

ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO INVERSOR ELETRÔNICO PARA REDUZIR AS EXCURSÕES DO ÂNGULO DO ROTOR DA MÁQUINA SÍNCRONA

OSCAR CUARESMA ZEVALLOS, RICARDO PRADA

Depto. de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio
Caixa Postal 38097, 22451-900, Rio de Janeiro, RJ
E-mails: oczevallos@gmail.com, prada@ele.puc-rio.br

Abstract— The increase in electricity generation from wind and solar sources brings important changes in the operational and dynamic characteristics of the power system when it is subjected to major disturbances. One important technical problem is the loss of transient stability by progressively replacing of conventional generation with energy sources connected to the system through electronic converters, reducing the overall system inertia. However, the converters could potentially bring new capabilities of fast control to give support to synchronous generators connected to the power system in response to a disturbance. In this paper, a control strategy for the inverter is proposed based on the injection of the current identified as having the major participation in the variation of the synchronous machine rotor angle. The identification is based on the eigenvalue sensitivity analysis with respect to the rotor angle. The proposed method is tested in a hybrid system with a synchronous generator connected in parallel with an inverter, representing the link between a photovoltaic system and the grid, both connected to an infinite bus through two transmission lines. The dynamic response of the rotor angle is assessed simulating a two phase to ground fault. The results show that the inverter must absorb active power, releasing the kinetic energy stored in the rotational masses of the synchronous machine, and effectively reducing the rotor angle excursions.

Keywords— Transient stability, synchronous generators, rotor angle, dynamic phasors, eigenvalue sensitivity analysis, inverter control.

Resumo— O incremento de geração eólica e fotovoltaica traz consideráveis mudanças nas características operativas e dinâmicas do sistema quando este é submetido a grandes distúrbios. Um dos problemas técnicos mais relevantes é a estabilidade transitória, já que a geração renovável ligada ao sistema por conversores eletrônicos reduz a inércia total do sistema. Entretanto, os conversores eletrônicos podem potencialmente trazer novas oportunidades de controle rápido para dar suporte aos geradores síncronos ligados ao sistema em resposta a um distúrbio. O presente trabalho é uma proposta para controle no conversor eletrônico baseado na injeção da corrente identificada como a de maior impacto na resposta transitória do ângulo do rotor da máquina síncrona. A identificação é feita através do estudo de sensibilidade dos autovalores com respeito ao ângulo do rotor da máquina síncrona. O método proposto é testado em um sistema híbrido com um gerador síncrono operando em paralelo com um inversor, representando a ligação entre um sistema fotovoltaico com a rede elétrica, ambos ligados a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão. A resposta transitória do ângulo do rotor é avaliada simulando-se uma falta monofásica em uma das linhas de transmissão. Os resultados mostram que o inversor deverá absorver potência ativa, liberando, assim, a energia cinética armazenada na massa rotativa do gerador síncrono, reduzindo efetivamente as excursões no ângulo do rotor da máquina.

Palavras-chave— Estabilidade transitória, geradores síncronos, ângulo do rotor, fasores dinâmicos, análise de sensibilidade, controle de inversores.

1 Introdução

Em anos recentes, os sistemas de potência tem experimentado um incremento significativo na penetração de unidades de geração renovável (principalmente eólica e fotovoltaica) ligados ao sistema de potência através de dispositivos eletrônicos de potência. Esta mudança na operação dos sistemas de potência tem trazido novos desafios técnicos, tais como a resposta total do sistema a grandes distúrbios.

As capacidades das unidades de geração renovável evoluíram significativamente durante a década passada, possibilitando que contribuam na segurança operacional do sistema. À medida que aumenta a penetração de unidades de geração renovável relativa à quantidade de geração convencional, existe um maior interesse no desenvolvimento dessas unidades para fornecer controle em frequência, inércia e tensão, capacidades que tradicionalmente são fornecidas por geração síncrona convencional.

As potenciais capacidades das unidades de geração renovável permitiriam que essas unidades não só permaneçam ligadas ao sistema de potência durante e após grandes distúrbios, mas também para fornecer

suporte em manter a estabilidade do sistema de potência. Embora o problema de estabilidade com incremento significativo de unidades de geração renováveis não tenha sido amplamente estudado ou incorporado na operação dos sistemas elétricos, existe cada vez maior interesse na mudança dos requerimentos operacionais nos códigos de rede dos países com grande desenvolvimento em energia renovável.

Os requerimentos dos códigos de rede a respeito da implementação de *fault-ride through* (FRT) nas unidades de geração renovável está começando a mudar. Nos Estados Unidos, a atualização da norma IEEE-1547 (*IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2009*) está sob discussão para considerar apropriadamente a implementação da capacidade FRT. Em setembro de 2012, a *Integration of Variable Generation Task Force* (IVGTF) comissionado pela *The North American Electric Reliability Corporation* (NERC) publicou um relatório (Ellis, 2012) com respeito à avaliação dos requisitos de interconexão para geração variável, a qual contém as recomendações para o controle de potência reativa e controle de tensão, desempenho durante e após faltas, controle de potência ativa, harmônicos, interação sub-síncrona e modelos para estudos de interconec-

xão. Na Alemanha, o código de rede para redes de média tensão introduzido em 2008 (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2008), o requerimento de FRT é incluído na seção “suporte de rede dinâmico”.

