

# Um Novo Método para Detecção de Falhas Entre Espiras no Rotor e Estator de Geradores

B. Kasztenny, N. Fischer e D. Taylor  
*Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Apresentado na  
13th International Conference on Developments in Power System Protection  
Edimburgo, Reino Unido  
7–10 de março de 2016

Traduzido para o português em fevereiro de 2017

# Um Novo Método para Detecção de Falhas Entre Espiras no Rotor e Estator de Geradores

*B. Kasztenny, N. Fischer, D. Taylor*

*Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2350 NE Hopkins Court, Pullman, WA 99163 USA,  
normann\_fischer@selinc.com*

**Palavras-chave:** Proteção de gerador, proteção diferencial, faltas no estator do gerador, faltas no rotor do gerador, faltas entre espiras do gerador.

## Sumário

Este artigo propõe um novo princípio para proteção contra faltas entre espiras (“turn-to-turn”) no gerador baseada no equilíbrio de amperes-espiras entre a corrente de sequência-negativa do estator e o componente de dupla frequência da corrente de campo. O artigo descreve dois elementos de proteção que utilizam este princípio: um elemento de desequilíbrio das correntes do rotor-estator que utiliza as magnitudes das correntes e um elemento diferencial de corrente do rotor-estator que utiliza os fasores de corrente. O trabalho investiga os novos métodos, discute sua confiabilidade, sensibilidade e segurança, e ilustra sua operação com simulações em computador e com os resultados dos testes efetuados em um gerador físico construído em escala.

## 1 Introdução

A proteção diferencial do estator, quer seja por fase ou de sequência-negativa, não detecta faltas entre espiras nos estatores de gerador porque estas faltas não perturbam o equilíbrio das correntes de Kirchhoff entre as correntes nos terminais e no lado do neutro do estator. A proteção de fase dividida (“split-fase”) é a solução tradicional para detecção de faltas entre espiras em geradores hidroelétricos de grande porte com enrolamentos divididos [1]. Em outros tipos de geradores, o estator é muitas vezes deixado sem proteção contra faltas entre espiras. Este artigo mostra que a aplicação do princípio do equilíbrio de amperes-espiras (AT: “Ampere-Turn”) entre a corrente de sequência-negativa ( $I_2$ ) no estator e o componente de dupla frequência na corrente do campo ( $I_F$ ) do gerador propicia proteção de faltas entre espiras tanto para o estator quanto para o rotor. Com base neste princípio, o trabalho propõe dois novos elementos de proteção: o elemento de desbalanço das correntes do estator-rotor (60SF), que equilibra a magnitude de  $I_2$  com a magnitude do componente de dupla frequência da  $I_F$  através de uma relação adequadamente casada; e o elemento diferencial de corrente do estator-rotor (87SF), que usa os fasores de corrente do rotor e do estator do gerador. O artigo investiga os novos elementos e ilustra a operação dos mesmos utilizando simulações em computador e testes efetuados em um gerador construído em escala. Uma discussão mais abrangente é fornecida em [2].

## 2 Proteção combinada do estator-rotor

Com referência à Fig. 1, podemos imaginar um gerador como um transformador rotativo com uma corrente ( $I_1$ ) e enrolamento de sequência-positiva equivalente, uma corrente e enrolamento de sequência-negativa, uma corrente e enrolamento de campo e um enrolamento amortecedor (“damper winding”), se existir. A corrente do estator  $I_2$  cria um campo magnético rotativo na direção oposta da rotação do rotor (tanto o rotor quanto o campo magnético giram com uma velocidade correspondente à frequência do sistema de potência ( $\omega$ )). Como resultado,  $I_2$  induz uma corrente de dupla frequência ( $2\omega$ ) no enrolamento de campo e em outras partes do rotor, incluindo os enrolamentos amortecedores (se existirem) e a superfície do núcleo do rotor.

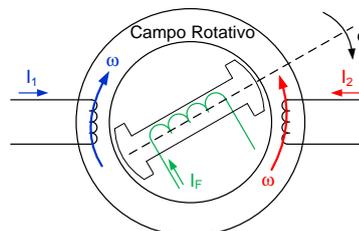


Fig. 1. A corrente de sequência-negativa do estator induz correntes de dupla frequência nos enrolamentos de campo e amortecedor.

Combinamos as correntes de dupla frequência que fluem nas outras partes do rotor em uma corrente, denominada corrente do amortecedor, a qual circula no enrolamento amortecedor equivalente. Olhando para o gerador a partir do lado do estator e considerando  $I_2$ , podemos visualizar o gerador como um transformador rotativo de três enrolamentos, sendo o enrolamento do estator alimentado com  $I_2$ , e o enrolamento de campo e amortecedor alimentado com uma corrente de dupla frequência, conforme ilustrado na Fig. 2a. Podemos fornecer proteção de faltas entre espiras para o estator e rotor de um gerador aplicando o equilíbrio de AT ao transformador de três enrolamentos equivalente mostrado na Fig. 2a.

