termelétricas para atender a carga, e esta operação é muito cara [2-3]. O Sistema Elétrico Brasileiro precisa complementar a geração hidrelétrica diversificando a matriz energética com a inserção de fontes aptas.

O Brasil nos últimos anos começa a investir em alternativas presentes em seu extenso território (Fig. 3). Os recursos reservados às fontes renováveis foram calculados em US\$ 7,1 bilhões em 2015. A maior parte dos investimentos (US\$ 5,7 bilhões) foi destinada a energia eólica. Estimativas indicam que esse tipo de energia produziu 2 GW a mais. Já em energia solar alcançaram US\$ 657 milhões o que pode indicar o início de um mercado para o uso de placas fotovoltaicas [4].

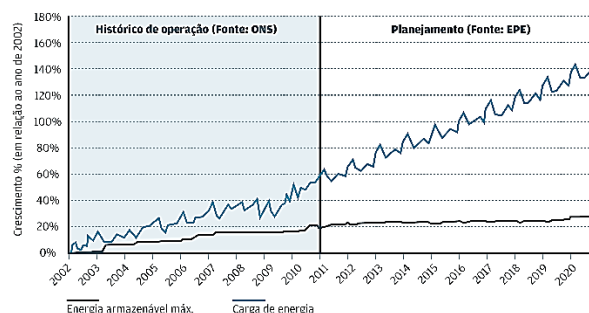


Fig. 1. Crescimento da carga x energia armazenável, 2002-2020. Fonte: EPE (2011)

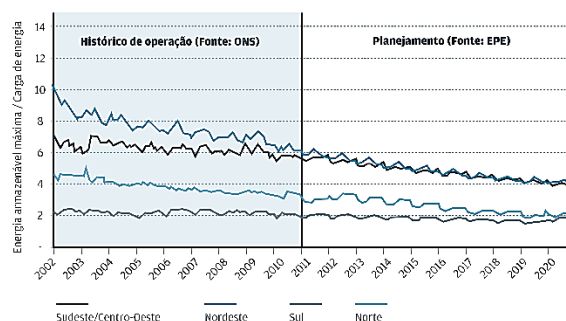


Fig. 2. Evolução da capacidade de regularização, 2002-2020. Fonte: EPE (2011)

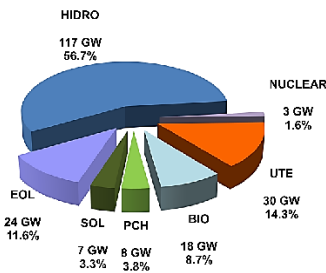


Fig. 3. Participação das fontes de geração na capacidade instalada em dezembro/2024. Fonte: EPE (2015)

Adicionalmente, frente à forte inserção de fontes não controláveis (intermitentes), especialmente as eólicas e fotovoltaicas, não só o Brasil passa a enfrentar a questão da operação futura [3]. Um dos desafios será a redução significativa da inércia de rotação [5]. Em redes elétricas a frequência da tensão é estabilizada por uma combinação da inércia de rotação de geradores síncronos e um algoritmo de controle de sua velocidade de rotação. Esta inércia do sistema é muitas vezes considerada como um dos parâmetros vitais do sistema a curto prazo. As massas rotativas injetam ou absorvem energia cinética para compensar o desvio de frequência na rede. Quanto menor este sistema de inércia, menos amortecimento é fornecido para o sistema e mais variações de frequência ocorrem devido a mudanças abruptas na geração e na carga [6-7]. Atualmente a redução de inércia afeta de forma mais significativa pequenos sistemas isolados e a literatura [8-12] foca os estudos neles. No futuro a crescente demanda por energia elétrica sustentável e o extensivo uso de equipamentos de eletrônica de potência (EP) tornarão a diminuição da inércia, que ainda não é considerada um problema em grandes sistemas interligados, mais relevante. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) quer em 2017 iniciar um estudo para medir o impacto da inserção das renováveis.

Um modo de compensar a redução da inércia do sistema é mediante a emulação dela com Geradores Síncronos Virtuais (VSG) ou Máquinas Síncronas Virtuais (VISMA) [5-7,13-29] para intervalos de tempo limitados. Estes consistem na adição de um armazenamento de energia DC para que, combinado com uma estratégia apropriada de controle do inversor/conversor de EP comporte-se como uma Inércia Virtual (Fig. 4). Estudos [30] empregando inércia virtual mostram que a mesma pode melhorar a estabilidade transitória.

