

**Comitê de Estudo B5 – Proteção e Automação**

**ANÁLISE DA PROTEÇÃO DE FALHA DE DISJUNTOR DE  
MÁQUINAS SÍNCRONAS**

**Rafael Bertolini de Paiva\***  
**REIVAX S/A**  
**Brasil**

**Paulo Márcio da Silveira**  
**UNIFEI**  
**Brasil**

**Resumo** – A função falha de disjuntor (BF – Breaker Failure) é uma proteção de retaguarda local que possui a finalidade de detectar e isolar um disjuntor que falhou após um comando de abertura enviado pelo trip do relé de proteção. Quando essa função atua, todos os disjuntores adjacentes devem ser desligados, e um esquema de bloqueio desses disjuntores deve ser provido para evitar que eles sejam novamente fechados até que o disjuntor que falhou na abertura seja extraído ou seccionado. A função BF em uma máquina síncrona possui uma enorme responsabilidade, pois quando atuada pode limpar toda a barra de uma central geradora. Porém, atuações indevidas podem acontecer na aplicação dessa função em máquinas síncronas (MS). Isso ocorre devido à escolha do conjunto de transformadores de corrente (TC) utilizado na lógica de corrente da função BF. O informe técnico analisará esse problema, propõe como evita-lo e mostra um caso real desse tipo de ocorrência.

**Palavras chave:** Falha de disjuntor – Proteção do Gerador - Sistema de Proteção – Máquina Síncrona – Atuação Indevida

## **1 INTRODUÇÃO**

O objetivo da função BF é detectar e isolar um disjuntor que falhou perante um comando de abertura dado pelo trip do relé de proteção [1], [2]. Na situação de falha de abertura do disjuntor, a função BF promoverá uma maior rapidez na eliminação do ponto de falta em relação às funções de proteção de retaguarda dos terminais adjacentes, minimizando-se o tempo em que a falha persistiria, e garantindo uma maior segurança e estabilidade ao sistema [3], [4].

A função BF pode ser realizada através dos seguintes esquemas [4]:

- Supervisão de corrente – 50BF: Utiliza a sinalização do trip mais a supervisão das correntes de fase através da função 50 (sobrecorrente) com um ajuste de pickup abaixo da corrente nominal.
- Supervisão do contato do disjuntor – 62BF: Utiliza a sinalização do trip mais a supervisão do contato normal aberto do disjuntor (52);
- Supervisão da corrente e do contato do disjuntor – 50/62BF: é a união do 50BF com o 62BF.

A atuação do BF pode ser dividida em dois estágios, onde:

- 1º Estágio do BF: envia um novo comando de abertura para o disjuntor que está na condição de falha. Esse estágio é temporizado na faixa de 50ms a 100ms, e é conhecido também como retrip do disjuntor. A atuação do 1º estágio pode ser um indicativo de problemas mecânicos no disjuntor, e ações preditivas podem ser tomadas para evitar a atuação do 2º estágio;
- 2º Estágio do BF: atua em todos os relés adjacentes ao disjuntor sobre falha. O tempo de atuação do BF deve ser maior que o tempo de operação para abertura do 52 mais o tempo de extinção da corrente e/ou o tempo de retorno do contato do estado do 52. Uma temporização típica de atuação do 2º estágio é da ordem de 150ms a 250ms.

A Fig. 1 ilustra a lógica do esquema do tipo 50/62BF:

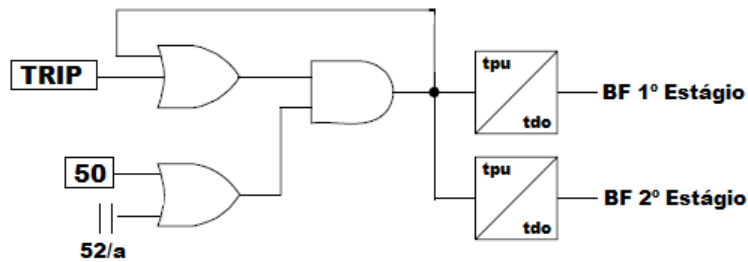


Fig. 1 - Lógica do 50/62BF

## 2 APLICAÇÃO DO BF EM MÁQUINAS SÍNCRONAS

A máquina síncrona (MS) possui uma variedade de funções de proteção. Algumas dessas funções não possuem capacidade de sensibilizar as proteções de retaguarda dos terminais adjacentes. Exemplos dessas funções são: 64R (Falta à terra rotor), 64G (Falta à terra estator), 32 (potência reversa), 46 (desbalanço de corrente), etc. No caso da atuação de uma dessas funções e ocorrendo também a falha na abertura do disjuntor da unidade, a função BF pode ser a única forma de garantir a abertura dos disjuntores de retaguarda e assim possibilitar o desligamento da unidade de forma segura e rápida. O BF é uma função essencial para proteção da máquina síncrona.

### 2.1 Análise do Problema do BF

Atuações indevidas do BF estão sujeitas a acontecer devido à escolha dos TC's de fase que são utilizados na supervisão das correntes para a lógica do 50BF. O problema da escolha do TC para o 50BF é descrito por poucos fabricantes, como é o caso da ABB [4], onde é possível encontrar recomendações para utilização dos TC's mais próximos do 52 da unidade. Caso os TC's escolhidos estejam afastados do 52, por exemplo, os TC's de fase do fechamento do neutro, o BF pode atuar mesmo nas situações do 52 fisicamente já aberto. É o caso de um curto circuito interno da máquina síncrona que será detalhado a seguir.

### 2.2 Arranjo da MS em relação à localização do 52

Tradicionalmente encontramos dois tipos de arranjos de uma MS em relação à localização do 52:

- Arranjo simples: o 52 está localizado na saída da MS;
- Arranjo em grupo: o 52 está localizado na saída dos terminais do transformador elevador (TE) de um grupo gerador.

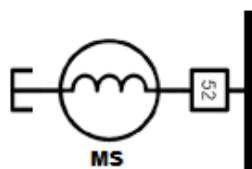


Fig. 2 - Arranjo simples

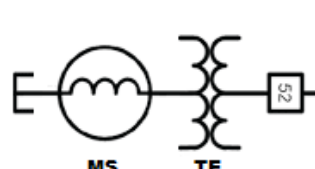


Fig. 3 - Arranjo em grupo

### 2.3 Arranjo dos TC's de fase para proteção da MS

Os TC's de fase de proteção podem estar localizados conforme as Fig. 4 e Fig. 5:

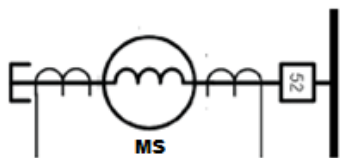


Fig. 4 - TC's de fase no arranjo simples

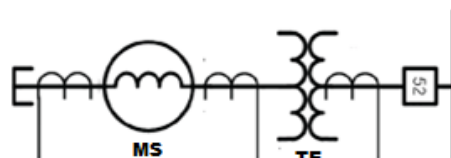


Fig. 5 - TC's de fase no arranjo em grupo

Alguns fabricantes de relés digitais de proteção permitem que quaisquer uns desses TC's possam ser utilizados na lógica do 50BF. Outros fabricantes não são flexíveis, e determinam o TC que deve ser utilizado para a função 50BF.

A escolha incorreta do TC em função do tipo do arranjo acarretará em possíveis atuações indevidas dessa função, comprometendo toda a seletividade da proteção. Para o entendimento de qual é o TC correto a ser utilizado na função 50BF, será analisado o comportamento dinâmico da MS frente um curto circuito trifásico (CC3F).