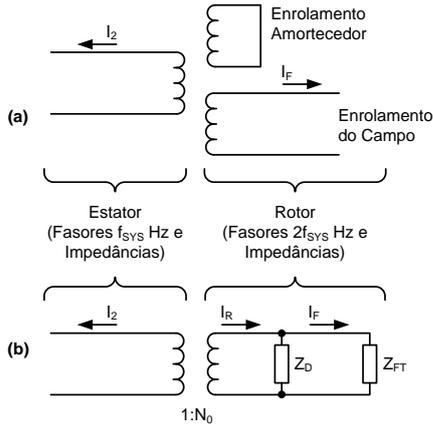


Fig. 2. Um transformador de três enrolamentos equivalente relacionando a  $I_2$  do estator e os componentes de dupla frequência das correntes do campo e do amortecedor (a); representação de dois enrolamentos com os enrolamentos do campo e do amortecedor na mesma base de tensão (b).

Podemos medir a  $I_2$  do estator e o componente da corrente de dupla frequência do campo. No entanto, não somos capazes de medir a corrente do enrolamento amortecedor. Este obstáculo pode ser superado através da análise da Fig. 2b, na qual convertimos as impedâncias do amortecedor e do campo para a mesma base de tensão e conectamos os dois circuitos em paralelo para formar um único enrolamento equivalente. Dessa forma, o transformador de três enrolamentos foi reduzido em um transformador de dois enrolamentos equivalente. Assumindo que a excitatriz não gera qualquer tensão significativa de dupla frequência, o enrolamento de campo pode ser considerado curto-circuitado pela impedância total do enrolamento de campo e do circuito de excitação,  $Z_{FT}$ .  $Z_D$  é a impedância de dispersão do enrolamento amortecedor. As impedâncias  $Z_D$  e  $Z_{FT}$  são impedâncias de dupla frequência trazidas para a mesma base de tensão. A Fig. 2b mostra que podemos fornecer proteção contra faltas entre espiras por meio da aplicação do equilíbrio de AT entre  $I_2$  no estator e a corrente total do rotor ( $I_R$ ). Novamente, não podemos medir  $I_R$ . No entanto, desde que  $Z_D$  e  $Z_{FT}$  sejam constantes,  $I_R$  pode ser calculada a partir da  $I_F$  medida:

$$I_R = I_F \cdot \left( 1 + \frac{Z_{FT}}{Z_D} \right) \quad (1)$$

As correntes e impedâncias em (1) são grandezas com dupla frequência. Assumindo que a relação de espiras do transformador de dois enrolamentos equivalente seja  $N_0$ , a condição de equilíbrio de AT para qualquer desequilíbrio externo em um gerador funcionando corretamente é:

$$I_2 = N_0 \cdot I_R = N_0 \cdot I_F \cdot \left( 1 + \frac{Z_{FT}}{Z_D} \right) \quad (2)$$

Portanto, para qualquer desequilíbrio externo, incluindo faltas, a relação  $N_{SF}$  das magnitudes de  $I_2$  e da corrente de campo de dupla frequência para um gerador funcionando corretamente é:

$$N_{SF} = \left| \frac{I_2}{I_F} \right| = N_0 \cdot \left| 1 + \frac{Z_{FT}}{Z_D} \right| \quad (3)$$

Uma falta entre espiras no rotor ou estator vai perturbar as condições de equilíbrio de AT (2) e (3), as quais permitem a detecção de tais faltas. Para testar esta hipótese, simulamos faltas externas e faltas entre espiras internas em um gerador de teste com 200 MW, 13.8 kV, 60 Hz usando um Simulador Digital em Tempo Real (RTDS®: “Real Time Digital Simulator”) [2], [3]. A Fig. 3 mostra as correntes e tensões nos terminais para uma falta fase-fase externa no lado do sistema do transformador elevador do gerador. A Fig. 4 mostra as correntes e tensões para uma falta entre espiras a 5% enquanto o gerador estava carregado com 200 MW. Uma falta entre espiras a 5% representa o menor percentual de uma falta entre espiras que pode ser atualmente modelada no RTDS [3]. A Fig. 5 mostra as magnitudes das correntes  $I_2$  e  $I_F$  e a respectiva relação para o caso da falta externa da Fig. 3. A relação das magnitudes  $I_2/I_F$  se estabelece com um valor de aproximadamente 13.4 para este desequilíbrio externo. A relação de 13.4 para este gerador particular deve ser aplicável para qualquer condição de desequilíbrio externo. Testamos esta premissa, simulando diversas faltas desequilibradas externas com a magnitude de  $I_2$  variando entre 175 A e cerca de 17 kA. A Fig. 6 mostra estas faltas externas como pontos no plano de magnitude das correntes  $I_2$  versus  $I_F$ . Como pode ser observado, todos os casos de falta externa são plotados como uma linha reta com um *slope* (inclinação) de 13.4. Tendo concluído que a relação de magnitudes  $I_2/I_F$  se mantém constante para faltas externas, vamos agora dirigir nossa atenção para as faltas entre espiras. A Fig. 7 exhibe as grandezas-chave para a falta simulada entre espiras a 5%, conforme mostrada na Fig. 4.