A partir disso, surge o interesse em estudar a máquina síncrona virtual e testar o seu desempenho mediante um sistema com pouca inércia. Neste trabalho foi modelado o conceito da VISMA com referência de corrente. Foi realizada a simulação computacional considerando o sistema sem VISMA; o sistema com VISMA sem controle primário de frequência; e o sistema com VISMA e com controle primário, para posteriormente comparar sua influência no controle de frequência, e consequentemente propor o uso deste controle para melhorar a qualidade de energia entregue ao consumidor.

Este artigo está organizado da seguinte forma: a Seção II aborda a proposta do trabalho. Em seguida, a metodologia e a formulação matemática são explicadas. Continuamente, a Seção IV aplica a metodologia e discute os resultados obtidos. Finalmente na Seção V encontram-se as considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

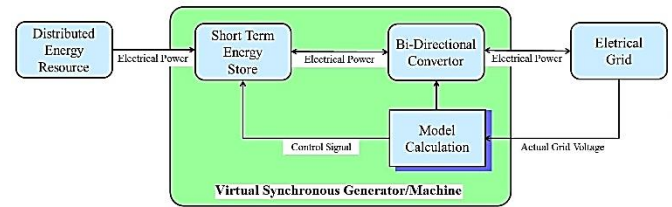


Fig. 4. Princípio da emulação de inércia virtual

II. IMPACTO DA REDUÇÃO DE INÉRCIA NA QUALIDADE DE ENERGIA

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece que o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem operar dentro de uma faixa de frequência.

O CIGRÉ realizou uma pesquisa [31] que mostra a pouca atenção que é dada ao monitoramento dos níveis de qualidade de energia de instalações fotovoltaicas. Consequentemente, faltam informações no que diz respeito ao possível impacto.

À medida que a participação de geração não controlada aumenta no sistema, o desempenho geral do sistema será cada vez mais afetado pelas características inerentes dessas gerações, como por exemplo a redução da inércia que afeta a estabilidade de frequência transitória. No contexto de redes e microrredes inteligentes, o conceito de qualidade de energia precisa ser ampliado, pois o tradicional não considera alguns parâmetros de desempenho.

Observando que futuramente a maioria das concessionárias terão instalada uma capacidade de geração não controlada relativamente alta nas redes, é proposta a utilização da VISMA como um controle de frequência. Sendo o objetivo melhorar a qualidade de energia e a estabilidade da rede, a melhor forma de alcançar a estabilidade da frequência é um objeto de discussão ainda aberto [7, 32-36]. A VISMA foi escolhida para a realização desse trabalho por conter todas as propriedades estáticas e dinâmicas.

III. MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL

No artigo [14] apresentaram a VISMA, que consiste em utilizar um inversor de frequência com um armazenamento DC juntamente com um algoritmo de controle, com o objetivo de atuar quando ocorrer algum desequilíbrio de potência no sistema. Assim, o intercâmbio de potência emula a dinâmica natural das massas girantes de um gerador síncrono, provendo a resposta inercial e colaborando na estabilidade de frequência durante o período transitório dos distúrbios.

A referência [37] apresenta uma comparação entre dois métodos de implementação da VISMA. Um que utiliza a corrente como referência no controlador de histerese e outro que utiliza a tensão como referência no controlador PWM.

Este artigo implementará a modelagem do primeiro método no Simscape para efetuar simulações computacionais com distintas configurações do sistema e analisar o efeito no controle da frequência durante a ocorrência de uma perturbação.

A. Conceituação básica

A variável de entrada do controlador do inversor é a corrente de referência. Seu cálculo se baseia na modelagem de uma

máquina síncrona convencional, que tem duas partes, uma que representa às relações elétricas do enrolamento do estator (1) e outra que representa a dinâmica mecânica do rotor (2-4) [36].

$$i_{ref} = \frac{e_{(s)} - u_{(s)}}{R_s + s \cdot L_s} \quad (1)$$

Sendo $e_{(s)}$ a fem induzida, $u_{(s)}$ a tensão nos terminais da máquina, R_s e L_s a resistência e indutância síncrona respectivamente.

$$M_{mech} - M_{el} = \frac{1}{J} \frac{d\omega}{dt} + k_d f_{(s)} \frac{d\omega}{dt} \quad (2)$$

$$M_{el} = \frac{P_{el}}{\omega} \quad (3)$$

$$\theta = \int \omega \cdot dt \quad (4)$$

Adicionalmente M_{mech} e M_{el} são o torque mecânico e elétrico respectivamente, J o momento de inércia, k_d o coeficiente de amortecimento, $f_{(s)}$ o termo de compensação de fase, ω a velocidade angular e θ a posição angular do rotor.

