Análise do Comportamento do Fluxo Magnético de Entreferro para Detecção de Curto-Circuito de Espiras em Polo do Rotor em Geradores Síncronos

Luciano Bortoloto Antunes
GRUCAD/EEL/CTC
Universidade Federal de Santa Catarina
Florianópolis, Santa Catarina, Brasil
luciano.antunes@posgrad.ufsc.br

Carlos Alexandre Corrêa Wengerkievicz
GRUCAD/EEL/CTC
Universidade Federal de Santa Catarina
Florianópolis, Santa Catarina, Brasil
carlos.cacw@gmail.com

Vinícius José Martin Nascimento
GRUCAD/EEL/CTC
Universidade Federal de Santa Catarina
Florianópolis, Santa Catarina, Brasil
viniciusjmn@gmail.com

João Pedro Fritzen Moreira
GRUCAD/EEL/CTC
Universidade Federal de Santa Catarina
Florianópolis, Santa Catarina, Brasil
joaomoreirafritzenmcr@hotmail.com

Nelson Jhoe Batistela
GRUCAD/EEL/CTC
Universidade Federal de Santa Catarina
Florianópolis, Santa Catarina, Brasil
jhoe.batistela@ufsc.br

Luciano Mendes de Freitas
EMAS
ENGIE Brasil Energia
Florianópolis, Santa Catarina, Brasil
luciano.freitas@engie.com

***Resumo* — A parada inesperada de um gerador síncrono em operação no sistema elétrico pode provocar perda de confiabilidade e de faturamento, além de multas. Sistemas de monitoramento de condição de máquina são uma solução atraente, pois viabilizam programações otimizadas de manutenções preditivas. O monitoramento dos valores de pico do fluxo magnético no entreferro é uma das técnicas mais populares aplicadas atualmente para detecção de curto-circuito de espiras em polos do rotor. Uma técnica emergente para detecção desse tipo de defeito é a análise de históricos de amplitudes de componentes espectrais do fluxo magnético. Entretanto, há dificuldades quanto à mensuração do grau de severidade do defeito e limitações devido à variação do ponto de operação da máquina. O objetivo deste trabalho é analisar o comportamento do fluxo magnético de entreferro durante a ocorrência do defeito de curto-circuito de espiras em polo do rotor e comparar o desempenho de técnicas de detecção. Propõe-se uma nova técnica de detecção, a qual utiliza simultaneamente os valores da distorção harmônica individual da componente de rotação mecânica do fluxo magnético de entreferro e da corrente de excitação do gerador. Foram realizados ensaios experimentais em uma bancada que permite a imposição da falta de maneira controlada. Os resultados obtidos indicam que com a técnica proposta é possível realizar a detecção e mensuração da severidade da falta, independentemente do carregamento do gerador.**

Palavras-chave* — *Fluxo magnético de entreferro, gerador síncrono, bobina sonda, enrolamento do rotor, curto-circuito de espiras

I. INTRODUÇÃO

O gerador síncrono (GS) é um dispositivo eletromecânico de conversão de energia fundamental para a geração de energia elétrica. Esse equipamento converte a energia mecânica proveniente de quedas d'água ou do movimento de gases e vapores em energia elétrica, para ser utilizada por consumidores residenciais e industriais. Portanto, a operação confiável e eficiente de geradores síncronos é de vital importância. A parada não programada de um GS pode acarretar várias consequências, como a interrupção do fornecimento de energia elétrica para as unidades consumidoras, perda de faturamento e multas para a concessionária de energia elétrica e perda de confiabilidade do sistema elétrico. Uma solução para esse problema são sistemas de monitoramento de condição de máquina, os seja, parada e atuação no gerador apenas quando há o indicio do desenvolvimento de um defeito incipiente na máquina.

O curto-circuito de espiras no enrolamento de excitação (normalmente localizado no rotor) é uma das diversas faltas incipientes que podem ocorrer em um gerador síncrono. O surgimento deste tipo de defeito pode ocorrer por condições anormais de natureza elétrica, mecânica e térmica. Estresses elétricos podem ocorrer devido às escovas condutoras ou a chaveamentos de componentes eletrônicos na retificação, os quais provocam picos de tensões no enrolamento, deteriorando o isolamento das espiras [1]. Como o rotor está em movimento durante a operação da máquina, o enrolamento de excitação encontra-se constantemente sob estresses mecânicos provenientes de forças centrífugas que deterioram a condição de fixação das espiras junto aos polos, sendo agravados nas operações de partida e parada da máquina [2]. Por fim, os condutores também estão submetidos constantemente a estresses térmicos devido ao efeito Joule.