#### 2.4 Análise de um CC3F em uma MS

São analisados, através de simulação, dois casos de um CC3F em um esquema de arranjo simples conforme a Fig. 6:

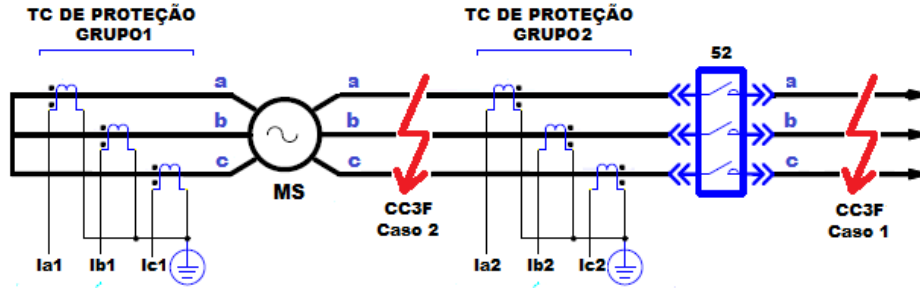


Fig. 6 - Diagrama dos casos 1 e 2 do CC3F

Os casos são:

- Caso 1: CC3F depois do 52;
- Caso 2: CC3F atrás do 52, nos terminais da máquina síncrona;

As variáveis analisadas são:

- Ia1, Ib1 e Ic1 = correntes das fases a, b e c medidas nos TC's de fase localizados no fechamento do neutro da máquina síncrona – Grupo 1;
- Ia2, Ib2 e Ic2 = correntes das fases a, b e c medidas nos TC's de fase localizados na saída da máquina síncrona – Grupo 2;
- Tensão Terminal: tensão equivalente à média das tensões de fase lida nos terminais da MS através de um transformador de potencial (TP);
- Tensão Interna: é a tensão interna atrás da reatância da MS. Essa variável só é obtida no modelo de simulação da MS;

A MS do exemplo simulado é do tipo de polos salientes com as características: 100MVA; 13,8kV;  $x_d=1pu$ ;  $x'_d=0,3pu$ ;  $x''_d=0,2pu$ ;  $x_q=0,7pu$ ;  $x''_q=0,22pu$ ;  $x_l=0,12pu$ ;  $T'_{do} = 5,0s$ ;  $T''_{do} = 0,05s$ ;  $T'''_{qo} = 0,1s$ ; Para ambos os casos a pré-falta é dada com a máquina sincronizada na rede e o CC3F ocorre no instante  $t=50ms$ . A proteção da MS atua e o 52 abre 100ms após o instante da falta. As Fig. 7 e Fig. 8 apresentam o resultado de cada caso.

