

**MODELAGEM DE TRANSFORMADORES NO RTDS™ PARA
SIMULAÇÃO DE FALTAS ENTRE ESPIRAS E À TERRA**

Fabiano Magrin
SCHWEITZER ENGINEERING
LABORATORIES, COMERCIAL
LTDA

Geraldo Rocha
SCHWEITZER ENGINEERING
LABORATORIES, COMERCIAL
LTDA

Ricardo Abboud
SCHWEITZER ENGINEERING
LABORATORIES, COMERCIAL
LTDA

PALAVRAS-CHAVE

Relés de proteção, transformadores, simulação RTDS™, diferencial, REF

RESUMO

Este artigo descreve a modelagem de transformadores de potência no Simulador Digital de Tempo Real (RTDS™) para a simulação de faltas entre espiras e faltas à terra próximas ao neutro. O artigo descreve um elemento diferencial de sequência-negativa que melhora a sensibilidade para faltas internas entre espiras sob condições de carga pesada com supervisão na detecção de faltas externas, adicionando segurança a este elemento durante faltas externas com saturação do TC. O artigo também descreve um elemento direcional para a detecção de faltas restritas a terra, próximas ao neutro. Ao final, faltas são aplicadas ao modelo criado no RTDS™ para a verificação da sensibilidade e confiabilidade do diferencial de sequência-negativa e do elemento direcional de faltas restritas a terra ao transformador.

1.0 - INTRODUÇÃO

Uma preocupação na aplicação de relés para proteção de transformadores consiste na sensibilidade do relé para detecção de faltas entre espiras que envolvam somente algumas espiras durante condições de operação do transformador com carga pesada.

O elemento diferencial de fase tradicional detecta rapidamente a maioria das faltas internas nos transformadores, exceto as faltas entre espiras e as faltas fase-terra próximas ao neutro do transformador.

Para uma falta fase-terra próxima ao neutro do transformador, pode ser usado um elemento de proteção direcional contra falta à terra restrita ("Restricted Earth Fault" – REF). Elementos direcionais de REF utilizam a corrente de terra no neutro do transformador como referência, comparando-a com a corrente de sequência-zero dos terminais do enrolamento em estrela do transformador para determinar se a falta é interna ao transformador.

A falta entre espiras consiste num desafio interessante para o elemento diferencial de fase tradicional, uma vez que a corrente de carga do transformador pode mascarar a corrente de falta.

O elemento diferencial de sequência-negativa descrito neste artigo possui alta sensibilidade para faltas desequilibradas. Conforme poderá ser visto, este elemento diferencial detecta faltas que envolvem somente 2% do enrolamento de um transformador usado no laboratório.

Para a comprovação da sensibilidade e adequacidade dos ajustes de proteção para essas funções, modelou-se um transformador utilizando o Simulador Digital de Tempo Real (RTDS™) no laboratório da Schweitzer Engineering Laboratories, em Campinas/SP.

2.0 - ELEMENTO DIFERENCIAL DE SEQUENCIA-NEGATIVA

Um dos maiores desafios da engenharia de proteção, quando voltada para a proteção de transformadores, é a detecção de faltas entre espiras e espira a terra. O elemento diferencial de fase tradicional não possui sensibilidade adequada, uma vez que a corrente de carga do transformador pode mascarar a corrente de falta. Se o transformador estiver com carga leve, as sensibilidades do elemento diferencial de fase e dos elementos diferenciais de sequência-negativa são praticamente as mesmas. Contudo, a sensibilidade do elemento diferencial de fase diminui significativamente à medida que a carga do transformador aumenta, enquanto a sensibilidade do elemento diferencial de sequência-negativa permanece inalterada. A seguir são apresentados os conceitos básicos para o entendimento deste artigo. Para maiores detalhes, podem ser consultadas as referências bibliográficas (1) e (2).