B. VISMA - Método com referência de corrente

O esquema da VISMA é representado na Fig. 5. O método efetua a leitura da tensão nos terminais do inversor e, mediante as equações da estratégia de controle calcula a corrente que deve ser injetada para emular o comportamento de uma massa girante. Logo, a corrente calculada é enviada ao controlador de histerese e este comuta o inversor. A fonte de energia opera em corrente DC. Esta característica permite utilizar baterias como fonte primária ou aerogeradores e painéis solares, por exemplo.

A estratégia de controle para o cálculo da corrente de referência é mostrada na Fig. 6. O bloco na parte superior representa a parte elétrica dos enrolamentos virtuais, da fem E_p desconta-se a queda de tensão em R_s e o valor da tensão da rede u_{grid} para obter o valor da tensão aplicada na indutância, calculando assim a corrente de referência i_{ref} . O bloco na parte inferior representa a parte mecânica do rotor virtual, o torque acelerante é obtido da subtração do torque mecânico de entrada M_{mech} , o torque elétrico M_{el} e o torque de amortecimento M_d . M_d é deduzido a partir da aceleração do rotor virtual $\dot{\omega}$ com a função $f_{(s)}$, a qual configurada adequadamente assegura oposição de fase nas oscilações. Ressalta-se que as variáveis que vinculam o bloco elétrico ao mecânico são a potência elétrica de saída P_e e a posição angular do rotor θ .

Uma característica da estratégia de controle é a factibilidade de injetar/absorver potência ativa da rede mudando o M_{mech} e de injetar/absorver potência reativa mudando a E_p . Igualmente permite escolher o valor da inércia e o fator de amortecimento, uma vantagem comparado a uma máquina síncrona real [36].

C. Modelagem no Simscape

Simscape é uma biblioteca do Simulink (Matlab) que tem a capacidade de modelar os elementos de um sistema com

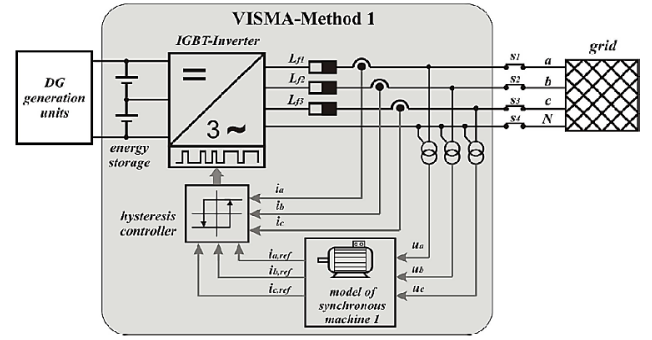


Fig. 5. VISMA-Método com referência de corrente [37]

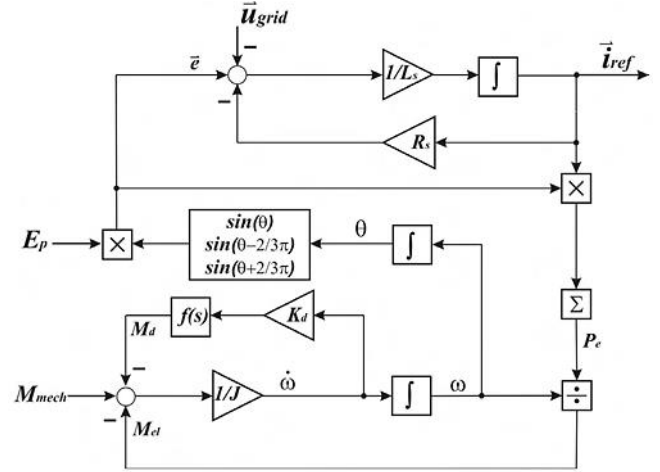


Fig. 6. Cálculo da corrente de referência [37]

blocos de representação física. A Fig. 7 ilustra a modelagem do inversor utilizando um bloco genérico de chaveamento com dispositivos IGBT's, neste trabalho foi considerada uma fonte DC como fornecedora da energia elétrica.

Na Fig. 8 (a) mostra-se os detalhes do gerador de pulsos, o qual é um controlador de corrente por histerese e sua modelagem foi baseada em [38] e em (b) encontra-se a modelagem do filtro de harmônicos LCL.