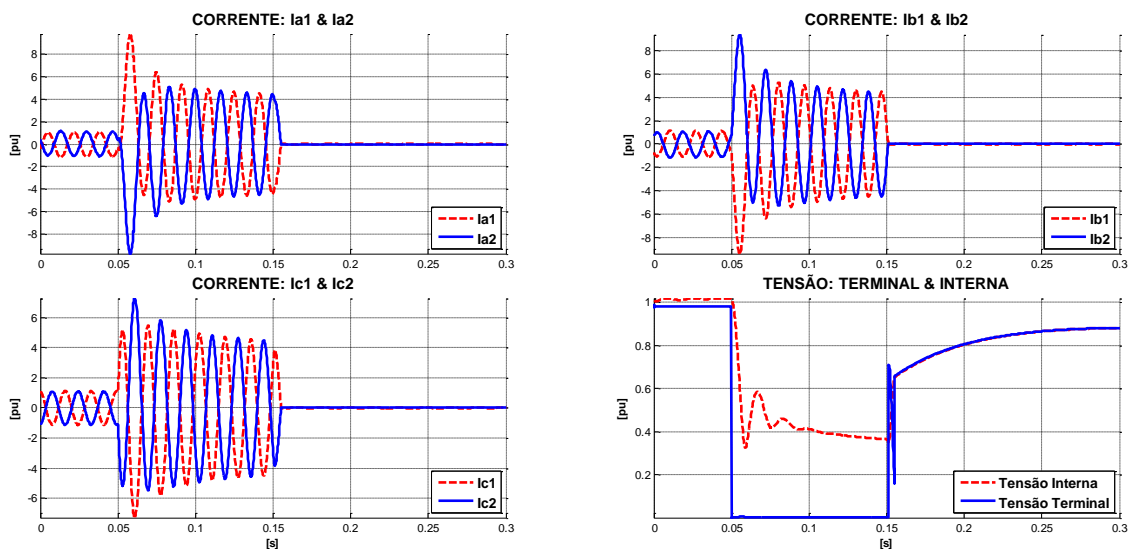


Fig. 7 - CC3F do Caso 1

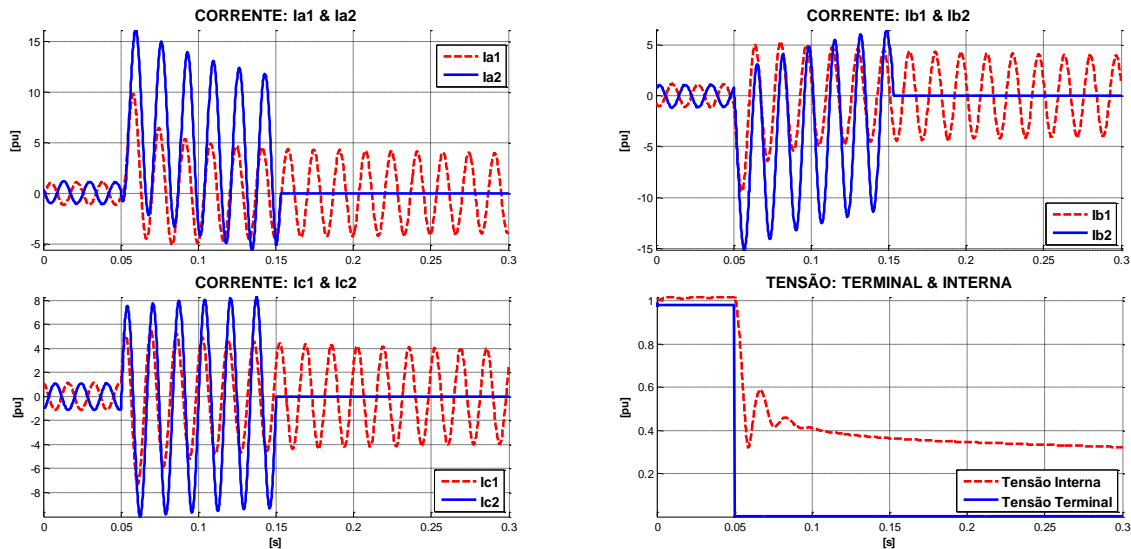


Fig. 8 - CC3F do Caso 2

No caso 1, para uma falta externa localizada além 52, as correntes dos grupos 1 e 2 são da própria MS, e elas são eliminadas assim que o 52 é aberto 100ms após o comando de *trip* pelo relé de proteção. Já no caso 2, após a abertura do 52, apenas as correntes de fase do grupo 2 foram eliminadas. As correntes do grupo 1 permanecerão alimentando o CC3F até que a tensão interna da MS síncrona seja zerada. O tempo para que a tensão interna da MS zere depende das características da MS e do sistema de excitação [5].

Para o evento do caso 2, se a função 50BF supervisionasse as correntes de fase do fechamento do neutro, a função BF teria atuado indevidamente para o defeito interno da MS. Fato que não aconteceria se o 50BF utilizasse as correntes de fase da saída da MS.

Essa mesma análise pode ser realizada no arranjo em grupo. Neste tipo de arranjo, caso os TC's utilizados para a lógica do 50BF sejam os do fechamento do neutro ou os de saída da MS, o BF atuará indevidamente para um curto circuito interno da MS ou do TE.