Na literatura, existem vários artigos relacionados à avaliação do impacto da substituição gradual de geração convencional por geração renovável e suas implicações na estabilidade dos sistemas de potência. As referências (Eftekharijad, 2013) e (Gautam, 2009) avaliam o impacto da alta penetração de geração fotovoltaica na estabilidade de pequenos sinais e na estabilidade transitória. A avaliação está baseada na análise de sensibilidade dos autovalores para identificar os modos de oscilação críticos. A análise dos modos de oscilação críticos é ampliada para avaliar se o sistema é transitivamente estável, quando esse modo de oscilação crítico é excitado por um grande distúrbio. O método em (Bueno, 2016) é similar na avaliação da estabilidade de pequenos sinais e da estabilidade transitória. Neste caso, um modelo dinâmico em sequência positiva é usado na unidade de geração fotovoltaica. O modelo foi desenvolvido pelo *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) incluindo o modelo do conversor e seus controles associados. Em (Tamimi, 2013), um caso de estudo em Ontário-Canadá é apresentado com respeito à avaliação do impacto da geração fotovoltaica de grande porte na estabilidade de pequenos sinais, tensão e transitória. No desenvolvimento do caso de estudo utilizou-se a análise dos autovalores, capacidade de carga e simulações no domínio do tempo.

Vários esforços em pesquisa a respeito do suporte em estabilidade transitória têm sido propostos. Em (Hossain, 2016), três controladores não lineares são propostos baseados no controle de lógica fuzzy, o controle não linear estático e o sistema de inferência fuzzy de rede adaptativa, todos baseados em um limitador de corrente de tipo resistivo para melhoria da estabilidade transitória em um sistema híbrido, composto de geração eólica, fotovoltaica e síncrona. Em (Huang, 2013) é programada uma nova configuração de FRT e um esquema de gestão transitório em uma turbina eólica com um gerador de indução duplamente alimentado. Para programar a capacidade de FRT quando o sistema é sujeito a faltas simétricas e assimétricas, as tensões de sequência positiva e negativa são controladas na referência estacionária dq . A referência (Gautam, 2011) propõe uma estratégia de controle suplementar para parques eólicos com um gerador de indução duplamente alimentado. O comando de torque ou potência para o conversor é determinado pela combinação do requerimento operacional de máxima potência e o controle inercial durante eventos transitórios. Em (Attya, 2013), é proposta uma técnica para calcular e controlar a quantidade de energia cinética armazenada na massa rotacional da turbina eólica, com o objetivo de ser usado durante quedas de frequência.

Neste artigo apresenta-se uma nova abordagem baseada na capacidade rápida do conversor de inje-

ção de corrente na rede elétrica. Essas correntes podem estar em termos de frequência fundamental em sequência positiva ou em termos de diferente ordem de harmônicos em sequência positiva ou negativa, a ser definido pela análise proposta. A definição do grau de harmônico que deverá ser injetado na rede sujeita a grandes distúrbios, para reduzir as excursões do ângulo do rotor da máquina síncrona em um sistema híbrido (geração renovável e convencional) é realizada através da avaliação dos modos de oscilação críticos identificados pela análise de sensibilidade dos autovalores com respeito à variação no ângulo do rotor do gerador síncrono (δ_r). A análise de sensibilidade dos autovalores permite examinar a influência dos parâmetros do sistema sobre a dinâmica global do sistema. Uma vez identificados os modos de oscilação críticos, é possível determinar as variáveis que tenham grande participação nesses modos de oscilação críticos através da análise de fatores de participação. As variáveis determinadas são aquelas que devem ser influenciadas pela injeção de corrente pelo inversor através da estratégia de controle proposto. O controle do inversor proposto é baseado no objetivo de manter o valor da potência ativa de saída da máquina síncrona, durante e após um grande distúrbio, o mais próximo possível do valor pré-falta.

O artigo está organizado em 7 seções. Na Seção 2 apresenta-se uma discussão sobre o impacto das unidades de geração renováveis na estabilidade transitória de sistemas de potência híbridos. Na Seção 3 apresenta-se a abordagem proposta para identificar as variáveis com maior influência na variação do ângulo do rotor da máquina síncrona. Na Seção 4 definem-se os fasores dinâmicos para sistemas monofásicos e polifásicos. Na Seção 4 define-se a estratégia de controle proposta para o inversor. Na Seção 6 apresentam-se os resultados da simulação para uma falta bifásica a terra. Na Seção 7 apresentam-se as conclusões.

2 Impactos na Estabilidade Transitória

Em um sistema elétrico de potência, a capacidade de restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico é determinada pela resposta dinâmica do ângulo do rotor em uma máquina síncrona. Com o incremento constante das unidades de geração renovável, o sistema de potência está experimentando uma mudança na resposta do sistema após da ocorrência de um distúrbio. A resposta total do sistema muda baseado no fato que as unidades de geração convencional estão sendo substituídos por fontes de energia renováveis ligadas ao sistema através de conversores eletrônicos, requerendo deles serviços auxiliares que eram usualmente fornecidos pelos geradores síncronos para dar suporte ao sistema em manter a estabilidade transitória.

2.1 Estabilidade Transitória

A estabilidade transitória é a capacidade do sistema em manter sincronismo quando é sujeito a grandes distúrbios. Os distúrbios mais severos incluem saídas de equipamentos, mudanças na carga e faltas os quais produzem grandes excursões no ângulo do rotor das máquinas síncronas. O período de interesse em estudos de estabilidade transitória é de 3-5s após o distúrbio. A duração poderia ser estendida até 10-20s para um sistema elétrico muito grande (Kundur, 2004). Se o torque elétrico ficar abaixo do torque mecânico durante o distúrbio, o rotor da máquina síncrona começará a acelerar causando um incremento na velocidade do rotor e na posição angular do vetor de fluxo do rotor. Os serviços auxiliares que podem ser fornecidos pelas unidades de geração renovável devem aproveitar a resposta rápida dos conversores para fornecer suporte aos geradores síncronos durante e após o distúrbio, para reduzir a diferença entre o torque elétrico e o torque mecânico e, assim, reduzindo efetivamente as excursões no ângulo do rotor das máquinas síncronas.