Baseada na estratégia de controle da Fig. 6 implementou-se os seguintes blocos em Simscape, a modelagem da parte elétrica (Fig. 9) e a parte mecânica (Fig. 10). No bloco mecânico foi adicionado um loop ao torque primário que acrescenta linearmente o torque em ocorrência de uma queda de frequência, isto é para permitir controle primário de frequência se for preciso na simulação computacional.

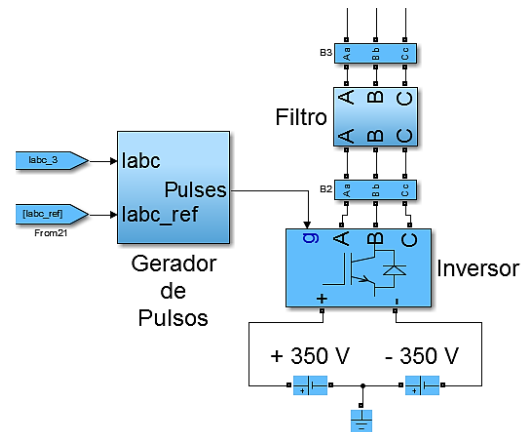


Fig. 7. Modelagem do inversor

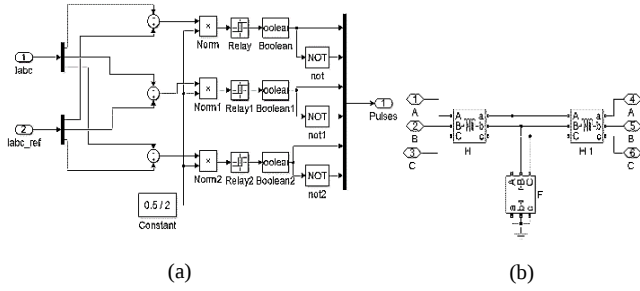


Fig. 8. Modelagem (a) Controlador de corrente por histerese e (b) Filtro de harmônicos LCL

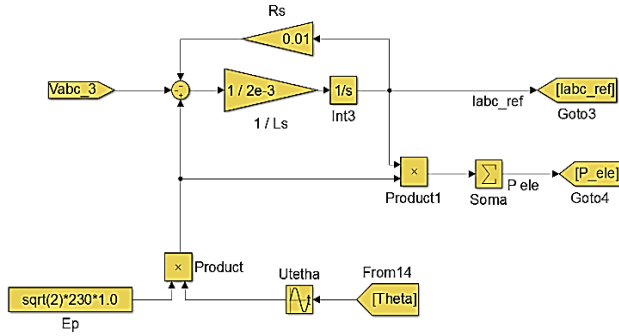


Fig. 9. Modelagem da parte elétrica virtual

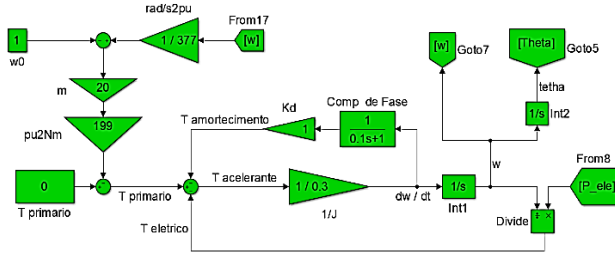


Fig. 10. Modelagem da parte mecânica virtual

IV. TESTES E RESULTADOS

Foram feitos três testes para evidenciar o efeito no controle da frequência. O sistema teste consiste de uma carga nominal de 300 kW, um gerador síncrono principal que fornece 100 % da potência de carga e a VISMA que fornece potência nula quando não houver perturbação (Fig. 11). A tensão nominal de fase é 230 V e a frequência 60 Hz. O valor da constante de inércia do gerador síncrono é menor que os valores habituais, especificando-se em 2 s.

Os parâmetros da VISMA são detalhados na Tabela I. Esses parâmetros foram ajustados por testes empíricos. O termo de amortecimento tem muita importância em relação às oscilações, ele e o valor da inércia poderiam ser otimizados mas está fora do escopo desse trabalho.

O objetivo é comparar as respostas de frequência do sistema em ocorrência de uma perturbação, nestes casos será um aumento súbito da carga em 20% do valor nominal (Fig. 11).

Na Tabela II são detalhadas as configurações dos geradores para os três testes. O gerador síncrono sempre possui controle primário de frequência.