A principal consequência do curto-circuito de espiras no enrolamento de excitação é a diminuição do fluxo magnético no entreferro. Além disso, como essa redução ocorre, normalmente, em apenas um polo do rotor, há o surgimento de um desbalanceamento magnético na parte rotativa do gerador. Apesar deste defeito não apresentar consequências imediatas na operação da máquina, o agravamento da disparidade das forças magnéticas pode levar a um aparecimento/aumento da vibração mecânica e também produzir excentricidades dinâmicas [3], diminuindo a vida útil do equipamento [4].

A detecção de faltas incipientes em geradores síncronos é, majoritariamente, realizada através do monitoramento de variáveis elétricas, magnéticas e mecânicas [5] - [6], seja de maneira *online* ou *off-line*. As técnicas *off-line* para detecção de curto-circuito de espiras em polo do rotor são realizadas com a máquina parada, normalmente durante manutenções de rotina, e consistem de inspeções visuais e testes de *Pole-Drop* [7]. Os métodos de monitoramento *online* (com a máquina em operação) utilizam diversos tipos de grandezas e de metodologias para detectar o curto-circuito de espiras no enrolamento de excitação. Em [2], os valores de pico do fluxo magnético de entreferro de cada polo são comparados entre si em busca de disparidades para realizar a detecção do defeito. Já em [8], monitora-se ao longo do tempo a

Este trabalho foi parcialmente custeado pela CAPES, pelo CNPq, pela ENGIE Brasil Energia e pela Itá Energética S. A.

amplitude da componente de rotação da máquina e de suas harmônicas no espectro em frequência da derivada temporal do campo magnético externado pelo gerador síncrono. Ainda há técnicas que utilizam a vibração mecânica, realizando o acompanhamento da magnitude da vibração na frequência de giro mecânico da máquina [9].

O monitoramento de geradores síncronos através do fluxo magnético de entreferro possui vantagens em relação aos outros métodos, visto que os sinais medidos são de maior amplitude e são menos suscetíveis a ruídos externos (devido à blindagem natural realizada pela carcaça e pelo estator do gerador). O objetivo deste trabalho é analisar o comportamento do fluxo magnético de entreferro durante a ocorrência do defeito de curto-circuito de espiras em polo do rotor e comparar o desempenho de diferentes técnicas de detecção. Uma nova estratégia de detecção é também proposta neste trabalho. A seção II apresenta as metodologias clássicas de detecção para esse defeito e propõe uma nova técnica. A apresentação e análise dos resultados da aplicação da metodologia proposta aos dados de ensaio de um gerador de 10 kVA são abordados na seção III. A seção IV fornece a conclusão do trabalho.

II. Metodologias de Monitoramento do Fluxo Magnético de Entreferro

A. *Forma de Onda do Fluxo Magnético e Gráfico Polar*

A metodologia mais tradicionalmente utilizada para realizar a detecção do defeito de curto-circuito de espiras em polo do rotor através do fluxo magnético de entreferro baseia-se na análise da própria forma de onda captada pelos transdutores. Para exemplificar, a Fig. 1 apresenta as formas de onda do fluxo magnético no entreferro de um gerador síncrono de 8 polos operando em 60 Hz, 380 V, 4,5 kVA, fator de potência unitário de maneira sadia e com 50% de espiras de um polo do rotor curto-circuitadas.

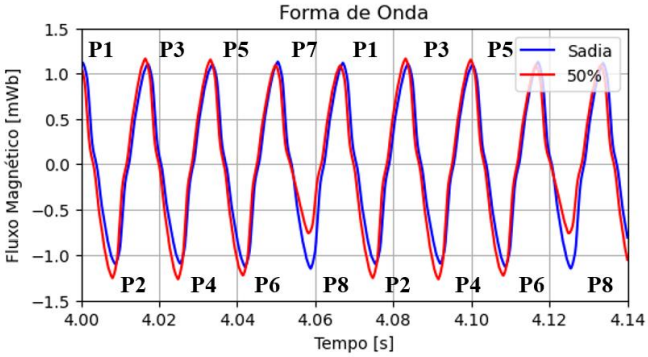


Fig. 1. Formas de onda do fluxo magnético no entreferro de um gerador síncrono sadio e com 50% de espiras em um polo do rotor curto-circuitadas.