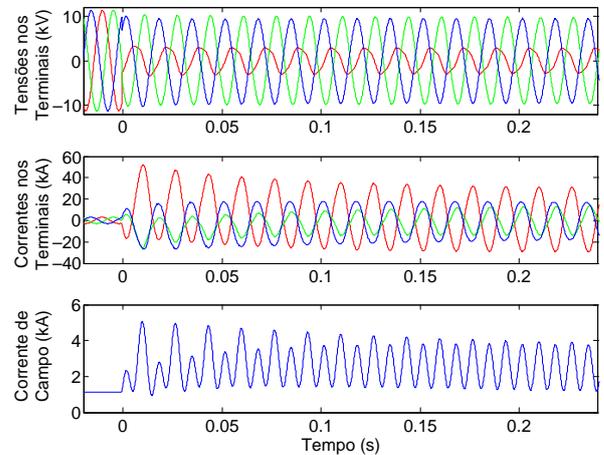


Fig. 3. Falta externa: correntes e tensões nos terminais e corrente de campo.

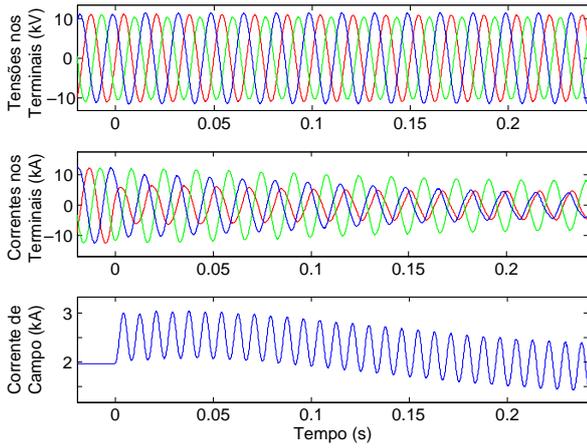


Fig. 4. Falta entre espiras: correntes e tensões nos terminais e corrente de campo.

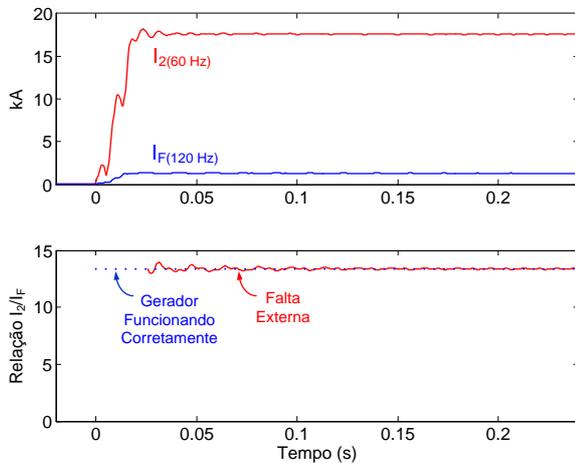


Fig. 5. Falta externa da Fig. 3: magnitude de  $I_2$  (60 Hz), magnitude de  $I_F$  (120 Hz) e relação das magnitudes.

Observe que para esta falta, a relação de magnitudes  $I_2/I_F$  é de aproximadamente 6 comparada com 13.4 para um gerador funcionando corretamente. Esta diferença significativa nos permite detectar esta falta entre espiras com muita confiabilidade.

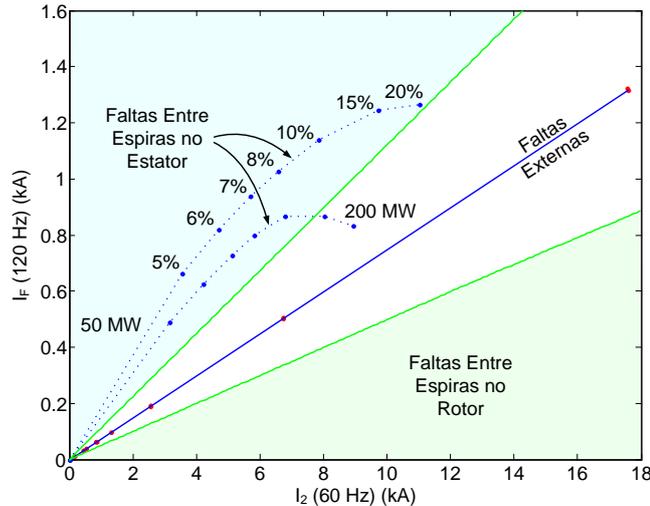


Fig. 6. Magnitude de  $I_2$  versus magnitude de  $I_F$  com dupla frequência para faltas externas e faltas entre espiras.

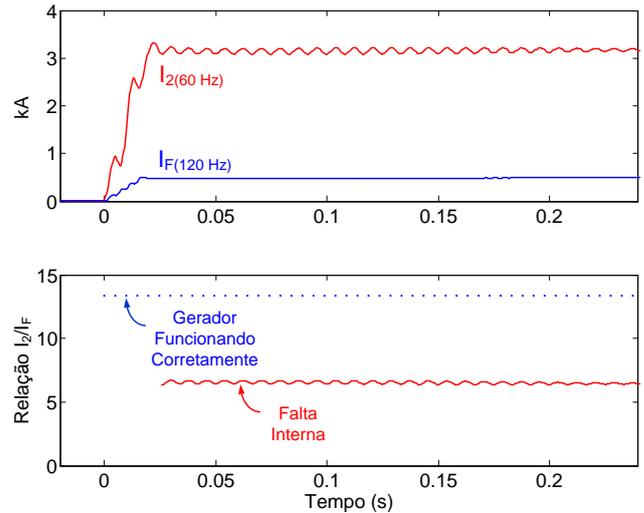


Fig. 7. Falta entre espiras da Fig. 4: magnitude de  $I_2$  (60 Hz), magnitude de  $I_F$  (120 Hz) e relação das magnitudes.