2.1 Princípio de Operação do Elemento Diferencial Tradicional

A Figura 1 mostra uma conexão típica do elemento diferencial de um transformador de dois enrolamentos. Os elementos diferenciais percentuais comparam uma corrente de operação com uma corrente de restrição escalonada ou compensada.

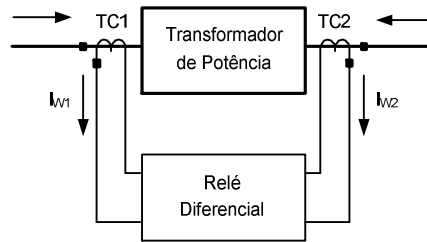


Figura 1 – Diagrama de Conexão do Elemento Diferencial Típico

O elemento diferencial calcula a corrente de operação I_{OP} e a corrente de restrição I_{RT} de acordo com as equações (1) e (2) para transformadores de dois enrolamentos. I_{OP} é proporcional à corrente de falta para faltas internas e se aproxima de zero para condições ideais de operação e faltas externas. A Equação (2) é uma das expressões mais comuns para cálculo da corrente de restrição e pode ser modificada para acomodar mais de dois enrolamentos por meio da adição de valores absolutos das correntes dos enrolamentos adicionais.

$$I_{OP} = \left| \overline{I_{W1}} + \overline{I_{W2}} \right| \quad (1)$$

onde:

I_{W1} e I_{W2} são as correntes entrando em cada terminal do transformador, conforme medidas pelo relé.

$$I_{RT} = k \left(\left| \overline{I_{W1}} \right| + \left| \overline{I_{W2}} \right| \right) \quad (2)$$

onde:

k é um fator de escalonamento, geralmente igual a 1 ou 0,5.

A Figura 2 mostra a característica de operação com inclinações (“Slope”) simples e dupla, as quais usam a corrente de operação I_{OP} e a corrente de restrição I_{RT} . Esta característica tem a aparência de uma linha reta com inclinação SLP, com uma linha reta horizontal definindo a corrente mínima de pickup do elemento, I_{PU} . A região de operação está acima da característica e a região de restrição está abaixo da característica.

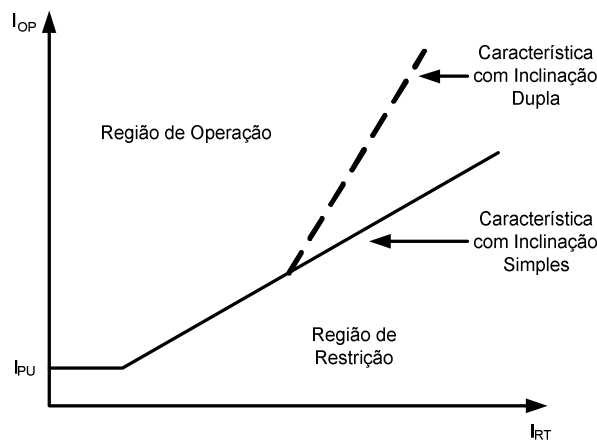


Figura 2 – Característica de Operação do Elemento Diferencial Percentual com Inclinação Simples e Dupla

De forma ideal, o ponto de operação do elemento diferencial deve estar na região de operação somente para faltas dentro da zona de proteção do elemento diferencial, a qual é definida pela localização dos TCs. O elemento diferencial não deve operar para faltas externas a esta zona ou para condições normais de operação. Considerando que os TCs reproduzam as correntes primárias corretamente, o elemento diferencial não vai operar para faltas externas. Entretanto, se houver saturação de um ou mais TCs, a corrente de operação resultante pode provocar uma operação indesejada do elemento diferencial. A característica de inclinação do elemento diferencial percentual fornece segurança para faltas externas que causam saturação do TC. Uma característica diferencial com inclinação dupla ou percentual variável aumenta ainda mais a segurança do relé para faltas externas com correntes elevadas. A Figura 2 mostra esta característica em linha tracejada.

Condições de sobreexcitação e presença das correntes de inrush também causam correntes de operação indesejadas e podem ser detectadas através dos harmônicos gerados. Algoritmos são usados para bloquear ou restringir o elemento diferencial do transformador.