3 Abordagem Proposta

3.1 Análise de Sensibilidade dos Autovalores

O primeiro passo na identificação das variáveis com grande participação na variação do ângulo do rotor quando o sistema de potência é submetido a distúrbios é determinar os modos de oscilação críticos através da análise de sensibilidade dos autovalores com respeito a δ_r . A sensibilidade dos autovalores pode ser expresso como em (Kundur, 1994) e (Nolan, 1976):

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial \delta_r} = \psi_i \frac{\partial A}{\partial \delta_r} \phi_i \quad (1)$$

onde:

- λ_i é o i -ésimo autovalor;
- ψ_i e ϕ_i são os autovetores esquerdo e direito correspondentes ao i -ésimo autovalor, respectivamente.

Os autovalores da matriz de estado A e o autovetor esquerdo (ψ_i) e autovetor direito (ϕ_i) associado são definidos como:

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad (2)$$

$$A \phi_i = \lambda_i \phi_i \quad (3)$$

3.2 Fatores de Participação

A análise de fatores de participação é realizado para identificar as variáveis com grande participação em aqueles modos críticos que foram afetados pela variação no δ_r . A matriz de fatores de participação pode ser expresso como em (Kundur, 1994):

$$P = [P_1 \quad P_1 \quad \dots \quad P_n] \quad (4)$$

$$P_i = \begin{bmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (5)$$

onde:

- ϕ_{ki} é o elemento na k -ésima fila e na i -ésima coluna da matriz ϕ ;
- ϕ_{ki} é a k -ésima entrada do autovetor direito ϕ_i ;
- ψ_{ki} é o elemento na i -ésima fila e na k -ésima coluna da matriz ψ ;
- ψ_{ki} é a k -ésima entrada do autovetor esquerdo ψ_i .

O elemento $P_{ki} = \phi_{ki} \psi_{ik}$ é definido como o fator de participação. Esse fator é uma medida da participação relativa da k -ésima variável de estado no i -ésimo modo de oscilação.

A matriz de estado A é obtida através da linearização das equações não lineares que descrevem a resposta dinâmica da máquina síncrona. Para determinar o grau de harmônico da corrente que deverá ser injetada pelo controle do inversor durante e após a falta, a modelagem da máquina síncrona deve considerar suas variáveis, como a tensão, corrente, velocidade angular do rotor e ângulo do rotor, em termos harmônicos de sequência positiva e negativa. O modelo escolhido aqui é o modelo da máquina síncrona em fasores dinâmicos e será apresentado na Seção 4.

4 Fasores Dinâmicos

Os fasores dinâmicos são uma técnica que pode ser aplicada para modelar os componentes de um sistema de potência, como em (Stanković, 2000) e (Stanković, 2002). Está baseado na propriedade de que uma forma de onda no domínio do tempo $f(\tau)$ pode ser representada no intervalo $\tau \in (t - T, t]$ usando série de Fourier da forma:

$$f(\tau) = \sum_{h=-\infty}^{\infty} F_h(t) e^{jh\omega_s \tau} \quad (6)$$

onde $F_h(t)$ são os coeficientes complexos de Fourier. O objetivo é encontrar os coeficientes que possam fornecer uma boa aproximação da forma de onda original. O coeficiente h -ésimo (h -fasor) no tempo "t" é determinado por:

$$F_h(t) = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t f(\tau) e^{-jh\omega_s \tau} d\tau = \langle f \rangle_h(t) \quad (7)$$

onde $\omega_s = 2\pi f_s$ e o f_s é a frequência fundamental do sistema.

O modelo dinâmico para os coeficientes da série de Fourier é determinado na medida em que a janela de tamanho "T" desliza sobre os sinais de interesse, assim, obtendo um modelo de espaço-estado onde os coeficientes em (7) são as variáveis de estado.

As principais propriedades dos fasores dinâmicos são:

- Diferenciação com respeito ao tempo
$$\frac{dF_h}{dt}(t) = \left\langle \frac{df}{dt} \right\rangle_h(t) - jh\omega_s F_h(t) \quad (8)$$

- Cálculo da média do produto
$$\langle qx \rangle_h = \sum_{i=-\infty}^{\infty} [\langle q \rangle_{h-i} \langle x \rangle_i] \quad (9)$$

A equação (8) é determinada usando-se (6) e (7) e integração por partes. A equação (9) é determinada através de (7), usando-se qx ao invés de f e substituindo-se x e q por uma equação similar a (6).

4.1 Fasores Dinâmicos e Vetores Espaciais

O conceito de vetores espaciais é amplamente usado em máquinas elétricas (Novotny, 1996), e é definido como:

$$\vec{f}_{\alpha\beta} = \frac{2}{3} \left[f_a(t) + e^{j\frac{2\pi}{3}} f_b(t) + e^{-j\frac{2\pi}{3}} f_c(t) \right] \quad (10)$$

Uma vantagem dos vetores espaciais é a facilidade de lidar com as transformações em coordenadas rotacionais, pois elas representam pré-multiplicações com exponenciais complexas.