A Fig. 6 mostra a plotagem de diversas faltas entre espiras no plano das magnitudes da corrente  $I_2$  versus  $I_F$  para cargas do gerador de 50 MW e 200 MW. Pode-se observar que essas faltas estão localizadas longe da linha de faltas externas. A magnitude medida de  $I_F$  depende do carregamento do gerador e é maior para um gerador com carregamento leve. Mesmo para um gerador totalmente carregado, a relação das magnitudes  $I_2/I_F$  para faltas entre espiras envolvendo menos de 10% das espiras difere em cerca de 100% em comparação com o gerador funcionando corretamente. Para faltas envolvendo 20% ou mais das espiras, a relação é um fator de decisão menos eficaz, mas estas faltas são muito pouco prováveis.

Observe que as faltas entre espiras a 5% representam graficamente uma distância considerável a partir da linha de faltas externas. Sabemos que para faltas entre espiras que se aproximam de 0% de espiras curto-circuitadas, não há corrente de sequência-negativa no estator ou corrente de dupla frequência no enrolamento de campo. Portanto, podemos extrapolar as linhas tracejadas na Fig. 6 em direção à origem da plotagem. Ao fazer isso, pode-se observar que o princípio descrito funcionará adequadamente para faltas entre espiras envolvendo muito menos do que 5% das espiras (o modelo do RTDS que usamos é limitado a 5% das espiras para uma falta entre espiras [3]). Os resultados dos testes do modelo físico descritos na Seção 5 confirmam esta hipótese sobre faltas com muito poucas espiras.

### 3 Elemento de desbalanço das correntes do estator-rotor

Baseando-se no princípio analisado acima, propomos um novo elemento de proteção: o elemento de desbalanço das correntes do estator-rotor (60SF). Conforme mostrado na Fig. 8, o relé mede as correntes do estator para calcular a magnitude da corrente de sequência-negativa do estator. A corrente de campo é medida (utilizando um *shunt*, por exemplo) para calcular a magnitude da corrente de dupla frequência do campo.

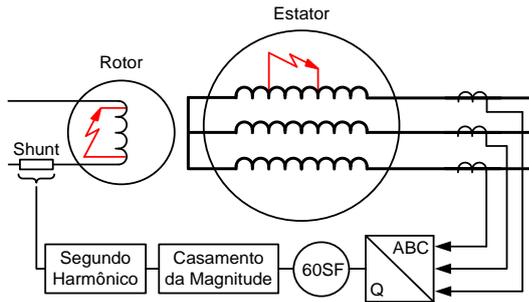


Fig. 8. Elemento de proteção de faltas entre espiras (60SF) para geradores síncronos.

O relé aplica a relação de transformação efetiva ( $N_{SF}$ ) para casar as magnitudes e efetua verificações para determinar se as magnitudes das duas correntes estão equilibradas. Uma implementação simples do elemento 60SF usa a seguinte grandeza de operação:

$$I_{OP} = \left| \left| I_{2(f_{SYS} \text{ Hz})} \right| - N_{SF} \cdot \left| I_{F(2f_{SYS} \text{ Hz})} \right| \right| \quad (4)$$

e a seguinte grandeza de restrição:

$$I_{RST} = \left| \left| I_{2(f_{SYS} \text{ Hz})} \right| + N_{SF} \cdot \left| I_{F(2f_{SYS} \text{ Hz})} \right| \right| \quad (5)$$

Onde:  $N_{SF}$  = relação efetiva entre as duas correntes para um gerador funcionando corretamente.

$f_{SYS}$  = frequência do sistema.

A comparação da grandeza de operação (4) com uma porcentagem da grandeza de restrição (5) resulta na característica de operação mostrada pelas linhas verdes na Fig. 6 para um valor de ajuste de *slope* de 20%. A região de restrição é a área entre as linhas verdes, e a região de operação é a área fora das linhas verdes. As correntes envolvidas em (4) e (5) são em amperes primários ou em amperes secundários adequadamente relacionados. Calculamos o fasor  $I_2$  utilizando um filtro sintonizado na frequência fundamental do sistema e extraímos o fasor  $I_F$  usando um filtro sintonizado com o dobro da frequência do sistema. Para obter precisão, os dois filtros processam as amostras rastreadas da frequência ou usam um método equivalente para assegurar a precisão da medição se houver mudança da frequência. Para ilustrar a operação do elemento 60SF usando (4) e (5), simulamos uma falta fase-fase externa, que evoluiu para uma falta entre espiras a 5% no nosso gerador de ensaio carregado com 100 MW. A Fig. 9 mostra as correntes e as tensões nos terminais e a corrente de campo.