2.2 Elemento Diferencial de Corrente de Sequência-Negativa

A Figura 3 mostra a característica de operação do elemento diferencial de corrente de sequência-negativa. Este método cria uma corrente de restrição, I_{RTQ} , e uma corrente de operação, I_{OPQ} , usando as correntes de sequência-negativa provenientes de todas as entradas dos terminais na zona do diferencial. O princípio de operação é

idêntico àquele do elemento diferencial de corrente de fase tradicional, ou seja, se a corrente de operação de sequência-negativa for maior do que a corrente de restrição de sequência-negativa multiplicada pela inclinação ($I_{OPQ} > I_{RTQ} \cdot SLP$) e se a corrente de operação for maior do que o valor limite mínimo O87PQ, a falta é declarada como sendo dentro da zona de proteção do transformador.

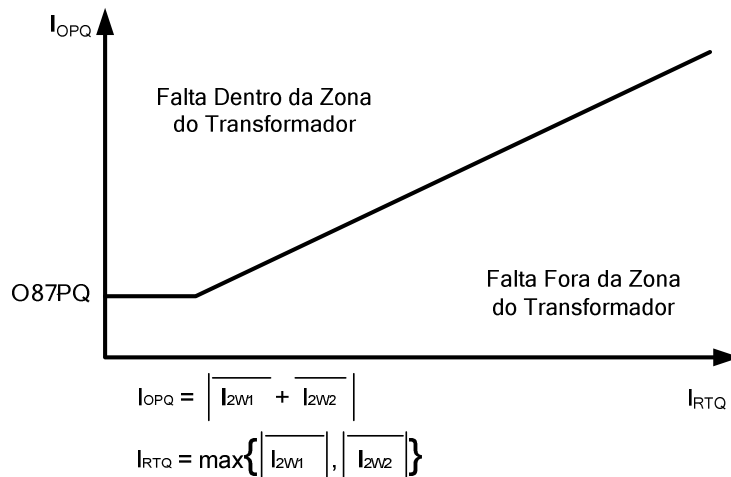


Figura 3 - Característica de operação do elemento diferencial de corrente de sequência-negativa

Para permitir uma maior segurança deste algoritmo, este deve ser dessensibilizado ou bloqueado durante a energização do transformador e durante faltas externas em que exista a possibilidade de ocorrer saturação do TC. Uma alternativa que atende aos requisitos de segurança e confiabilidade é a utilização de uma segunda inclinação para estes casos.

2.3 Princípio de Operação do Elemento Diferencial de Sequência-Negativa

O elemento diferencial de corrente de sequência-negativa opera conforme mostrado na Figura 4. Se ocorrer uma falta desequilibrada no transformador, seja uma falta entre espiras ou uma falta entre os enrolamentos, haverá circulação de corrente de sequência-negativa saindo do ponto da falta.