Considerando que o sistema de sinais trifásicos $f_a(t)$, $f_b(t)$ e $f_c(t)$ são periódicos, desbalanceados e distorcidos, obtém-se a partir de (10):

$$\vec{f}_{\alpha\beta} = \frac{2}{3} \sum_{h=0}^{\infty} \vec{f}_{\alpha\beta}^{(h)} \quad (11)$$

onde:

$$\begin{aligned} \vec{f}_{\alpha\beta}^{(h)} &= f_a^{(h)}(t) + e^{j\frac{2\pi}{3}} f_b^{(h)}(t) \\ &+ e^{-j\frac{2\pi}{3}} f_c^{(h)}(t) \end{aligned} \quad (12)$$

e h é a ordem de harmônico considerado na referência estacionária $\alpha\beta$.

A equação (12) pode ser vista como a soma de dois vetores em componentes de sequência positiva e negativa:

$$\vec{f}_{\alpha\beta}^{(h)} = \vec{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} + \vec{f}_{\alpha\beta-}^{(h)} \quad (13)$$

Os dois vetores de sequência positiva e negativa têm magnitudes constantes e giram com velocidades iguais a $+h\omega_s$ e $-h\omega_s$.

Cada vetor de sequência pode ser representado por:

$$\vec{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} = \tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} e^{jh\omega_s t} \quad (14)$$

$$\vec{f}_{\alpha\beta-}^{(h)} = \tilde{f}_{\alpha\beta-}^{(h)*} e^{-jh\omega_s t} \quad (15)$$

onde $\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)}$ e $\tilde{f}_{\alpha\beta-}^{(h)}$ são os componentes fasoriais de sequência positiva e negativa de Fortescue, isto é, o módulo e defasagem angular do sinal de fase “a” do h -ésimo componente harmônico trifásico balanceado

de sequência positiva e negativa, respectivamente. Substituindo (13), (14) e (15) em (11) obtém-se:

$$\vec{f}_{\alpha\beta} = \sum_{h=0}^{\infty} [\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} e^{jh\omega_s t}] + \sum_{h=1}^{\infty} [\tilde{f}_{\alpha\beta-}^{(h)*} e^{-jh\omega_s t}] \quad (16)$$

As quantidades por fase, módulo e o ângulo em cada fase, são consideradas valores reais e, portanto se cumpre que $\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(-h)} = \tilde{f}_{\alpha\beta-}^{(h)*}$. Obtém-se, assim:

$$\vec{f}_{\alpha\beta} = \sum_{h=0}^{\infty} [\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} e^{jh\omega_s t}] + \sum_{h=-\infty}^{-1} [\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} e^{jh\omega_s t}] \quad (17)$$

$$\vec{f}_{\alpha\beta} = \sum_{h=-\infty}^{\infty} [\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} e^{jh\omega_s t}] \quad (18)$$

A equação(18) é análoga à (6) e, portanto, $\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)}$ representa o fasor dinâmico. Dependendo do valor do harmônico, poderão se obter componentes de sequência positiva (com valores de h positivos) e componentes de sequência negativa (com valores de h negativos). Análogo à (7), os fasores dinâmicos definidos em (18) podem ser calculados como:

$$\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t \vec{f}_{\alpha\beta} e^{-jh\omega_s t} dt \quad (19)$$

4.2 Fasores Dinâmicos na Referência do Rotor

As variáveis do modelo da máquina síncrona a serem usadas estão referenciadas ao rotor e, portanto, deve-se definir os fasores dinâmicos para essas variáveis. Assim, o vetor espacial na referência estacionária pode ser referenciado ao rotor multiplicando por $e^{-j\theta_r}$ como em (Novotny, 1996), obtendo-se:

$$\vec{f}_{qds}^r = \vec{f}_{\alpha\beta} e^{-j\theta_r} \quad (20)$$

onde $\theta_r = \omega_s t + \delta_r$.

Substituindo (18) em (20), obtém-se:

$$\vec{f}_{qds}^r = \sum_{K=-\infty}^{\infty} [(\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} e^{-j\delta_r}) e^{j(K)\omega_s t}] \quad (21)$$

onde $K = h - 1$ são os harmônicos considerados na referência do rotor.

Análogo à (7), os fasores dinâmicos em (21) podem ser calculados por:

$$\begin{aligned} \langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_K &= (\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} e^{-j\delta_r}) \\ &= \frac{1}{T} \int_{t-T}^t \vec{f}_{qds}^r e^{-j(K)\omega_s t} dt \end{aligned} \quad (22)$$

O modelo em vetores espaciais da máquina síncrona a ser usado contém termos conjugados de \tilde{f}_{qds}^r e, portanto, os fasores dinâmicos para os termos conjugados são:

$$\vec{f}_{qds}^{r*} = \sum_{K=-\infty}^{\infty} [(\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} e^{-j\delta_r})^* e^{j(-K)\omega_s t}] \quad (23)$$

De forma similar, os fasores dinâmicos em (23) são:

$$\begin{aligned}\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_{-k} &= (\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(h)} e^{-j\delta_r})^* \\ &= \frac{1}{T} \int_{t-T}^t \vec{f}_{qds}^r e^{-j(-k)\omega_s t} dt\end{aligned}\quad (24)$$