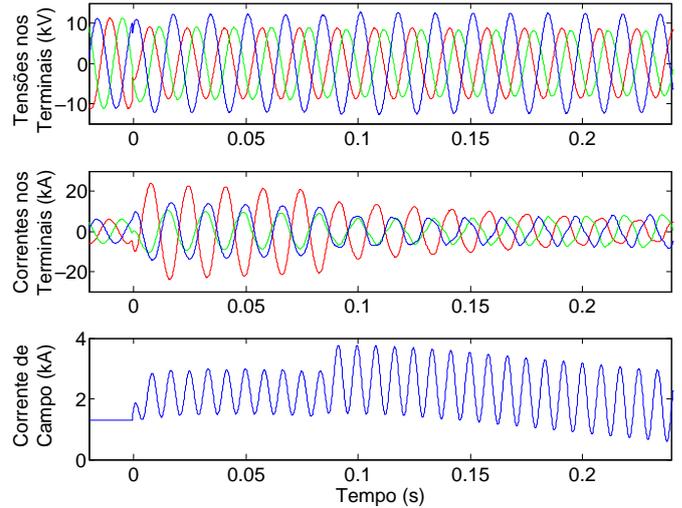


Fig. 9. Evolução de uma falta externa para interna: correntes e tensões nos terminais e corrente de campo.

A Fig.10 mostra as magnitudes de  $I_2$  e  $I_F$  e a relação entre as mesmas.

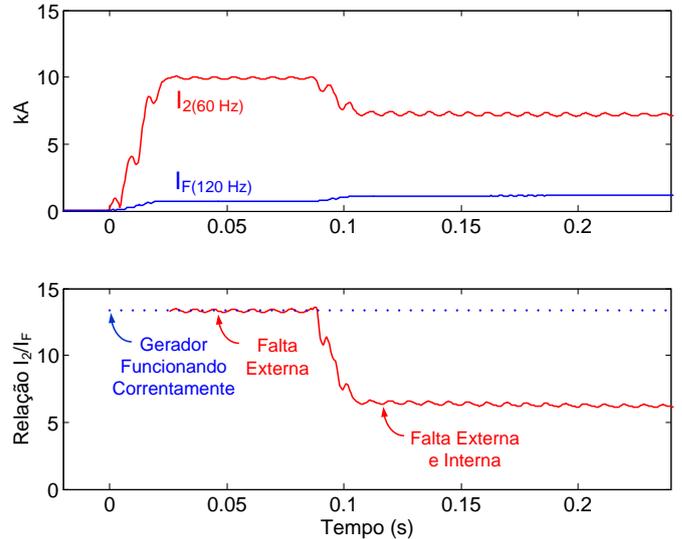


Fig. 10. Evolução de uma falta externa para interna: magnitude de  $I_2$  (60 Hz), magnitude de  $I_F$  (120 Hz) e a relação entre suas magnitudes.

A relação permanece em 13.4 durante a falta externa, conforme esperado, e muda drasticamente para cerca de 6 quando a falta entre espiras é simultaneamente introduzida durante 5 ciclos na falta externa. A Fig. 11 mostra este caso no plano das correntes de operação-restrição de acordo com (4) e (5), com um ajuste de *slope* de 20%.

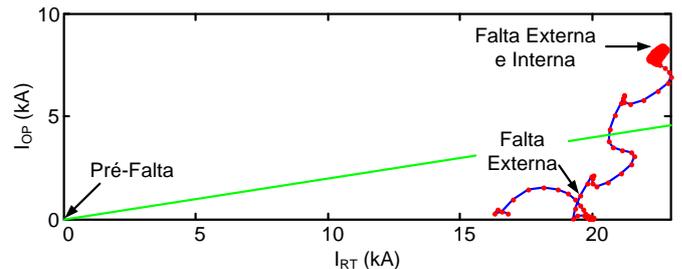


Fig. 11. Evolução de uma falta externa para interna: trajetória da falta no plano das correntes de operação-restrição de acordo com (4) e (5).

A trajetória inicialmente se estabiliza na região de restrição em resposta à falta externa e move-se para a região de operação assim que a falta interna entre espiras é introduzida.

#### 4 Elemento diferencial de corrente do estator-rotor

Até agora, utilizamos apenas as magnitudes das duas correntes envolvidas no equilíbrio de AT entre o rotor e o estator do gerador. Podemos desenvolver um elemento diferencial de corrente usando os fasores de corrente do estator e do rotor do gerador e obter mais sensibilidade? Para desenvolver um elemento diferencial de corrente baseado em fasor (87SF), precisamos resolver dois desafios:

- As duas correntes comparadas têm frequências diferentes, isto é, os respectivos fasores giram com diferentes velocidades angulares.
- A posição do rotor em relação ao estator depende da carga.