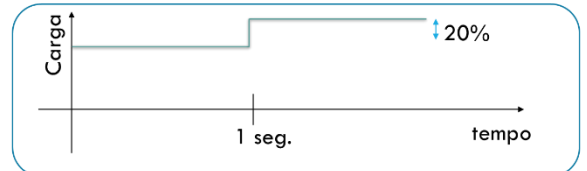
A seguir são apresentados os resultados das três simulações.

TABELA I. Parâmetros da VISMA

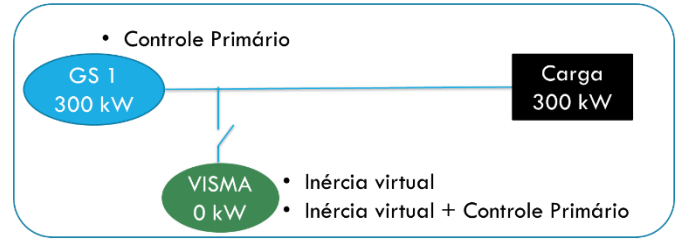
Parâmetros mecânicos		Parâmetros elétricos	
J	0,3 kg.m ²	L_s	2,0 mH
K_d	2,0	R_s	0,01 ohm
$T_{primario}$	0 Nm	fem	325 Volts

TABELA II. Configurações das máquinas

Teste	GS	VISMA
1	Controle primário	Não opera
2	Controle primário	Inércia virtual
3	Controle primário	Inércia Virtual e Controle primário



(a)



(b)

Fig. 11. Testes (a) Perturbação, (b) Sistema teste

A. Sistema sem VISMA

Este teste é para verificar o comportamento do sistema somente com a presença do gerador síncrono com valor de inércia reduzido e o resultado da simulação será utilizado como referência para os próximos testes. Na Fig. 12 observa-se que a frequência nãdir da rede é de 59,21 Hz, durante a perturbação do sistema ocorrem várias oscilações e depois de 5,0 s consegue-se permanecer em torno de 59,52 HZ. A frequência de rotação do rotor do gerador síncrono ao longo da simulação permanece próximo à frequência da rede, porém ambas tem uma característica oscilatória após do distúrbio.

B. Sistema com VISMA sem controle primário

Neste teste é adicionada a VISMA no sistema, fornecendo somente inercial virtual, ou seja, injetará ou absorverá potência ativa com o intuito de estabilizar a frequência unicamente em

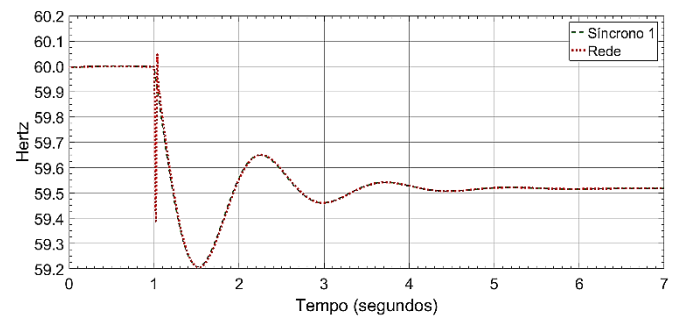


Fig. 12. Frequências. Gerador síncrono sem VISMA

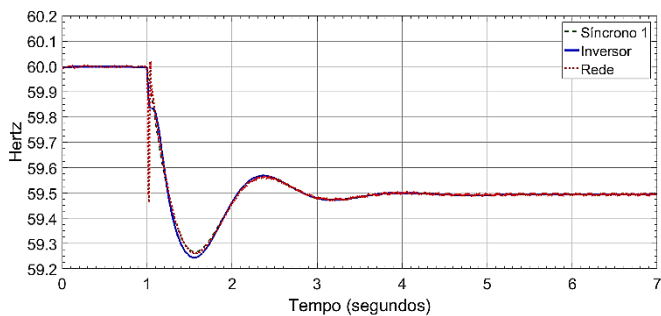


Fig. 13. Frequências. Gerador síncrono e VISMA sem controle primário

caso de oscilações, mas não atuará em caso do sistema apresentar valor de frequência diferente da frequência nominal, como seria o caso da atuação de um controle primário.