### 3 SOLUÇÃO DO PROBLEMA DO BF

A atuação indevida da função BF pode ser facilmente evitada. Conforme analisado, a escolha do TC utilizado para supervisão da lógica do 50BF é fator determinante para uma operação correta dessa função. A seleção do TC de fase depende do arranjo da unidade, conforme a localização do 52, e também da flexibilidade do relé de proteção para associação do grupo de TC para a lógica do 50BF. As Fig. 9 e Fig. 10 mostram a solução de acordo com o tipo de arranjo da unidade:

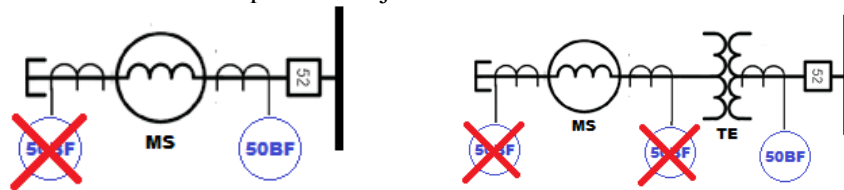


Fig. 9 - Solução do BF no arranjo simples

Fig. 10 - Solução do BF no arranjo em grupo

Seja o arranjo simples ou em grupo, não se devem utilizar os TC's de fase do fechamento do neutro para a lógica do 50BF. No caso de arranjo simples, somente os TC's de fase localizados na saída da MS podem ser utilizados na lógica do 50BF. Para o caso de arranjo em grupo com o 52 no lado de alta do TE, somente os TC's de fase localizados na saída do TE podem ser utilizados na lógica do 50BF.

Em arranjos de grupo é comum a separação dos dispositivos de proteção, sendo um relé para a proteção da MS e outro relé para a proteção do TE. Nesse caso, deve-se inibir o BF do relé proteção da MS conforme a Fig. 11, e utilizar um esquema conforma a Fig. 12 para que a proteção BF da MS seja mantida.

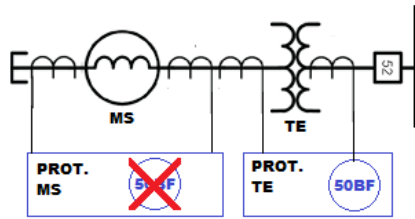


Fig. 11 – Inibição do 50BF para proteção da MS em arranjo em grupo

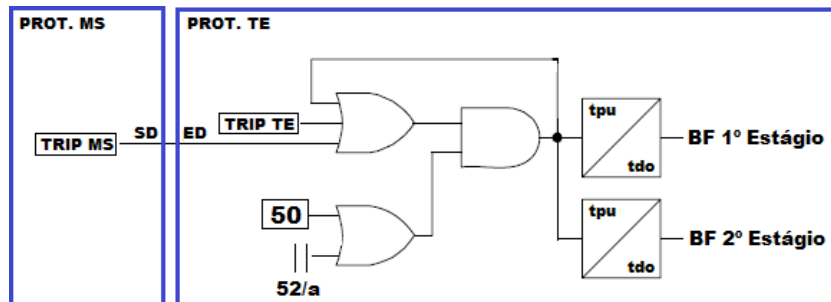


Fig. 12 – Solução do BF para proteção da MS no arranjo em grupo com relés separados para a MS e outro para o TE

Em esquemas mais simples de proteção de MS, que não possuem os TC's adequados para a lógica de corrente do 50BF, o BF recomendado deve ser do tipo 62BF, apenas com supervisão do contato do 52. Ressalta-se que muitos fabricantes induzem os projetistas de proteção à utilização do TC indevido para a lógica do 50BF. É o exemplo da Fig. 13 extraído de um grande fabricante de relés de proteção. Para esses tipos de situações, cabe ao projetista tomar o devido cuidado na implementação da proteção de BF.