Na forma de onda do fluxo magnético, cada semiciclo do sinal dentro de um período de rotação (cerca de 0,067 segundos neste caso) representa a passagem de um polo do rotor pelo transdutor. Quando a máquina está sadia (curva em azul na Fig. 1), todos os semiciclos seriam teoricamente idênticos, porém devido a imperfeições no processo produtivo e não homogeneidade dos materiais ferromagnéticos, há uma leve discrepância entre os semiciclos, o que é uma característica esperada em máquinas reais. No caso em que 50% das espiras de um polo são curto-circuitadas (curva em vermelho na Fig. 1), o semiciclo da forma de onda induzido por esse polo sofre uma redução por consequência da diminuição da sua força magnetomotriz (vide Fig. 1, polo P8).

Esse comportamento do fluxo magnético no entreferro é o princípio de funcionamento de vários equipamentos comerciais que realizam a detecção deste tipo de defeito, como por exemplo o RFAII-S da empresa Iris Power [10]. O equipamento realiza o monitoramento dos valores de pico de cada semiciclo da forma de onda do fluxo magnético e exibe seus valores médios em um gráfico polar. A Fig. 2 apresenta a aplicação desta técnica aos dados das formas de onda exibidas na Fig. 1.

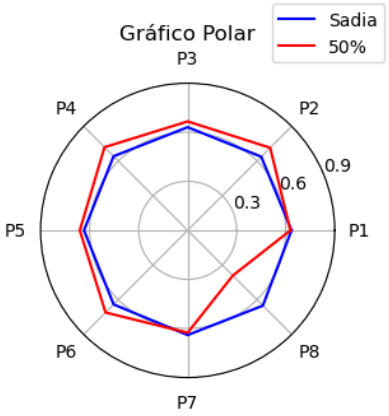


Fig. 2. Gráfico polar do fluxo magnético (mWb) no entreferro de um gerador síncrono sadio e com 50% de espiras em um polo do rotor curto-circuitadas.

A detecção do defeito com a análise do gráfico polar é feita através da disparidade entre os valores de fluxo em cada polo do rotor. Neste caso, não é necessário o histórico dos valores do fluxo magnético e nem do ponto de operação do gerador.

Apesar dessa metodologia exibir bons resultados, a mensuração do grau de severidade do defeito, e a sua própria detecção, podem ser comprometidos dependendo do ponto de operação do gerador (de maneira mais específica, de sua excitação). A Fig. 3 apresenta as formas de onda e os gráficos polares do fluxo magnético de entreferro em um gerador síncrono operando em 60 Hz, 380 V, 7 kVA com fatores de potência unitário, 0,3 capacitivo e 0,3 indutivo, de maneira sadia e com 20% de espiras curto-circuitadas no oitavo polo (P8) do rotor. Note que, em todos os casos, a corrente de armadura é aproximadamente a mesma.

À medida que o fator de potência do gerador torna-se mais capacitivo (a corrente de excitação aumenta), a disparidade entre os semiciclos dos polos sadios e do polo defeituoso torna-se maior (formas de onda da Fig. 3). Logo, quanto maior a corrente de excitação, mais fácil é a detecção desse defeito. Esse comportamento pode ser explicado através do aumento da força magnetomotriz em cada polo, assim com um fluxo maior no entreferro. Dessa maneira, é quase imperceptível a presença da falta no gráfico polar de 7 kVA e fator de potência indutivo, ao passo que a presença da falta é claramente visível no gráfico polar de 7 kVA e fator de potência capacitivo. Pode-se dizer então que as características do rotor ficam mais evidentes com o aumento da corrente de campo da máquina.