Na Fig. 13 observa-se que o valor da frequência nadir é de 59,26 Hz, 0,05 Hz maior que o teste da Fig. 12 e consegue-se estabilizar em 3,5 s depois do distúrbio em um valor próximo a 59,49 Hz. Observa-se uma diminuição importante das oscilações da frequência da rede, além disso, tanto a frequência de rotação do rotor do gerador síncrono quanto a frequência do rotor virtual da VISMA apresentam poucas oscilações comparadas à frequência do rotor do gerador síncrono do teste anterior. Um detalhe a considerar é a variação da frequência da rede sem distúrbio, isto acontece porque o inversor é operado por um controle de histerese e a faixa de tolerância de corrente é de ± 4 A que provoca uma faixa de tolerância na potência de saída de ± 2 kW como visto na curva de potência dos dispositivos na Fig. 14.

A Fig. 14 exibe como a VISMA antes do distúrbio não fornecia potência e aumenta subitamente a potência na ocorrência do distúrbio, depois passa para um valor máximo de 10 kW e volta ao valor zero. Observa-se como a carga não somente é abastecida pelo gerador síncrono, diminuindo a sua exigência de atuação no distúrbio, mas depois de 0,6 s deve abastecer quase integralmente a carga provocando a queda de frequência correspondente até uma eventual atuação dos controles secundários de frequência.

C. Sistema com VISMA com controle primário

Neste teste tanto o gerador síncrono principal quanto a VISMA possuem controle primário de frequência, na VISMA o controle primário é efetuado mudando o torque virtual em função da queda de frequência. Como se observa na Fig. 15, a frequência do sistema e dos rotores possuem menores oscilações comparado aos testes da Fig. 12 e Fig. 13. A frequência nadir é 59,42 Hz, 0,16 Hz maior que o teste da Fig. 13 e 0,21 Hz comparado ao valor da simulação sem VISMA

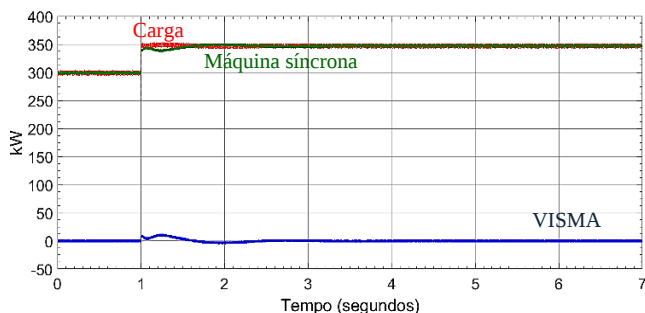


Fig. 14. Potência ativa. Gerador síncrono e VISMA sem controle primário

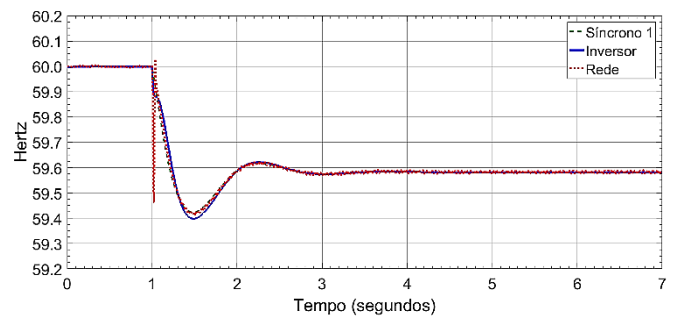


Fig. 15. Frequências. Gerador síncrono e VISMA com controle primário

da Fig. 12. Outra melhoria que pode ser vista foi a frequência depois do distúrbio, demorando 2,5 s até se estabilizar em torno de 59,58 Hz, 1,0 s mais rápido que o teste da Fig. 13 com uma melhora de 0,09 Hz. Isto comprova o efeito positivo do controle primário na estabilização da frequência durante o período transitório e permanente.

A Fig. 16 mostra as curvas de potência dos dispositivos bem semelhantes ao teste da Fig. 14, porém o pico máximo da potência da VISMA aumenta para 21 kW exigindo menos do gerador síncrono no período transitório, além disso permanece fornecendo uma pequena quantidade de potência de 10,5 kW depois do transitório, dando uma pequena folga ao gerador síncrono. A VISMA não poderia permanecer por muito tempo fornecendo potência ativa por ser alimentada por uma bateria, mas seu controle primário apresenta melhoria no transitório, que é conveniente ser aproveitado até uma eventual atuação dos controles primários ou secundários de outras fontes ligadas ao sistema.