É importante definir as relações entre os harmônicos na referência do rotor e os harmônicos na referência estacionária. Assim, considerando valores de $K = 0, 1, 2$ e substituindo esses valores em (22) e (24), obtém-se:

$$\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_0 = (\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(1)} e^{-j\delta_r}) = \tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(1)} \quad (25)$$

$$\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_{+1} = (\vec{f}_{qds}^r)^*_{-1} = (\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(2)} e^{-j\delta_r}) = \tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(2)} \quad (26)$$

$$\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_{+2} = (\vec{f}_{qds}^r)^*_{-2} = (\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(3)} e^{-j\delta_r}) = \tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(3)} \quad (27)$$

E para os termos conjugados:

$$\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_0 = \langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_0^* = (\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(1)} e^{-j\delta_r})^* = \tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(1)*} \quad (28)$$

$$\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_1 = \langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_{-1}^* = (\tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(2)} e^{-j\delta_r})^* = \tilde{f}_{\alpha\beta+}^{(2)*} \quad (29)$$

$$\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_2 = \langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_{-2}^* = (\tilde{f}_{\alpha\beta-}^{(1)*} e^{-j\delta_r})^* = \tilde{f}_{\alpha\beta-}^{(1)} \quad (30)$$

De (25) e (28) observa-se que $\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_0^* = \langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_0$, e de (26) e (29) ou (27) e (30) observa-se que $\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_{+k} = \langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_{-k}^*$ e $\langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_{-k} = \langle \vec{f}_{qds}^r \rangle_{+k}^*$, isto porque \vec{f}_{qds}^r é uma quantidade complexa.

4.3 Modelo da Máquina Síncrona em Fasores Dinâmicos

Ao aplicar a representação em fasores dinâmicos, o modelo da máquina síncrona apresentada em (Stanković, 2000) fica:

$$\begin{aligned}L_1 \left(\frac{1}{\omega_s} \right) \frac{d\langle \vec{I} \rangle_K}{dt} &= \langle \vec{V} \rangle_K - R \langle \vec{I} \rangle_K - jL_1 J \langle \omega_r \vec{I} \rangle_K \\ &\quad - jKL_1 \langle \vec{I} \rangle_K \\ 2H \frac{d\langle \omega_r \rangle_K}{dt} &= \langle T_L \rangle_K - \frac{l_{md}}{2} \langle (i_{fd} + i_{kd}) (\vec{i}_s^r + \vec{i}_s^{r*}) \rangle_K \\ &\quad + j \frac{l_{mq}}{2} \langle (i_{kq1} + i_{kq2}) (\vec{i}_s^r - \vec{i}_s^{r*}) \rangle_K \\ &\quad + j \frac{l_{md} - l_{mq}}{4} \langle \vec{i}_s^{r2} - \vec{i}_s^{r*2} \rangle_K \\ &\quad - jK\omega_s 2H \langle \omega_r \rangle_K \\ \frac{1}{\omega_s} \frac{d\langle \delta_r \rangle_K}{dt} &= \langle \omega_r - 1 \rangle_K - jk \langle \delta_r \rangle_K\end{aligned}\quad (31)$$

onde:

$$\vec{I} = [-\vec{i}_s^r \quad -\vec{i}_s^{r*} \quad -i_{0s} \quad i_{kq1} \quad i_{kq2} \quad i_{fd} \quad i_{kd}]^T,$$

$$\vec{V} = [\vec{v}_s^r \quad \vec{v}_s^{r*} \quad v_{0s} \quad v_{kq1} \quad v_{kq2} \quad v_{fd} \quad v_{kd}]^T,$$

$$R = \text{diag}([r_s \quad r_s \quad r_s \quad r_{kq1} \quad r_{kq2} \quad r_{fd} \quad r_{kd}]),$$

$$J = \text{diag}([1 \quad -1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0]).$$

A matriz de reatâncias L_1 é apresentada em (Stanković, 2000). O subscrito “s” corresponde às quantidades do estator e o sobrescrito “r” corresponde às quantidades referenciadas ao rotor.

As equações (31) são as que descrevem a resposta dinâmica do gerador síncrono e são as equações que deveram ser linearizadas aplicando a expansão de Taylor, ao redor de um ponto de operação estável do sistema, para a obtenção da matriz de estado A em (1).

5 Estratégia de Controle Proposta para o Inversor

O objetivo principal da estratégia de controle do inversor é manter o valor da potência ativa de saída do gerador síncrono o mais próximo possível do valor pré-falta, durante e após um grande distúrbio. O esquema do circuito que será usado para definir a estratégia de controle é mostrado na Fig. 1.

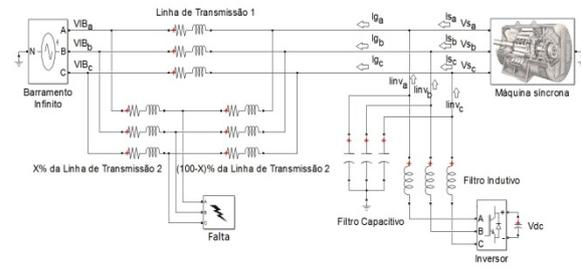


Figura 1. Esquema do circuito da rede elétrica usada nas simulações

A potência de saída do gerador síncrono pré-falta é considerada uma potência constante de referência ($\vec{S}_s^{\text{ref}} = P_s^{\text{ref}} + j \cdot Q_s^{\text{ref}}$). Assim, a potência de referência do inversor ($\vec{S}_{inv}^{\text{ref}} = P_{inv}^{\text{ref}} + j \cdot Q_{inv}^{\text{ref}}$) que deverá ser fornecida durante a ação de controle é definida como a diferença entre a potência aparente medida nas duas linhas de transmissão ($\vec{S}_g^{\text{CC}} = P_g^{\text{CC}} + j \cdot P_g^{\text{CC}}$) durante e após o curto circuito (CC), e a potência de referência de saída do gerador \vec{S}_s^{ref} . Assim:

$$\vec{S}_{inv}^{\text{ref}} = \vec{S}_g^{\text{CC}} - \vec{S}_s^{\text{ref}} \quad (32)$$