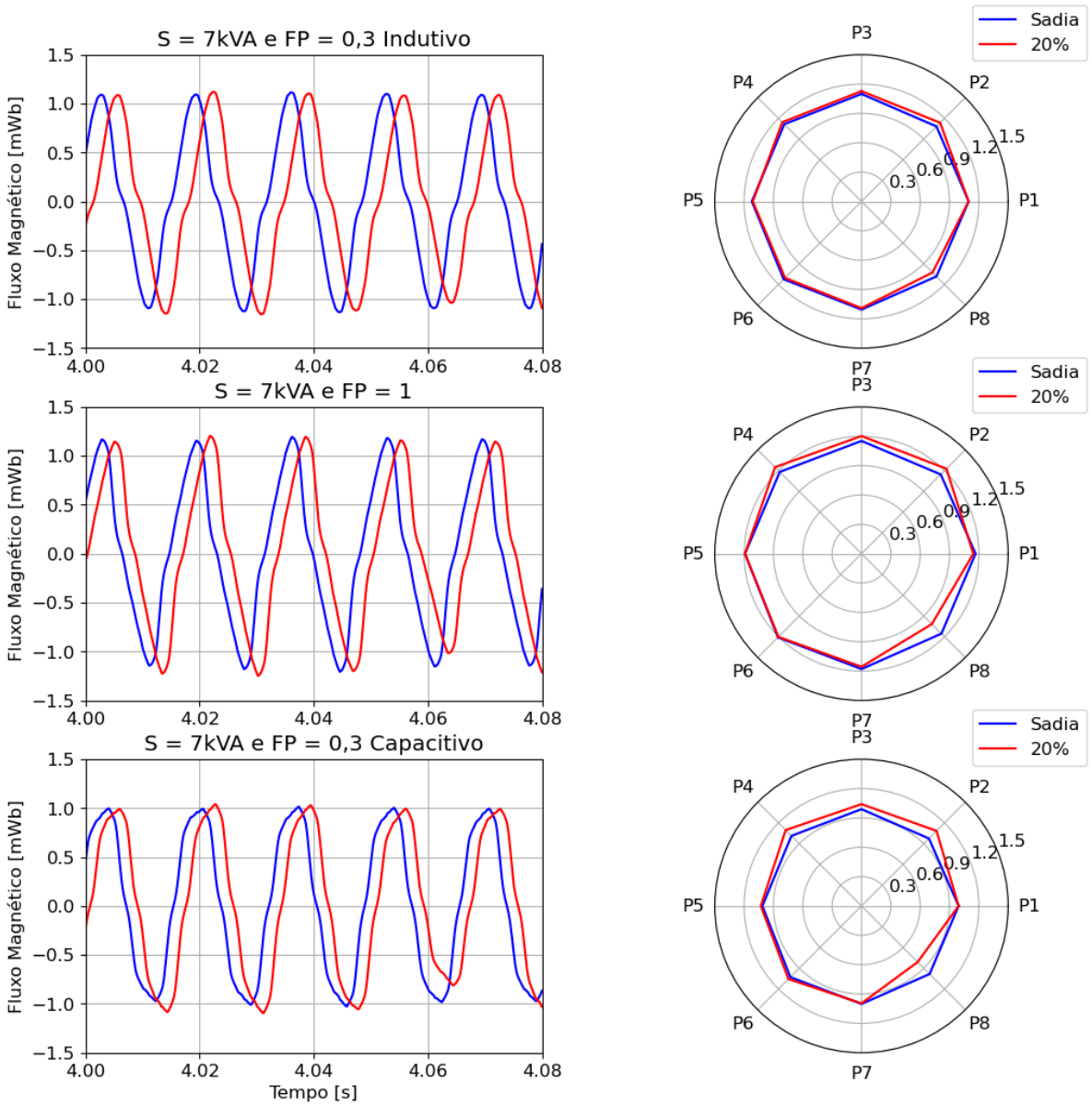


Fig. 3. Formas de onda e gráficos polares do fluxo magnético no entreferro de um gerador síncrono sadio e com 20% de espiras em um polo do rotor curto-circuitadas em diferentes pontos de operação.