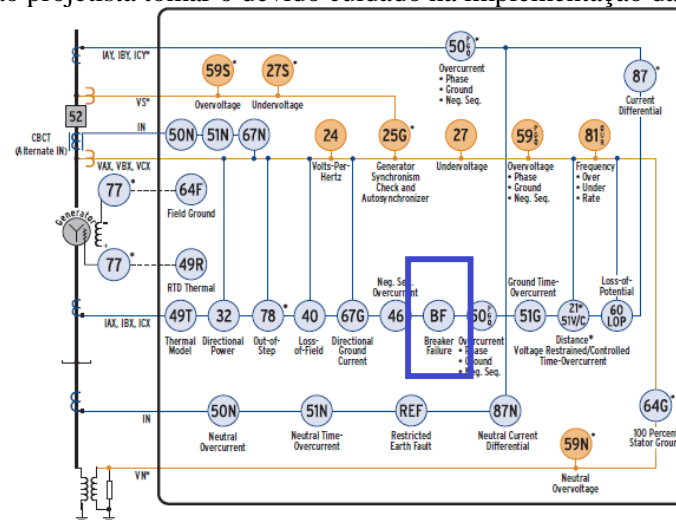


Fig. 13 - Exemplo de recomendação do BF de MS usando o TC de fase do neutro

#### 4 EXEMPLO DE ATUAÇÃO INDEVIDA DO BF

Conforme as simulações apresentadas, a atuação indevida do BF pode ocorrer em função da escolha equivocada do TC associada a uma falta atrás do 52 que cause circulação de corrente de curto circuito. Todavia, esse tipo de problema pode acontecer também em situações de sobrefluxos (Volts/Hertz) de unidades que possuem o arranjo em grupo. Nesse caso, a corrente de excitação (magnetização) do TE pode sensibilizar o 50BF.

O exemplo a seguir é de um caso de real de uma ocorrência em uma unidade de 30MVA com o arranjo em grupo. As proteções são individualizadas, um relé de proteção para o TE e outro para a MS. Cada relé possui habilitada a função 50BF conforme o esquema da Fig. 14.

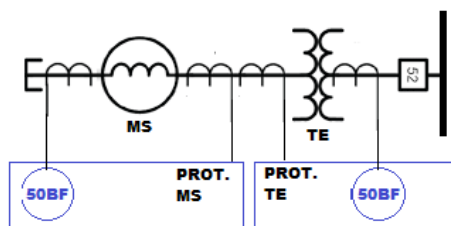


Fig. 14 - Topologia da Proteção

O evento ocorreu após um ensaio de rejeição de carga, onde a frequência da unidade afundou demasiadamente causando um sobrefluxo que não foi corrigido pelo limitador V/Hz do regulador de tensão que estava desabilitado durante o teste. O sistema de proteção da MS e do TE atuaram a *trip* corretamente através da função 24, causando a desexcitação da unidade pelo comando de abertura do contator de campo (41). Porém, o sobrefluxo foi muito elevado, causando uma alta corrente de excitação do transformador elevador (corrente magnetizantes de 5ª Harmônica). E foi essa corrente que sensibilizou a atuação do 50BF pela proteção da MS, desligando toda a barra de alta da usina, retirando outras três máquinas de 30MVA do sistema.

As oscilografias abaixo apresentam o *trip* da função 24 pelos relés de proteção da MS e do TE. Ambos os relés tiveram o disparo da função 24, mas somente o relé de proteção da MS teve a atuação do BF.

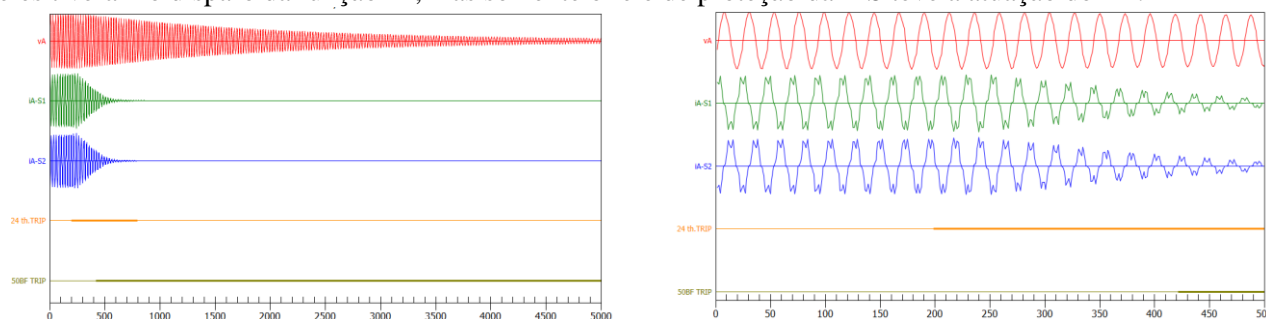


Fig. 15 - Proteção da MS: Disparo da função 24 e 50BF – análise do evento em 5s 500ms