O vetor da corrente de referência do inversor necessária para garantir que a potência de saída da máquina síncrona durante e após o curto circuito se aproxime ao valor de referência \vec{S}_s^{ref} é:

$$\begin{bmatrix} I_{inv-\alpha}^{\text{ref}} \\ I_{inv-\beta}^{\text{ref}} \end{bmatrix} = \frac{1}{|\vec{V}_{s-\alpha\beta}|} \begin{bmatrix} V_{s\alpha} & V_{s\beta} \\ V_{s\beta} & -V_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{inv}^{\text{ref}} \\ Q_{inv}^{\text{ref}} \end{bmatrix} \quad (33)$$

onde o valor de tensão nos terminais do gerador é $\vec{V}_{s-\alpha\beta} = V_{s\alpha} + j \cdot V_{s\beta}$, e o valor de potência reativa de saída do inversor Q_{inv}^{ref} é considerado zero porque a variação do ângulo do rotor depende somente da

variação do torque elétrico, o qual está relacionado à potência ativa do gerador síncrono.

Deve-se salientar que o conteúdo harmônico da corrente injetada pelo inversor será definido pela análise de sensibilidade dos autovalores; essa análise determinará quais correntes harmônicas têm grande participação na variação do ângulo do rotor da máquina síncrona.

6 Resultados da Simulação de uma Falta de Dupla Fase-Terra

O sistema a ser usado para as simulações é o mostrado na Fig. 1, os dados do gerador são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1. Dados para o Gerador Síncrono de Polos Salientes

Gerador Síncrono de Polos Salientes	
Potência aparente: 33,5 MVA	
Tensão nominal (fase-fase): 13,8 kV	
Fator de potência: 0,90	
Polos: 16; $f_s = 60$ Hz	
Inércia combinada do Gerador e Turbina	
$J = 54,61 \cdot 10^3 \text{ J} \cdot \text{s}^2$	$H = 1,81 \text{ s}$
Parâmetros em ohms	
$r_s = 0,0224 \Omega$	$X_{ls} = 0,955 \Omega$
$X_q = 5,0026 \Omega$	$r_{fd} = 0,0036 \Omega$
$X_d = 7,6744 \Omega$	$X_{lfd} = 1,443 \Omega$
$X_{mq} = 4,0476 \Omega$	$R_{kd} = 0,0892 \Omega$
$X_{md} = 6,7194 \Omega$	$X_{lkd} = 0,7040 \Omega$
$R_{kq1} = 0,3270 \Omega$	$X_{lkq1} = 0,7878 \Omega$

O inversor tem uma saída de potência máxima de 3 MW com um fator de potência de 1,00. As duas linhas de transmissão são idênticas com valores de resistência e reatância por fase de $R_{LT}=0,1976 \Omega$ e $X_{LT}=1,7659 \Omega$, respectivamente.

A falta considerada é uma falta de dupla fase-terra localizada a 20% a partir do barramento infinito. A falta é removida através da abertura simultânea em ambos extremos do circuito em falta, com um tempo de religamento de 200ms. Durante a simulação considera-se que a tensão de campo é constante e não existe resposta do regulador. Dois cenários são avaliados, o primeiro é o caso base com o inversor sendo desligado do sistema assim que a falta é detectada e, o segundo caso é o caso com o controle ativo do inversor seguindo a estratégia descrita na Seção 5. Na simulação, considera-se que a atuação do controle do inversor será realizada durante a falta até o religamento da linha de transmissão.

A análise de sensibilidade com respeito a δ_r é avaliada em um ponto de operação normal no caso base. Os resultados são mostrados na Tabela 2. Na Tabela 2 mostram-se somente os resultados dos modos de oscilação mais críticos.

Tabela 2. Resultados da Análise de Sensibilidade dos Autovalores

No	Parte real Autovvalor	Taxa de amortecimento (%)	Parte real de Sensibilidade	Variável dominante
3	-65,06	1,00	-3,33	$\langle \vec{i}_{kq1} \rangle_0^R, \langle \vec{i}_s \rangle_0^R$
4	-27,24	1,00	2,01	$\langle \vec{i}_{kd} \rangle_0^R, \langle \vec{i}_s \rangle_0^I, \langle \vec{i}_s \rangle_0^R$

A análise de sensibilidade mostra que a variável com grande participação nos modos de oscilação críticos é $\langle \vec{i}_s \rangle_0$ (parte real e imaginária). Esse fasor dinâmico representa a componente DC da corrente na referência do rotor. Como foi visto em (25) e (28), o termo $\langle \vec{i}_s \rangle_0$ é consequência da componente de frequência fundamental de seqüência positiva (FFSP) na referência estacionária $\alpha\beta$. Conclui-se que o inversor deverá injetar corrente em FFSP seguindo a estratégia de controle proposta. Em (33), a estratégia de controle será efetiva somente se a tensão no ponto de acoplamento comum $\vec{V}_{s-\alpha\beta}$ é filtrado para obter só a componente de FFSP, para que a corrente injetada pelo inversor contenha também só a componente de FFSP.

Nas Figs. 2 até 7 mostra-se o desempenho da estratégia de controle proposto.