O primeiro desafio foi resolvido reduzindo-se a velocidade do fasor de dupla frequência da corrente de campo através da divisão do mesmo por um vetor unidade que gira na frequência do sistema. Uma implementação simples deste princípio consiste em utilizar o fasor da tensão de sequência-positiva ( $V_1$ ), como segue:

$$I_{F(f_{SYS} \text{ Hz})} = I_{F(2f_{SYS} \text{ Hz})} \cdot \frac{|V_1|}{V_1} \quad (6)$$

Como vantagens da utilização de (6), não precisamos usar a frequência de forma explícita e o cálculo está correto mesmo quando a frequência varia durante faltas. Para o segundo desafio, nossas simulações mostram que para garantir relações de fase adequadas entre as duas correntes comparadas para os desequilíbrios externos, é necessário deslocar a corrente de campo obtida em (6) pelo seguinte ângulo:

$$\Theta_C = \angle \left( \frac{E_{qPRE}}{V_{1PRE}} \right) + \frac{\pi}{2} \quad (7)$$

$$E_{qPRE} = V_{1PRE} + jX_d \cdot I_{1PRE} \quad (8)$$

Onde:  $V_{1PRE} = V_1$  de pré-falta.

$I_{1PRE} = I_1$  de pré-falta.

$X_d$  = reatância de eixo direto do gerador.

Em outras palavras, quando se utiliza  $V_1$  para demodulação em (6), é preciso girar a corrente pelo ângulo entre  $V_1$  e  $E_d$ . Este ângulo é igual ao ângulo entre  $V_1$  e  $E_q$  mais 90 graus de acordo com (7) e (8). Podemos ainda combinar (7) e (8) e usar:

$$\Theta_C = \angle \left( \frac{j \cdot V_{1PRE} - X_d \cdot I_{1PRE}}{V_{1PRE}} \right) \quad (9)$$

Visando ter capacidade para usar (6) e (9), precisamos utilizar sinais de tensão no elemento 87SF além dos sinais de corrente e temos que capturar os valores de pré-falta das correntes e tensões do estator. Além disso, é necessário também conhecer

a reatância de eixo direto do gerador. Esses requisitos tornam o elemento 87SF mais avançado do que o elemento 60SF mais simples. A Fig. 12 mostra as correntes corretamente alinhadas para o caso da falta evolutiva da Fig. 9.

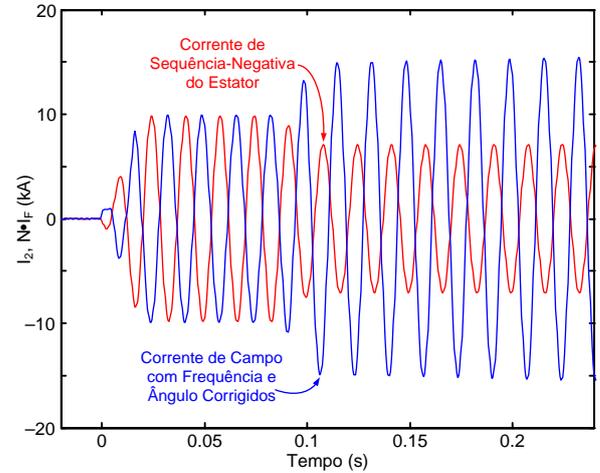


Fig. 12. Evolução de uma falta externa para interna:  $I_2$  e  $I_F$  com frequência compatibilizada e ângulo corrigido.

Conforme esperado, as duas correntes são iguais em magnitude e estão fora de fase para a falta externa. Uma vez que a falta interna entre espiras ocorre durante 5 ciclos na falta externa, as magnitudes não são mais compatíveis e as fases são deslocadas, permitindo uma detecção de faltas mais sensível. Uma implementação simples do elemento 87SF usa a seguinte grandeza diferencial:

$$I_{DIF} = \left| I_{2(f_{SYS} \text{ Hz})} + N_{SF} I_{F(f_{SYS} \text{ Hz})} \angle -\Theta_C \right| \quad (10)$$

e a seguinte grandeza de restrição:

$$I_{RST} = \left| I_{2(f_{SYS} \text{ Hz})} - N_{SF} I_{F(f_{SYS} \text{ Hz})} \angle -\Theta_C \right| \quad (11)$$

Comparando as grandezas de operação e restrição (10) e (11) em uma equação de *slope* resulta em uma característica diferencial porcentual típica. A Fig. 13 mostra o diagrama de blocos do elemento 87SF.

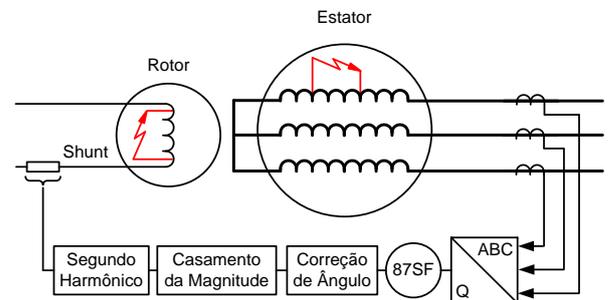


Fig. 13. Elemento de proteção de faltas entre espiras 87SF para geradores síncronos.