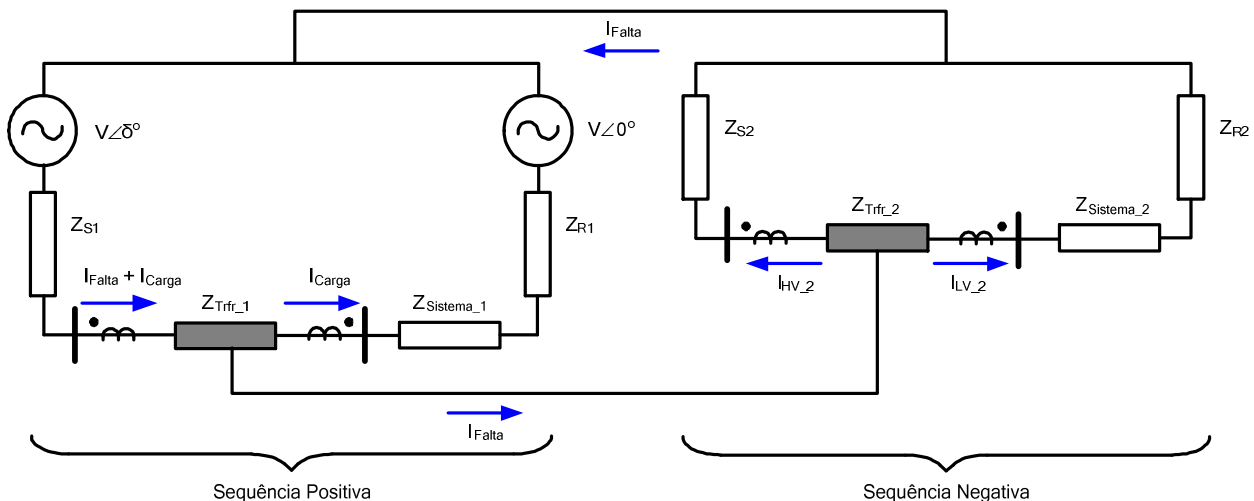


Figura 4 - Diagramas de impedância de sequência-positiva e negativa para uma falta interna desequilibrada no transformador, sem envolvimento de terra

2.4 Implementação do Elemento Diferencial de Sequência-Negativa

A implementação do elemento diferencial de corrente de sequência-negativa, conforme mostrado na Figura 5, é idêntica à do elemento diferencial de corrente de fase tradicional, ou seja, o algoritmo calcula as correntes de operação e de restrição após o relé compensar a fase e a amplitude das correntes de entrada.

Uma matriz de compensação corrige o defasamento entre as diferentes configurações dos enrolamentos do transformador. Deve ser salientado que a defasagem angular para a corrente de sequência-negativa é oposta à das correntes de fase, ou seja, se o lado de baixa tensão está atrasado 30° em relação ao lado de alta para as correntes de fase, a corrente de sequência-negativa do lado de baixa está adiantada 30° . Esta compensação matricial remove o componente da corrente de sequência-zero, ou seja, a corrente compensada contém somente componentes das correntes de sequência-negativa e sequência-positiva. A matriz de compensação emula as conexões dos TCs. Um elemento diferencial de corrente de sequência-negativa antigo (3) usa uma compensação angular numérica fixa para o mesmo propósito.

A compensação da amplitude corrige o mismatch entre a relação real do transformador e a relação nominal do TC. Uma vez que as correntes dos enrolamentos tenham sido compensadas, a corrente de sequência-negativa de cada enrolamento é calculada de acordo com a teoria das componentes simétricas (4). A corrente de operação I_{OPQ} equivale à magnitude da soma da grandeza fasorial de todas as correntes de sequência-negativa da zona do diferencial. A corrente de restrição I_{RTQ} equivale à magnitude da corrente de sequência-negativa máxima da zona do diferencial. Uma vez que tenham sido obtidas as correntes de operação e de restrição, I_{OPQ} é comparada à corrente de restrição escalonada $I_{RTQ} \cdot SLP$ e se $I_{OPQ} > O87PQ$. Se a corrente de operação for maior do que a corrente de restrição escalonada e não tiver sido detectada uma energização do transformador ou nenhuma falta externa, a saída do elemento diferencial de corrente de sequência-negativa, 87Q, é ativada.