O valor médio da potência ativa de saída do gerador síncrono é mostrado na Fig. 2. O desempenho da estratégia de controle proposta provou ser eficaz em manter a potência de saída em um valor próximo ao valor pré-falta durante a ação do controle.

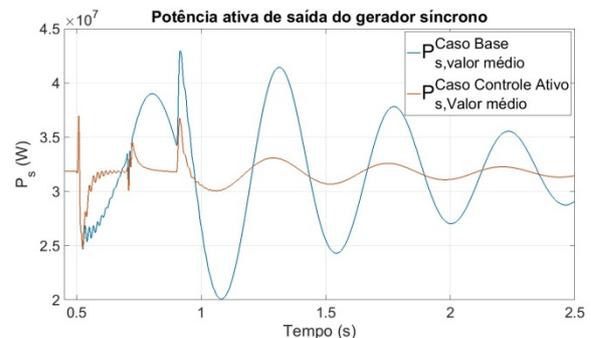


Figura 2. Valor médio da potência ativa de saída do gerador síncrono

O valor médio da potência reativa de saída do gerador síncrono é mostrado na Fig. 3. Pode-se observar que não existe mudança significativa entre o caso base e o caso com o controle ativo porque, segundo o controle do inversor proposto em (33), o valor referencial de corrente de saída do inversor é calculado considerando que a potência reativa de saída do inversor é zero.

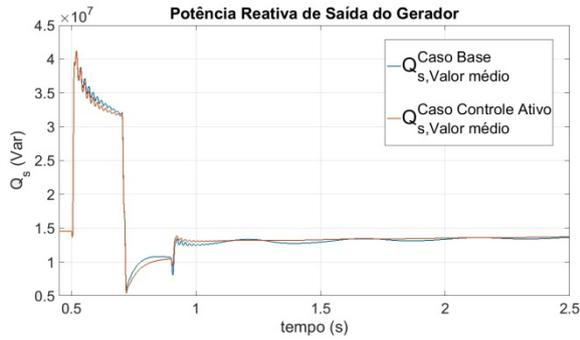


Figura 3. Valor médio da potência reativa de saída do gerador síncrono

O valor médio de potência ativa de saída do inversor é mostrado na Fig. 4. Deve-se observar que no cenário do caso base, o inversor é desligado da rede elétrica assim que a falta é detectada. Durante a ação de controle do inversor, o inversor absorve potência ativa para liberar a energia cinética armazenada na massa rotacional da máquina síncrona, reduzindo a diferença entre o torque elétrico e o torque mecânico, diminuindo assim a velocidade do rotor e reduzindo as excursões do ângulo do rotor. O inversor absorve 13,5 MW, o que representa aproximadamente 5 vezes o valor da potência máxima de saída do inversor. No entanto, a duração da ação do controle é muito curto (400ms) e, portanto, a energia absorvida é aproximadamente de 1,48 KWh, valor que pode ser considerado muito pequeno.

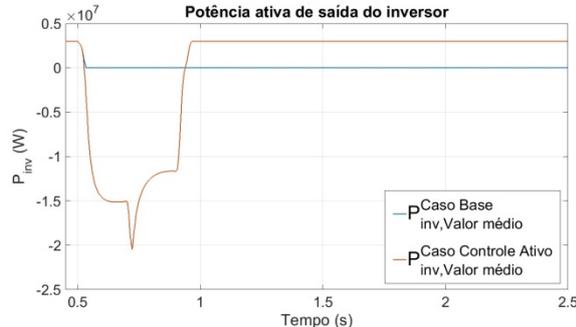


Figura 4. Valor médio da potência ativa de saída do inversor

O valor médio da potência reativa de saída do inversor é mostrado na Fig. 5. Pode-se observar que, antes da falta, a potência reativa é aproximadamente 56 KVar, isto é, o inversor entrega potência com fator de potência unitário. Durante a ação de controle o inversor absorve potência reativa com um valor aproximadamente de 400 KVar, o qual pode ser considerado desprezível em comparação com a potência ativa máxima de saída do inversor.

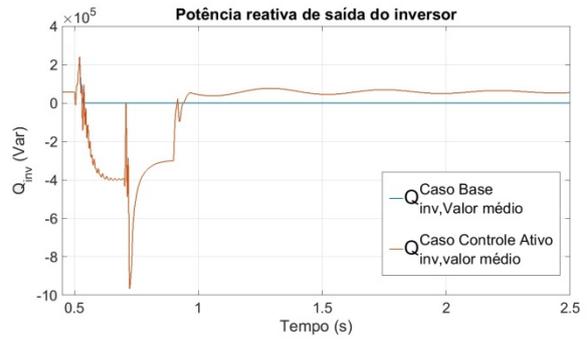


Figura 5. Valor médio da potência reativa de saída do inversor

O valor médio do torque elétrico da máquina síncrona é mostrado na Fig. 6. Similar ao mostrado na Fig. 2, o desempenho do controle provou ser efetivo em manter o valor do torque elétrico próximo ao valor pré-falta durante a ação de controle.