A Fig. 14 mostra a trajetória da falta evolutiva da Fig. 9 no plano diferencial-restrição, conforme (10) e (11), com um ajuste de *slope* de 20%. Quando a falta externa ocorre, a grandeza de restrição aumenta para cerca de 20 kA enquanto a

grandeza diferencial é muito baixa. Quando a falta entre espiras ocorre após 5 ciclos, a grandeza diferencial aumenta para cerca de 8 kA, propiciando uma operação confiável para esta falta entre espiras a 5%, apesar da falta externa simultânea. Comparando a Fig. 11 (60SF) e a Fig. 14 (87SF), concluímos que os dois elementos se comportam de forma similar, com o elemento 87SF tendo uma grandeza de operação ligeiramente maior. Isso acontece porque o ângulo de fase entre as duas correntes não varia muito para esta falta entre espiras (Fig. 12).

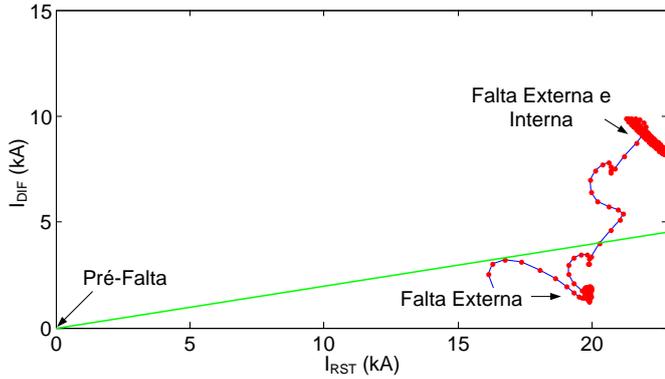


Fig. 14. Evolução de uma falta externa para interna: trajetória da falta no plano das correntes diferencial-restrição de acordo com (10) e (11).

Se o ângulo de fase variasse mais, a grandeza de operação do elemento 87SF seria ainda maior do que a do elemento 60SF. De acordo com nossas simulações, as diferenças em favor do elemento 87SF são mais visíveis para faltas entre espiras em um gerador com carga pesada.

## 5 Resultados dos testes do modelo físico

Testamos os elementos de proteção descritos utilizando um gerador trifásico de laboratório com três polos de 20 kVA, 220 V, 60 Hz acionado por um motor de indução. O estator do gerador possui 54 slots (ranhuras) e dois enrolamentos de 100 espiras por fase, com um *pitch* (passo) de 14/18. Os enrolamentos têm *taps* (derivações) que permitem a aplicação de faltas entre espiras a 1%, 2%, 3%, 5% e 10%. A Fig. 15 mostra as correntes e tensões nos terminais, bem como a corrente de campo para uma falta fase-fase externa nos terminais do gerador de laboratório.

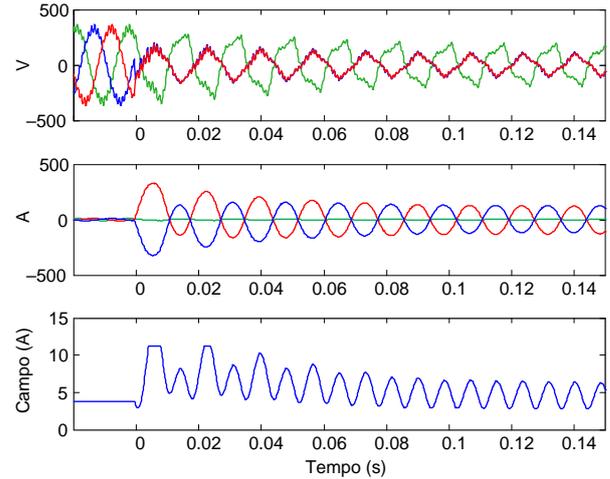


Fig. 15. Falta externa no gerador de laboratório: correntes e tensões nos terminais e corrente de campo.

A Fig. 16 mostra as magnitudes das correntes  $I_2$  e  $I_F$  e a relação entre as mesmas para o caso da falta externa da Fig. 15. A relação de magnitudes  $I_2/I_F$  se estabelece em aproximadamente 40. Obtivemos resultados similares para faltas externas fase-terra. Aplicamos faltas entre espiras a 1%, 2%, 3%, 5% e 10% no estator do gerador de laboratório. A Fig. 17 mostra uma falta entre espiras a 3%. A Fig. 18 mostra as grandezas para a falta entre espiras a 3% mostrada na Fig. 17. Para esta falta, a relação de magnitudes  $I_2/I_F$  é de cerca de 50 (comparada com 40 para um gerador funcionando corretamente). Esta diferença nos permite detectar esta falta entre espiras com muita confiabilidade. Obtivemos resultados similares para as outras faltas entre espiras, incluindo a falta a 1%, que é uma falta de uma espira em um enrolamento de estator com 100 espiras.