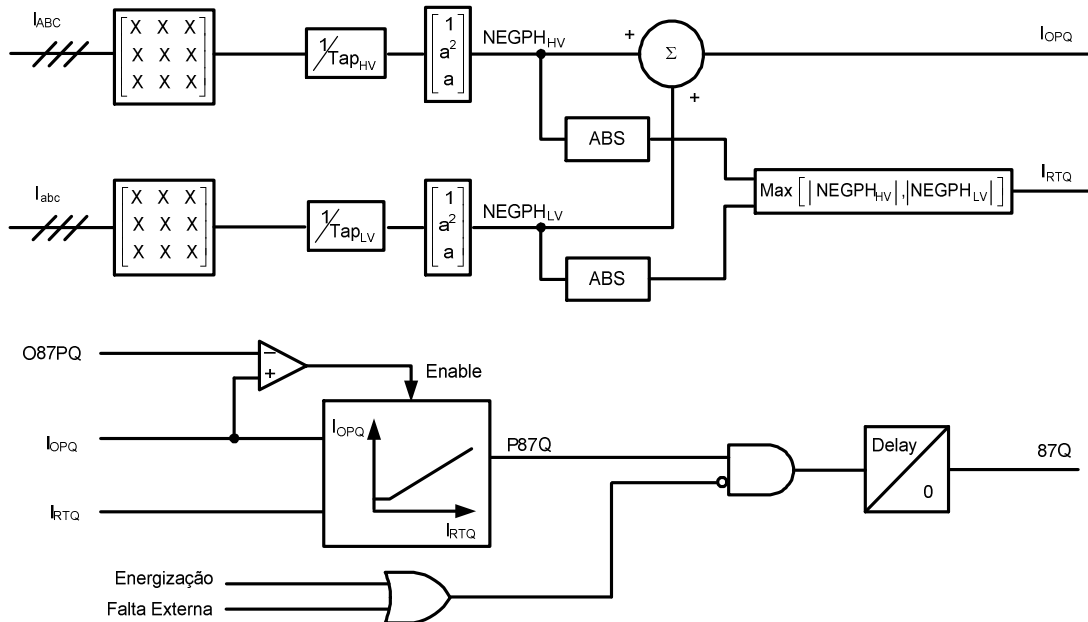


Figura 5 - Implementação do elemento diferencial de corrente de sequência-negativa

3.0 - ELEMENTO DIRECIONAL PARA DETECÇÃO DE FALTAS RESTRITAS A TERRA

Conforme visto anteriormente, o elemento diferencial de fase tradicional detecta rapidamente a maioria das faltas internas nos transformadores, exceto as faltas entre espiras e faltas fase-terra próximas ao neutro do transformador.

Para uma falta fase-terra próxima ao neutro do transformador, pode ser usado um elemento de proteção contra falta à terra restrita (“Restricted Earth Fault” – REF).

Elementos de falta à terra restrita (REF) provêm melhor detecção de faltas à terra, pois são imunes a condições de carga balanceada. A corrente de terra no neutro do transformador é usada como referência e é comparada à corrente de sequência-zero dos terminais do enrolamento em estrela do transformador para determinar se a falta é interna ao transformador.

O elemento é “restrito” no sentido de faltas à terra dentro da zona definida pelos TCs de neutro e de fase do transformador. A Figura 6 mostra o esquema de ligação para este elemento de proteção.

Devido ao fato de utilizar o TC de neutro e os três TCs de fase de um enrolamento do transformador, o elemento REF pode somente detectar faltas à terra em transformadores com enrolamentos em estrela aterrada. Para o REF funcionar, os TCs de fase do transformador também deverão ser conectados em estrela, pois o elemento fará a utilização da sequência-zero extraída deles. Conexões em delta cancelam todas as componentes de sequência-zero, inviabilizando a utilização do REF.

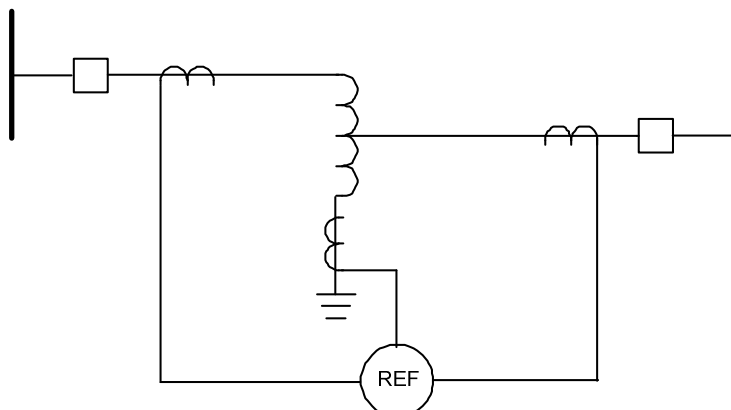


Figura 6 – Esquema de Ligação do REF

3.1 Princípio de Operação do Elemento REF

Implementações do REF utilizam um elemento direcional que compara a direção de uma corrente de operação, derivada dos TCs de fase, com uma corrente de polarização, obtida do TC de neutro.