B. Frequência de Rotação e Análise Espectral

Analisando a forma de onda do fluxo magnético com a máquina sob falta da Fig. 1, é possível interpretar a disparidade entre os semiciclos de uma maneira alternativa, no domínio da frequência. Além da frequência fundamental elétrica de 60 Hz e de suas harmônicas, há o surgimento/aumento de uma frequência com valor inferior à 60 Hz, a frequência de giro mecânico do gerador (neste caso, cerca de 15 Hz). Portanto, uma maneira alternativa de realizar a detecção do curto-circuito de espiras em polo do rotor é através do monitoramento da amplitude da frequência de rotação do fluxo magnético de entreferro.

A Fig. 4 fornece os valores da amplitude da frequência de rotação do fluxo magnético no entreferro ao longo de várias aquisições de um gerador síncrono operando em 60 Hz, 380 V, 7 kVA com fatores de potência unitário, 0,3 capacitivo (0,3C) e 0,3 indutivo (0,3I). No gráfico, ① é a transição da condição sadia para 20% de espiras curto-circuitadas, ② é a transição da condição de 20% para 50% de espiras curto-circuitadas, ③ é a transição da condição 50% para 100% de espiras curto-circuitadas e ④ é a transição da condição de 100% de espiras curto-circuitadas para máquina sadia. É importante ressaltar que o número de aquisições por ensaio é diferente, mas isso não altera a forma das curvas, pois todos os ensaios seguem a mesma sequência de condições de operação da máquina. As espiras são curto-circuitadas em apenas um polo do rotor.

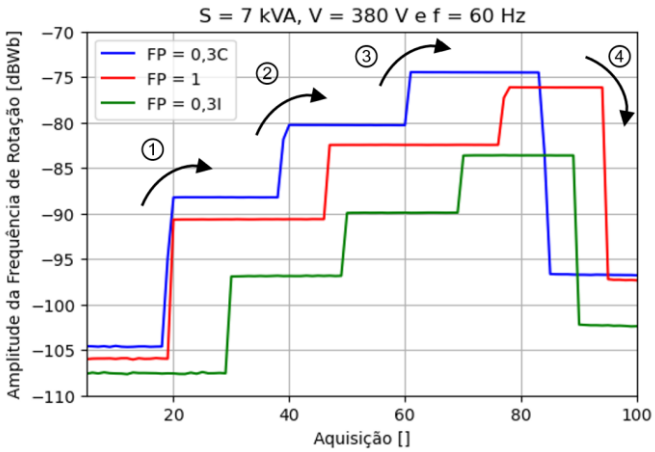


Fig. 4. Amplitude da frequência de rotação do fluxo magnético de entreferro ao longo de várias aquisições para diferentes fatores de potência e níveis de severidade do defeito de curto circuito de espiras em polo do rotor.

Através das curvas da Fig. 4, é observado, em todos os fatores de potência, que a cada imposição de um grau de severidade do defeito há o surgimento de um novo patamar de estabilidade da amplitude da frequência de rotação. Por exemplo, na curva em azul da Fig. 4 (FP = 0,3C), entre as aquisições 40 e 60 (50% de espiras curto-circuitadas), o nível de amplitude é estável em aproximadamente -80 dBWb. Quando um novo grau de defeito é imposto, entre as aquisições 60 e 80, a amplitude estabiliza-se em um novo patamar, neste caso cerca de -75 dBWb. Esse comportamento indica que é possível detectar a falta pelo monitoramento da amplitude da frequência de giro mecânico no espectro em frequência do fluxo magnético de entreferro ao longo do tempo.

Entretanto, note que o patamar entre as transições ② e ③ (50% de espiras curto-circuitadas) para o FP = 0,3C (Fig. 4, em azul) possui amplitude superior ao do patamar entre as transições ③ e ④ (100% das espiras curto-circuitadas) para o FP = 0,3I (Fig. 4, em verde). Ou seja, não é possível determinar o grau de severidade do defeito apenas monitorando a amplitude da frequência de giro mecânico, pois essa variável é altamente dependente do ponto de operação (novamente, de maneira mais específica, da excitação do gerador síncrono). Outra adversidade desta metodologia, quando comparada ao método do gráfico polar, é a necessidade do histórico das amplitudes da frequência de rotação quando a máquina era considerada sadia.

Para solucionar esses problemas, o presente trabalho propõe uma nova metodologia para realizar a detecção desse tipo de defeito, que consiste em monitorar a distorção harmônica individual da frequência de rotação (DHI_0) em função da corrente de campo do gerador.