V. CONCLUSÕES

A operação da VISMA nos casos analisados comportou-se adequadamente, um detalhe a ressaltar é o efeito do controlador por histerese, ele determina uma faixa de tolerância na potência de saída do inversor e, dependendo do sistema, essa faixa pode provocar pequenas oscilações na frequência da rede.

Neste trabalho mesmo a máquina VISMA alimentada por uma bateria ligada ao sistema via interface de eletrônica de potência (sem massa girante) consegue-se melhorar significativamente o controle de frequência no período transitório, diminuindo as oscilações e melhorando a frequência nadir, além disso, a exigência de potência nos outros geradores do sistema em caso de perturbações é reduzida.

Adicionando um *loop* de controle no torque primário da VISMA é possível incluir um controle primário de frequência além da resposta inercial, melhorando a resposta de frequência

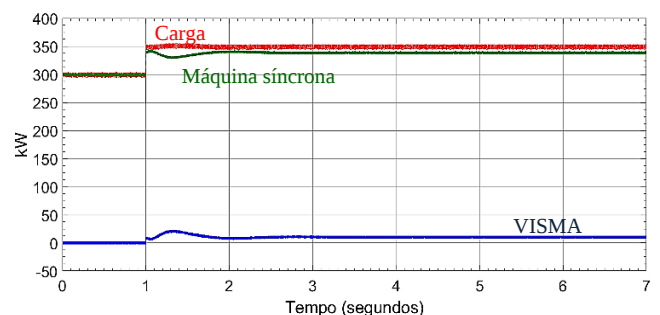


Fig. 16. Potência ativa. Gerador síncrono e VISMA com controle primário

tanto no período transitório quanto o período após do transitório. Deve-se tomar cuidado com o tempo que permanecerá operando o controle primário da VISMA porque dependerá da capacidade da fonte primária e dos controles primários e secundários de frequência dos outros dispositivos do sistema.

Com a latente evolução dos sistemas elétricos de potência para a inserção de fontes carentes de inércia e a eventualidade de microrredes operando de forma ilhada, será importantíssimo considerar a VISMA nas estratégias de controle que aprimoram a qualidade de energia no controle de frequência. E destacando o baixo custo e a facilidade em alterar suas características estáticas e dinâmicas, pois são algoritmos computacionais.