A Figura 7 mostra a lógica para bloqueio e habilitação do REF. A lógica determina a habilitação do elemento direcional REF pela ativação do bit RF1TCE. Esse bit é o resultado da ativação da equação lógica programável TCREF1 e do módulo das correntes secundárias de sequência-zero provenientes do TC de neutro e de fase maiores que o ajuste de partida REF50G1.

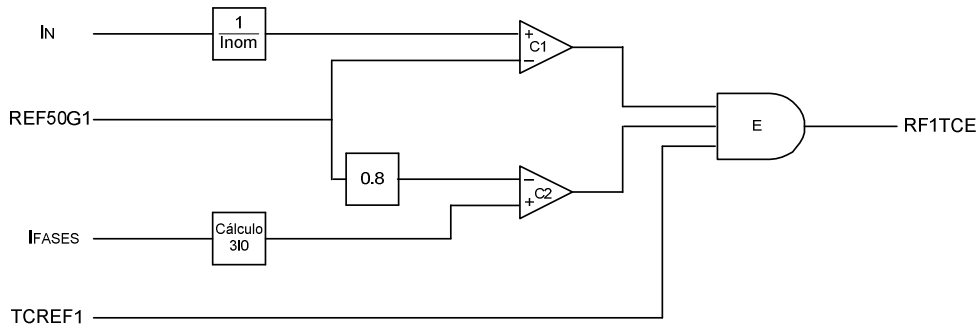


Figura 7 - Lógica para Bloqueio e Habilitação do REF

A lógica inferior da Figura 8 ajusta as correntes residuais dos enrolamentos para um nível de sensibilidade comum à do TC de neutro, calcula a soma fasorial das correntes e compara essa soma com a corrente de polarização proveniente do neutro do transformador.

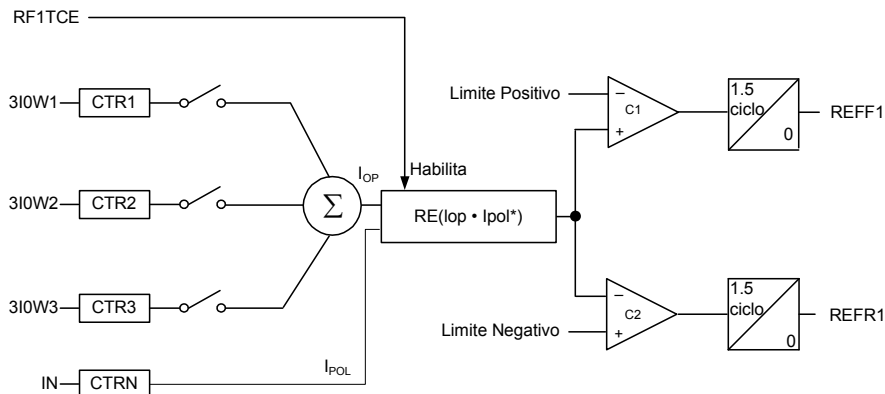


Figura 8 - Elemento direcional REF

Esta comparação das correntes de polarização e de operação indica falta interna, REFF1, ou externa, REFR1.

A corrente de polarização (I_{pol}) é a corrente proveniente do TC de neutro multiplicada pela relação de transformação de corrente (CTR_N) para reproduzir o valor da corrente primária. A corrente de operação (I_{op}) é a soma fasorial das correntes residuais dos enrolamentos multiplicadas por suas respectivas relações de transformação de corrente (CTR_n).