C. *Distorção Harmônica Individual e Corrente de Excitação*

A distorção harmônica individual é um indicador muito utilizado no contexto de qualidade de energia elétrica. Ele tem como objetivo indicar o nível de distorção de uma forma de onda provocada por uma componente harmônica específica em relação a amplitude da frequência fundamental. Neste trabalho, a distorção harmônica individual da frequência de rotação (DHI_0) é definida por (1), sendo A_{FR} a amplitude da frequência de giro mecânico e A_{FE} a amplitude da frequência fundamental elétrica, ambas do espectro em frequência do fluxo magnético de entreferro.

$$DHI_0 = \frac{A_{FR}}{A_{FE}} \quad (1)$$

Aplicando esse indicador aos dados de ensaio expostos na Fig. 4, obtêm-se as curvas mostradas na Fig. 5. A normalização da amplitude associada à frequência de rotação pela amplitude associada à frequência elétrica diminui a discrepância entre os patamares em que a máquina se encontra sadia (antes da transição ① e logo depois da transição ④).

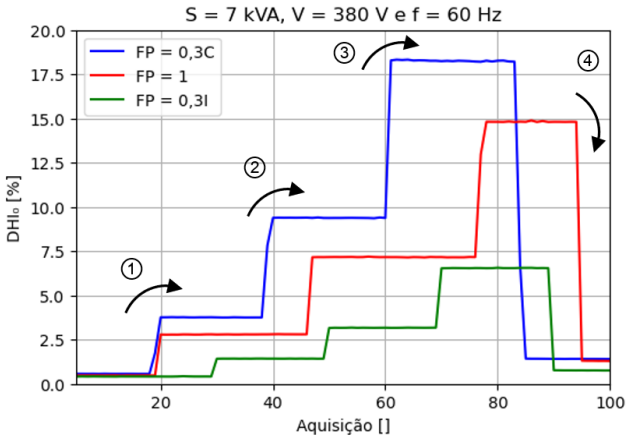


Fig. 5. DHI_0 do fluxo magnético de entreferro ao longo de várias aquisições para diferentes fatores de potência e níveis de severidade do defeito de curto circuito de espiras em polo do rotor.

Para permitir a detecção e mensuração da severidade do defeito em qualquer ponto de operação, é proposto traçar o valor médio da DHI_0 em cada patamar em função do valor médio da corrente de excitação. Para testar essa hipótese, vários ensaios foram realizados em uma bancada especial que permite realizar a imposição do defeito de maneira controlada. Os detalhes dos ensaios e os resultados obtidos são apresentados a seguir.

III. Resultados Experimentais e Discussões

Os ensaios experimentais foram realizados em uma bancada especial que permite impor, de maneira controlada, o defeito de curto-circuito de espiras em um polo do rotor nos níveis de severidade de 20%, 50% e 100%. A bancada consiste de um gerador síncrono 10 kVA de 8 polos salientes, um motor de corrente contínua (operando como máquina motriz) e um sistema de medição de formas de onda do campo magnético interno com taxa de amostragem de 125 kHz com um conversor analógico-digital de 16 bits. Uma fotografia do aparato experimental é apresentada na Fig. 6.

O gerador opera sincronizado com a rede de distribuição elétrica de 380 V e 60 Hz através de um banco de transformadores Δ-Y com relação de transformação unitária. Os ensaios foram realizados em três níveis de potência aparente (3,0, 4,5 e 7,0 kVA) e em sete fatores de potência (1,0, 0,8, 0,5 e 0,3, com características capacitiva e indutiva) com todos os graus de severidade do defeito (20, 50 e 100% de espiras curto-circuitadas). Quatro bobinas sondas de medição do fluxo magnético foram instaladas em quatro

dentes distintos do estator. A Fig. 7 apresenta os valores médios de DHI_0 em função dos valores médios da corrente de excitação para cada condição do gerador, junto das linhas de tendência linear.