VI. AGRADECIMENTOS

Este trabalho contou com o apoio parcial do INERGE, CNPq, CAPES, FAPEMIG e UNIFEI.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] P. Ribeiro, H. Polinder, M. J. Verkerk, "Philosophical Considerations on the Design of Smart Grids", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, p.1-3, July 2012.
- [2] N. J. de Castro (org.), "Visão 2030 Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico", Rio de Janeiro: Babilônia Cultura Editorial, 2015.
- [3] M. T. Tolmasquim (coord.), "Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica", EPE: Rio de Janeiro, 2016.
- [4] "Global trends in renewable energy investment", *Frankfurt School UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance*, March 2016.
- [5] M. Ashabani, "Synchronous Converter and Synchronous-VSC-State of Art of Universal Control Strategies for Smart Grid Integration", *Smart Grid Conference*, p.1-8, 2014.
- [6] P. Tielens, D. Van Hertem, "The Relevance of Inertia in Power Systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.55, p.999-1009, March 2016.
- [7] J. Driesen, K. Visscher, "Virtual Synchronous Generators". *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, IEEE, p.1-3, 2008.
- [8] G. C. Tamowski, "Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration", *Ph.D. thesis*, Technical University of Denmark, 2011.
- [9] P. Tielens et al., "Frequency Support by Wind Power Plants in Isolated Grids with Varying Generation Mix", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, p.1-8, 2012.
- [10] G. Delille, B. Francois, G. Malarange, "Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia", v.3, p. 931-939, 2012.
- [11] J. O' Sullivan, "Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System-Frequency Stability Challenges in Ireland", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.29, p. 2943-2951, Nov. 2014.
- [12] Y. Tan, L. Meegahapola, K. M. Muttaqi, "A review of Technical Challenges in Planning and Operation of Remote Area Power Supply Systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.38, p.876-889, October 2014.
- [13] J. Morren, J. Pierik, S.W.H. de Haan, "Inertial Response of Variable Speed Wind Turbines", *Electr. Power Syst. Res.*, p.980-987, July 2006.
- [14] H. P. Beck, R. Hesse, "Virtual Synchronous Machine", 9th *International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, p.1-6, 2007.
- [15] K. Visscher, S. W. H. de Haan, "Virtual Synchronous Machines (VSG's) for Frequency Stabilisation in Future Grids with a Significant Share of Decentralized Generation", *CIGRE Seminar: Smart Grids for Distribution*, p.1-4, Frankfurt, Germany, June de 2008.
- [16] M.P.N Van Wessenbeeck et al., "Grid Tied Converter with Virtual Kinetic Storage. Power Tech", *IEEE Bucharest*, p.1-7, 2009.
- [17] T. Loix et al., "Layout and Performance of the Power Electronic Converter Platform for the VSYNC Project", *Power Tech, IEEE Bucharest*, p.1-8, 2009.
- [18] V. V. Thong et al., "Virtual Synchronous Generator: Laboratory Scale Results and Field Demonstration", *Power Tech, IEEE Bucharest*, p.1-6, 2009.
- [19] K. Sakimoto, Y. Miura, T. Ise, "Stabilization of a Power System with a Distributed Generator by a Virtual Synchronous Generator Function", *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), IEEE 8th International Conference on*, p.1498-1505, 2011.
- [20] Z. Linn, Y. Miura, T. Ise, "Power System Stabilization Control by HVDC with SMES Using Virtual Synchronous Generator", *IEE J. Ind. Appl.* 1, p.102-110, 2012.
- [21] T. Shintai, Y. Miura, T. Ise, "Reactive Power Control for Load Sharing with Virtual Synchronous Generator Control", *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 7th International*, v.2, p.846-853, 2012.
- [22] J. Zhu et al., "Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, p.1277-1287, May 2013.
- [23] N. Soni, S. Doolla, M. C. Chandorkar, "Improvement of Transient Response in Microgrids Using Virtual Inertia", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.28, n.3, 2013.
- [24] S. D'Arco, J. A. Suul, "Virtual Synchronous Machines – classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids", *Power Tech*, p.1-7, 2013.
- [25] J. Meng et al., "A Virtual Synchronous Generator Control Strategy for Distributed Generation", *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, p.495-498, 2014.
- [26] H. Bevrani, T. Ise, Y. Miura, "Virtual Synchronous Generators: A Survey and New Perspectives", *Jornal Internacional de Energia Elétrica e Energia Sistemas*, v.54, p.244-254, 2014.
- [27] S. D'Arco, J. A. Suul, O. B. Fosso, "A Virtual Synchronous Machine Implementation for Distributed Control of Power Converters in Smart Grids", *Electric Power Systems Research*, p.180-197, 2015.
- [28] V. Karapanos, P. Kotsampopoulos, N. Hatzigargyriou, "Performance of the Linear and Binary Algorithm of Virtual Synchronous Generators for the Emulation of Rotational Inertia", *Electric Power Systems Research*, v. 123, p.119-127, June 2015.
- [29] B. Kameshwar, P. Saverio, B. F. Dörfler, "Placing Rotational Inertia in Power Grids", *American Control Conference (ACC)*, p. 2314-2320, 2016.
- [30] R. Aouini et al., "Virtual Synchronous Generators Dynamic Performances", *Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM) International Conference*, p.1-6, 2014.
- [31] CIGRÉ, "Power Quality Aspects of Solar Power", *JWG C4/C6.29*, 2016.
- [32] F.W. Koch, I. Erlich, F. Shewarega, "Dynamic Interaction of Large Offshore Wind Farms with the Electric Power System", *Power Tech Conference Proceedings, IEEE Bologna*, v.3, p.7, 2003.
- [33] A. Engler, N. Soultanis, "Droop Control in LV-Grids", *International Conference on Future Power Systems*, p. 6, 2005.
- [34] I. Erlich, K. Rensch, F. Shewarega, "Impact of Large Wind Power Generation on Frequency Stability", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, p. 8, 2006.
- [35] Q. C. Zhong, G. Weiss, "Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, p. 1259-1267, 2011.
- [36] Y. Chen et al., "Improving the Grid Power Quality Using Virtual Synchronous Machines", *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, p. 1-6, 2011.
- [37] Y. Chen et al., "Comparison of Methods for Implementing Virtual Synchronous Machine on Inverters", *International Conference on Renewable Energies and Power Qualities*, v. 1, n. 10, p. 734-739, 2012.
- [38] B. V. Ranganadh, A. M. Prasad, M. Sreedhar, "Modelling And Simulation of a Hysteresis Band Pulse Width Modulated Current Controller Applied to a Three Phase Voltage Source Inverter By Using Mat lab", *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, v. 2, n. 9, p. 4378-4387, 2013.