O algoritmo calcula a parte real da corrente de operação (I_{op}) multiplicada pelo conjugado complexo da corrente de polarização (I_{pol}^*). Essa multiplicação equivale ao cálculo de $|I_{op}| \times |I_{pol}| \times \cos$ do ângulo entre as correntes. O resultado será positivo se o ângulo entre as duas correntes estiver entre $\pm 90^\circ$, indicando, assim, que a falta é interna. O resultado será negativo se o ângulo entre as duas correntes for maior que $+90^\circ$ e menor que -270° , indicando, então, uma falta externa ao transformador.

Para assegurar confiabilidade ao elemento direcional REF, o relé compara esse resultado a dois limiares (positivo e negativo) para valores de correntes muito pequenos ou ângulos próximos a $+90^\circ$ ou -90° e espera que o sinal permaneça ativo por 1,5 ciclo. A ativação do bit REFF1 constitui a atuação do elemento direcional REF.

O trip do elemento direcional REF pode ser temporizado para garantir maior estabilidade e confiabilidade. Para isso, o bit REFF1 pode ser usado como controle de torque de uma função de sobrecorrente de tempo definido ou de tempo inverso, conforme Figura 9.

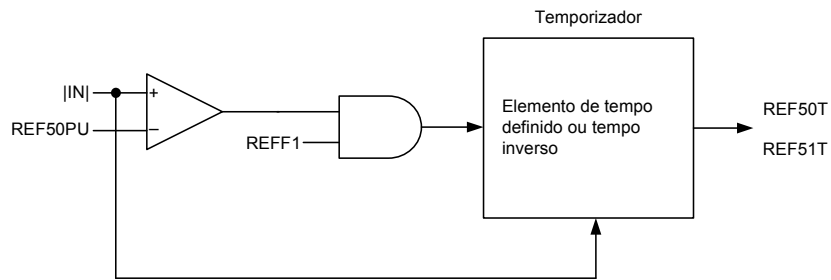


Figura 9 – Elemento Temporizado para o REF

O trip do elemento direcional REF será executado pela ativação do bit REF50T ou do REF51T, dependendo, respectivamente, de o elemento ser de tempo definido ou de tempo inverso.

4.0 - MODELAGEM DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA NO RTDS™

Vários modelos de transformador de potência estão disponíveis no RTDS™ como, por exemplo, modelo de transformadores de dois enrolamentos delta-estrela ou estrela-delta, modelo de transformadores com três enrolamentos ou modelo para autotransformadores. Para cada um destes casos, é possível ajustar se o transformador deve ser ideal, linear ou com saturação. A utilização de cada modelo depende do que se deseja estudar. Outros parâmetros necessários para o modelamento são reatância de dispersão de sequência-positiva para cada grupo de enrolamentos, perdas sem carga, tensões nominais dos enrolamentos e corrente de magnetização. A Figura 10 mostra uma das telas de configuração com alguns destes parâmetros.

If_rtds_sharc_TRF3P3Wauto					
FLUX & MAGN CURRENT MONITORING		LINE CURRENT NAMES			
FLUX OFFSET INPUT SETUP			LINE CURRENT MONITORING		
LOW VOLTAGE WINDING (#3)		TERTIARY	WINDING (#2)		SATURATION
CONFIGURATION		RPC-GPC CONFIGURATION		HIGH VOLTAGE WINDING (#1)	
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
AutoT	Transformer Name	TR1			
type	Transformer Model Type	Saturation		0	2
Trmva	3 Phase Transformer MVA	330	MVA	1E-6	
f	Base operation frequency	60.0	Hz	1E-4	
YD2	Tertiary Winding (#2) Type	Delta		0	1
Lead	Delta lags or leads Y	Lags			
XI12	Pos. seq. leakage reactance (#1-#2)	0.349	p.u.	0	1.0
XI13	Pos. seq. leakage reactance (#1-#3)	0.077	p.u.	0	1.0
XI23	Pos. seq. leakage reactance (#2-#3)	0.246	p.u.	0	1.0
NLL	No load losses	0.00033	p.u.	0.0	1.0
NLLtp	No load loss branch type	Winding			
ETAP	Enable Online Tap Changer	Disable		0	1
prtyp	Solve Model on card type:	GPC		0	2