Fig. 6. *Fotografia do aparato experimental.*

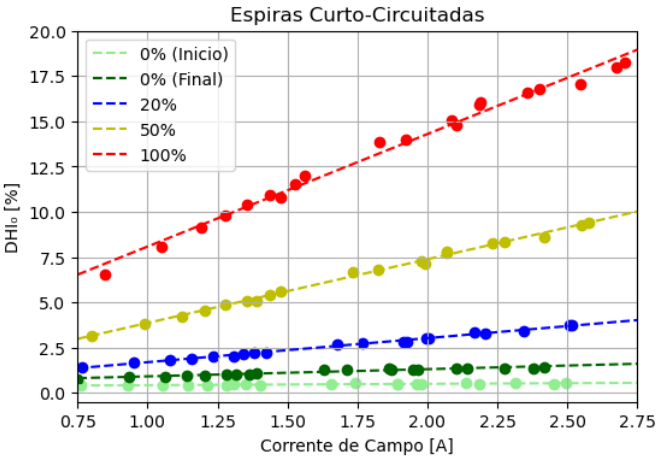


Fig. 7. *Valores médios de DHI_0 em função dos valores médios da corrente de campo do gerador.*

Observe que em cada condição (0, 20, 50 e 100% de espiras curto-circuitadas) a relação entre a DHI_0 do fluxo magnético de entreferro e a corrente de campo do gerador é fortemente linear. Além disso, nenhuma das linhas de tendência, dentro dos valores de corrente de excitação ensaiados, se cruzam. Os dados apresentados na Fig. 7 são provenientes de apenas uma bobina sonda.

O resultado apresentado na Fig. 7 indica que é possível realizar a detecção e mensuração do nível de severidade do defeito através apenas dos valores da DHI_0 e da corrente de campo do gerador. Dessa maneira, é possível criar um "ábaco" para este defeito (ao menos para essa máquina estudada) utilizando as linhas de tendência como limiares. Por exemplo, na Fig. 7 a região entre as linhas de tendência "100%" e "50%" tem-se uma perda de espiras entre 50% e 100%.

A Fig. 8 apresenta esse "ábaco" sobreposto aos dados provenientes das demais bobinas sondas, representados por pontos de cor correspondente a cada nível de severidade. Observa-se que todos os pontos se situam nas regiões previstas no ábaco. A concordância entre os resultados de diferentes sensores se deve à natureza deste defeito. Com a rotação, o polo defeituoso sensibiliza igualmente todos os sensores, havendo apenas uma defasagem temporal entre os sinais medidos. Com isso, uma maneira de melhorar o desempenho da estratégia proposta (ábaco da Fig. 8) é verificar se as respostas obtidas por todas as bobinas sondas (caso seja instalada mais de uma) são congruentes entre si. Por exemplo, se de quatro bobinas sondas, três indicam condição normal e uma indica perda entre 50% e 100%, então uma bobina encontra-se defeituosa ou há a ocorrência de um defeito de outra natureza (como por exemplo excentricidade ou curto de lâminas).

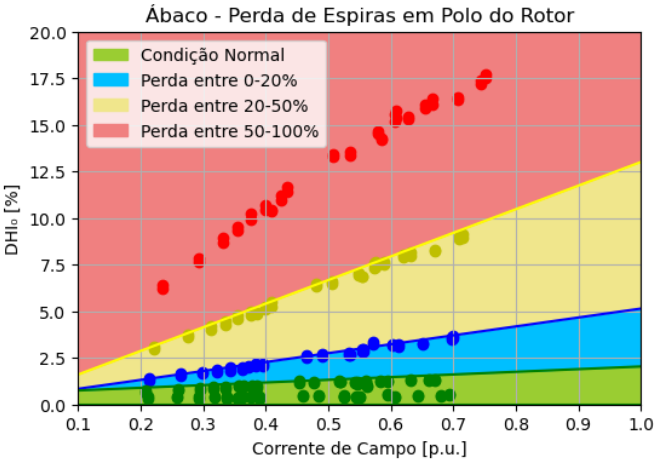


Fig. 8. *Ábaco para detecção e mensuração do defeito de curto-circuito de espiras em polo do rotor.*

A utilização do ábaco da Fig. 8 permite realizar a detecção e mensuração do grau de severidade do defeito em qualquer instante de tempo, sem a necessidade de armazenamento e processamento elevado de dados e independentemente do carregamento do gerador. Contudo, ainda não é possível determinar se o ábaco obtido é válido para outras máquinas, de modo que é necessário realizar ensaios em outras máquinas de diferentes potências, número de polos e aspectos construtivos para verificar sua aplicabilidade e possíveis correções, de maneira similar a norma ISO 20816-1:2016 que estipula os níveis normais de vibração mecânica em máquinas elétricas em função da potência nominal. Note também que a estratégia proposta só é aplicável a máquinas com número de polos superior a 2, pois nesse caso específico a frequência de rotação e a frequência elétrica são iguais.