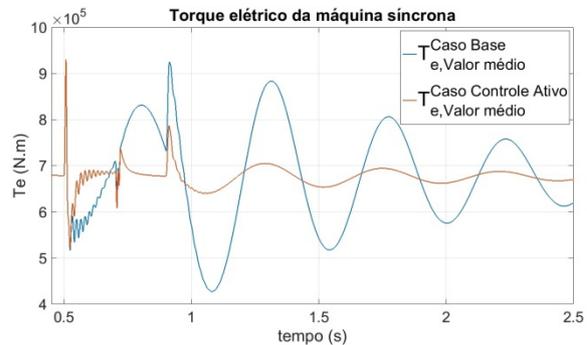


Figura 6. Valor médio do torque elétrico do gerador síncrono

Na Fig. 7 pode ser observar a efetividade da ação de controle em restaurar o equilíbrio entre o torque elétrico e o torque mecânico, o que se traduz em uma redução significativa nas excursões do ângulo do rotor da máquina síncrona.

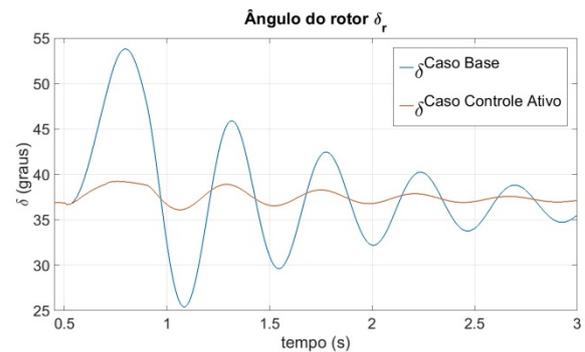


Figura 7. Resposta transitória do ângulo do rotor da máquina síncrona

7 Conclusões

O artigo apresenta uma nova abordagem para a identificação da corrente com grande participação na variação do ângulo do rotor, a qual foi programada e avaliada através dos resultados mostrados na simulação. A abordagem está baseada na análise de sensibilidade dos autovalores. A variável identificada como

a de maior participação na variação do ângulo do rotor é a corrente de componente de FFSP na referência estacionária.

A estratégia de controle proposta provou ser efetiva na restauração do equilíbrio entre o torque elétrico e o torque mecânico, reduzindo significativamente as excursões do ângulo do rotor da máquina síncrona. No entanto, em futuras pesquisas, deve-se ter em conta a capacidade de absorção do inversor para cumprir com os requerimentos de suporte durante e após o distúrbio, para manter a estabilidade transitória dos geradores síncronos ligados ao sistema. No caso de não ser suficiente a capacidade de absorção do inversor, deve-se procurar alternativas como a dissipação de energia absorvida através de resistores ou armazenamento de energia em baterias.

A configuração do sistema mostrado na Figura 1 considera o inversor acoplado à barra terminal do gerador síncrono como um equivalente de um sistema fotovoltaico e, em futuras pesquisas, deve ser considerada uma usina fotovoltaica de grande porte acoplada à rede de transmissão de alta tensão, através de uma subestação coletora e elevadora e uma linha de transmissão.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro recebido das agências de fomento à pesquisa brasileiras CNPq e CAPES.

Referências Bibliográficas

- Attya, A. B. T. and Hartkopf, T. (2013) 'Control and quantification of kinetic energy released by wind farms during power system frequency drops', *IET Renewable Power Generation*, Vol. 7, No. 3, pp. 210–224.
- Bueno, P. G., Hernández, J. C. and Ruiz-Rodriguez, F. J. (2016) 'Stability assessment for transmission systems with large utility-scale photovoltaic units', *IET Renewable Power Generation*, Vol. 10, No. 5, pp. 584–597.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2008) 'Technical Guideline - Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network', Berlin.
- Eftekharijad, S. et al. (2013) 'Small Signal Stability Assessment of Power Systems With Increased Penetration of Photovoltaic Generation: A Case Study', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 4, No. 4, pp. 960–967.
- Ellis, A. et al. (2012) '2012 Special Assessment Interconnection Requirements for Variable Generation September 2012', NERC, United States.
- Gautam, D. et al. (2011) 'Control strategy to mitigate the impact of reduced inertia due to doubly fed induction generators on large power systems', *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 1, pp. 214–224.
- Gautam, D. and Vittal, V. (2009) 'Impact of DFIG based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems', *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pp. 1–6.
- Hossain, K. and Ali, M. H. (2016) 'Transient stability augmentation of PV / DFIG / SG-based hybrid power system by parallel-resonance bridge fault current limiter', *Electric Power Systems Research*, Vol. 130, No. 4, pp. 89–102.
- Huang, P. H. et al. (2013) 'Novel fault ride-through configuration and transient management scheme for doubly fed induction generator', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 28, No. 1, pp. 86–94.
- IEEE Standards Coordinating Committee 21 (2009) *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Std 1547.2-2008*.
- Kundur, P. (1994). *Power Systems Stability and Control*, McGraw-Hill, New York.
- Kundur, P. et al. (2004) 'Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions', *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 1387–1401.
- Nolan, P. J., Sinha, N. K. and Alden, R. T. H. (1976) 'Eigenvalue sensitivities of power systems including network and shaft dynamics', *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 95, No. 4, pp. 1318–1324.
- Novotny, D. W. and Lipo, T. A. (1996). *Vector Control and Dynamics of AC Drives*, Oxford University Press.
- Stanković, A. M. and Aydin, T. (2000) 'Analysis of asymmetrical faults in power systems using dynamic phasors', *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, pp. 1062–1068.
- Stanković, A. M., Sanders, S. R. and Aydin, T. (2002) 'Dynamic phasors in modeling and analysis of unbalanced polyphase AC machines', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 17, No. 1, pp. 107–113.
- Tamimi, B., Canizares, C. and Bhattacharya, K. (2013) 'System stability impact of large-scale and distributed solar photovoltaic generation: The case of Ontario, Canada', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 4, No. 3, pp. 680–688.