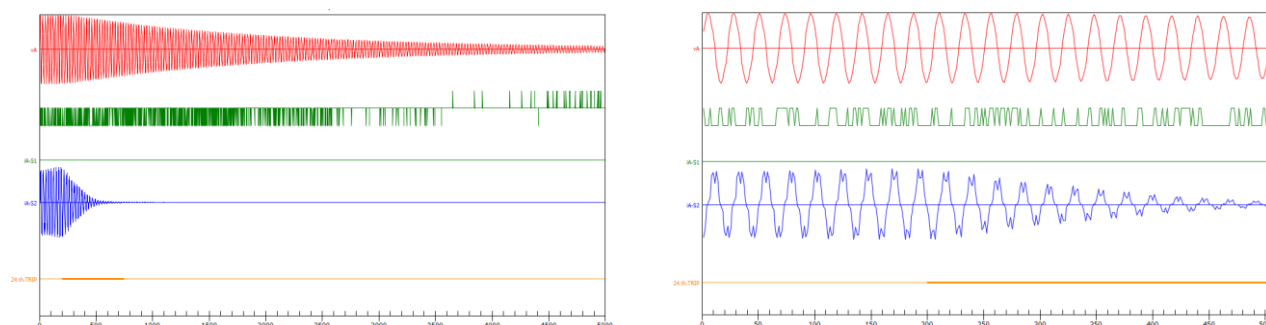


Fig. 16 - Proteção do TE: Disparo da função 24 – análise do evento em 5s 500ms

Observam-se somente correntes no lado de baixa tensão, e com um forte conteúdo harmônico em decorrência do sobrefluxo do grupo gerador. O BF do relé da MS atuou 220ms após o *trip* da função 24, e foi essa corrente magnetizante que sensibilizou o 50BF. Esse problema teria sido evitado se a proteção da MS possuísse um esquema conforme sugerido nas Fig. 11 e Fig. 12.

## 5 CONCLUSÃO

Foi demonstrado, através de casos de simulação e de um exemplo de campo, que a escolha indevida do TC utilizada na lógica da função 50BF de uma MS pode colocar em risco toda a seletividade do sistema de proteção de uma usina através do disparo indevido dessa função.

A solução para evitar possíveis problemas de atuações indevidas do BF é simples, basta à seleção adequada do TC para a lógica do 50BF de acordo com o arranjo da unidade, onde:

- Não se devem utilizar os TC's de fase do fechamento do neutro para a lógica do 50BF.
- No caso de arranjo simples: somente os TC's de fase localizados na saída da MS podem ser utilizados na lógica do 50BF;

- No caso de arranjo em grupo com o 52 no lado de alta do TE: somente os TC's de fase localizados na saída do TE podem ser utilizados na lógica do 50BF. Quando as proteções são independentes, uma para o TE e outra para a MS, somente o relé de proteção do TE pode ter a função 50BF, e o mesmo só deve monitorar as correntes do lado de alta para a lógica dessa função.

Ressalta-se que grande parte da literatura técnica de proteção de máquinas não aborda esse problema, cabendo ao projetista do sistema de proteção de MS tomar as devidas precauções na implementação do BF. Aos fabricantes de relé de proteção de MS cabem ações corretivas, seja nos diagramas unifilares de proteção que induzem o projetista ao erro na escolha do TC para a lógica do 50BF, e na flexibilização da escolha dos TC's para o 50BF nos softwares de parametrização.

## **6 REFERENCIAS**

- [1] Walter A. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, CRC Press 2003
- [2] J. Lewis Blackburn, Protective Relaying: Principles and Applications, CRC Press 2014
- [3] Anthony F. Sleva, Protective Relay Principles, CRC Press 2009
- [4] ABB, Generator and Transformer Protection, ABB Network Partner AG 1998
- [5] Paiva R. B, Influência do sistema de excitação na dinâmica do curto-circuito em geradores síncronos, XXIII SNPTEE, Outubro de 2015