IV. Conclusão

A detecção do defeito de curto-circuito de espiras em um polo do rotor é tradicionalmente realizada pelo monitoramento de assimetrias na forma de onda do fluxo magnético de entreferro, ou seja, no domínio do tempo. Neste trabalho apresentou-se uma abordagem inovadora no domínio da frequência que utiliza o indicador de distorção harmônica individual da frequência de rotação em relação à frequência fundamental elétrica (DHI_0) do gerador. Este indicador, junto com a corrente de excitação da máquina, permitiu a construção de um diagrama de detecção (ábaco) capaz também de mensurar a gravidade do defeito, independentemente do carregamento do GS. Observou-se que esta estratégia pode ser aplicada com um único sensor. Adicionalmente, a presença de mais transdutores aumenta a confiabilidade do método. A realização de ensaios

experimentais em outras máquinas síncronas é necessário para validar a generalidade da estratégia proposta.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi motivado e parcialmente custeado pelos projetos regulados pela ANEEL e desenvolvidos no âmbito do Programa de P&D da ENGIE Brasil Energia e Itá Energética S. A; PD-0403-0048/2019 e PD-00403-0057/2023, ambos intitulados “Equipamento não Invasivo para Detecção de Falhas em Geradores Síncronos através do Campo Magnético Externo”.

REFERÊNCIAS

[1] M. F. Shaikh, H. -j. Kim, S. B. Lee and C. Lim, "Online Airgap Flux Based Diagnosis of Rotor Eccentricity and Field Winding Turn Insulation Faults in Synchronous Generators," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 37, no. 1, pp. 359-366, March 2022, doi: 10.1109/TEC.2021.3092198.

[2] G. C. Stone, M. Sasic, J. Stein and C. Stinson, "Using magnetic flux monitoring to detect synchronous machine rotor winding shorts," 2011 Record of Conference Papers Industry Applications Society 58th Annual IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC), Toronto, ON, Canada, 2011, pp. 1-7, doi: 10.1109/PCICon.2011.6085862.

[3] P. J. Tavner, “Review of condition monitoring of rotating electrical machines,” IET Electric Power Applications, v. 2, n. 4, p. 215, 2008. Institution of Engineering and Technology (IET), doi: 10.1049/IET-EPA:20070280.

[4] H. Ehya and A. Nysveen, "Pattern Recognition of Interturn Short Circuit Fault in a Synchronous Generator Using Magnetic Flux," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 57, no. 4, pp. 3573-3581, July-Aug. 2021, doi: 10.1109/TIA.2021.3072881.

[5] “IEEE Recommended Practice for Monitoring and Instrumentation of Turbine Generators,” IEEE Std 1129-1992, pp. 1–27, Dez. 1992.

[6] “IEEE Guide for Online Monitoring of Large Synchronous Generators (10 MVA and Above),” IEEE Std 1129-2014, pp. 1–62, Apr. 2014.

[7] S. Orchuk, "Synchronous Motors: Methods for Quantifying Rotor Condition," in IEEE Industry Applications Magazine, vol. 25, no. 6, pp. 44-54, Nov.-Dec. 2019, doi: 10.1109/MIAS.2018.2875203.

[8] H. F. dos Santos et al., “Non-invasive monitoring system of synchronous generator using external field,” J. Microw. Optoelectron. Electromagn. Appl., vol. 16, no. 1, pp. 70–89, Mar. 2017.

[9] Wan Shuting, Xu Zhaofeng, Li Yonggang, Hou Zili and Li Heming, "Analysis of generator vibration characteristic on rotor winding interturn short circuit fault," Sixth International Conference on Electrical Machines and Systems, 2003. ICEMS 2003., Beijing, China, 2003, pp. 882-885 vol.2.

[10] IRIS POWER, “RFAII-S”. Disponível em: https://irispower.com/products/rfaii-s/. Acesso em: 21/04/2024.