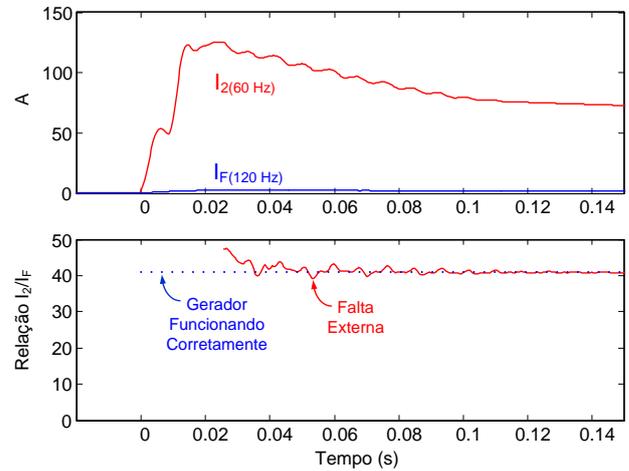


Fig. 16. Falta externa da Fig. 15: magnitude da corrente  $I_2$  (60 Hz), magnitude de  $I_F$  (120 Hz) e relação das magnitudes.

Para o teste da falta entre espiras interna, sincronizamos o gerador de laboratório com a rede do sistema do laboratório para fornecer uma fonte de alimentação externa que injeta corrente de sequência-negativa nos enrolamentos do estator do gerador. Conforme mencionado anteriormente, um motor de indução aciona o gerador síncrono. Nesta configuração, existe um problema, ou seja, como a saída do gerador aumenta, o *slip* (escorregamento) do motor de indução aumenta, fazendo com que a velocidade síncrona do gerador diminua (a frequência do

gerador diminui em relação ao valor nominal). Consequentemente, quando o gerador de laboratório é sincronizado com o sistema de potência local, ele opera na frequência do sistema, o que resulta no gerador síncrono funcionando como um compensador síncrono que não fornece qualquer potência ativa para o sistema de potência. A corrente do estator do gerador é extremamente pequena e fortemente distorcida para esta condição de operação, como mostrado na Fig. 17.

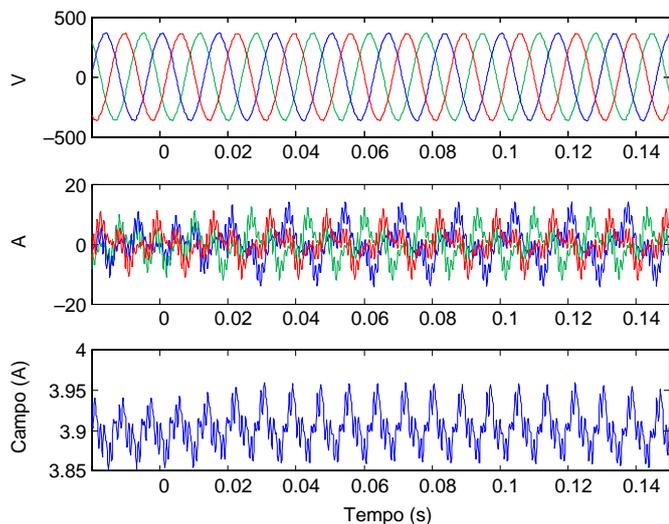


Fig. 17. Falta entre espiras no estator do gerador de laboratório: correntes e tensões nos terminais e corrente de campo.

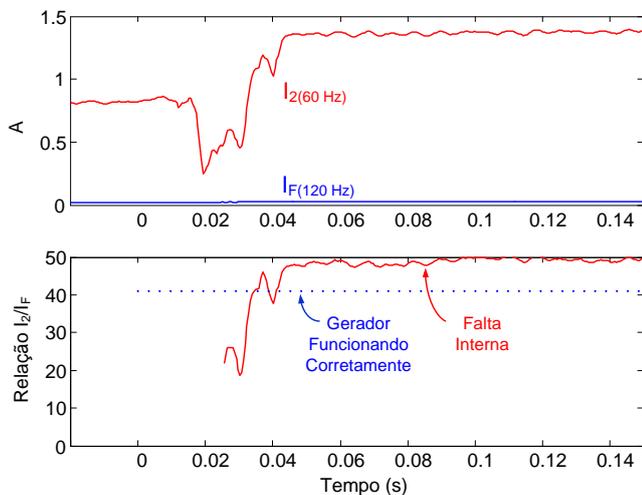


Fig. 18. Falta entre espiras da Fig. 17: magnitude de  $I_2$  (60 Hz),  $I_F$  (120 Hz) e relação das magnitudes.

## 6 Conclusão

Este artigo investiga e explica dois elementos de proteção inovadores para proteção de faltas entre espiras do gerador: 60SF e 87SF. Estes elementos são baseados no equilíbrio de AT entre a corrente de sequência-negativa do estator e a corrente de dupla frequência do rotor. Os elementos não precisam da medição das correntes do enrolamento amortecedor e, portanto, podem ser aplicados de forma prática, desde que as impedâncias dos enrolamentos de campo e amortecedor sejam constantes.

## 7 Referências

- [1] IEEE Standard C37.102, IEEE Guide for AC Generator Protection.
- [2] B. Kasztenny, N. Fischer, and H. J. Altuve, "Negative-Sequence Differential Protection—Principles, Sensitivity, and Security," proceedings of the 41st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2014.
- [3] A. B. Dehkordi, A. M. Gole, and T. L. Maguire, "Real Time Simulation of Internal Faults in Synchronous Generators," proceedings of the 7th International Conference on Power System Transients, Lyon, France, June 2007.