Figura 10 – Tela de Modelagem do Transformador de Potência

Infelizmente, para casos em que se deseja aplicar faltas internas ao transformador, este tipo de modelamento não é aplicável, pois não é disponibilizado acesso aos enrolamentos do trafo. Para estes casos, o RTDS™ fornece modelos monofásicos que permitem acesso a um ou dois pontos internos ao enrolamento. A Figura 11 mostra o componente utilizado com acesso a estes terminais, denominados VF1 e VF2.

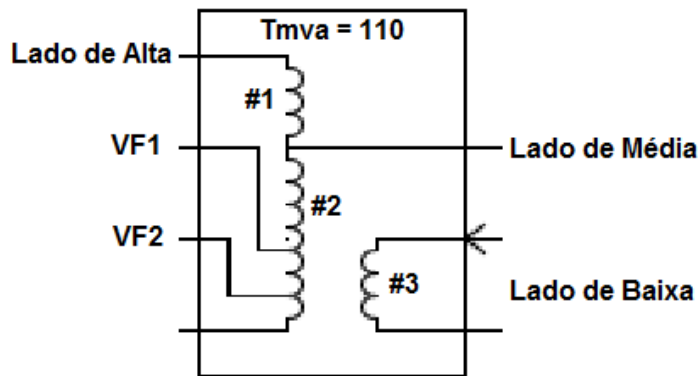


Figura 11 – Transformador Monofásico com Um e Dois Acessos ao Enrolamento

Os parâmetros a serem ajustados são basicamente os mesmos. O que este modelo vem acrescentar é a possibilidade de acesso aos enrolamentos o que permite a aplicação de faltas desde 0.1% até 99.9% do enrolamento. A Figura 12 mostra os taps de acesso ao enrolamento através dos parâmetros VF1 e VF2.

rtds_sharcu_TRF1P3WAfft					
INTERNAL PLOT SELECTIONS		INTERNAL PLOT SIGNAL NAMES			
CONFIGURATION		WINDING VOLTAGES, ETC			
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
VW1	Rated Voltage of Winding #1	345	kV(RMS)		
VW2	Rated Voltage of Winding #2	161	kV(RMS)		
VW3	Rated Voltage of Winding #3	13.8	kV(RMS)		
VF1	Fault winding #1 voltage (% of VW2)	40	%	0.1	99.9
VF2	Fault winding #2 voltage (% of VW2)	3	%	0.1	99.9
Im1	Magnetizing Current of Winding #1	0.132	%	0.0001	90.
Im2	Magnetizing Current of Winding #2	0.132	%	0.0001	90.
Im3	Magnetizing Current of Winding #3	0.132	%	0.0001	90.
Im4	Magnetizing Current of Winding #4	0.132	%	0.0001	90.
Im5	Magnetizing Current of Winding #5	0.132	%	0.0001	90.

Figura 12 – Ajuste Porcentual para Faltas Internas ao Trafo

Outro fator importante no modelamento é a conexão dos transformadores e das faltas. Como os componentes são todos monofásicos, tudo deve ser feito de forma manual. Por exemplo, a modificação das conexões do transformador para uma ligação em delta deve ser realizada pelo engenheiro durante a modelagem. O mesmo vale para as posições das faltas e para suas ligações, ou seja, para obter uma falta entre espiras, é necessário construir toda a interligação de forma manual.

No caso apresentado neste artigo, foi estudado um autotransformador com terciário ligado em delta defasado de 30°. O trafo possui potência de 330 MVA e tensões de 345/161/13.8 kV. A Figura 13 mostra as ligações que foram necessárias para o modelamento. Foram aplicadas faltas externas e internas à seção diferencial, faltas entre espiras e faltas espira a terra.

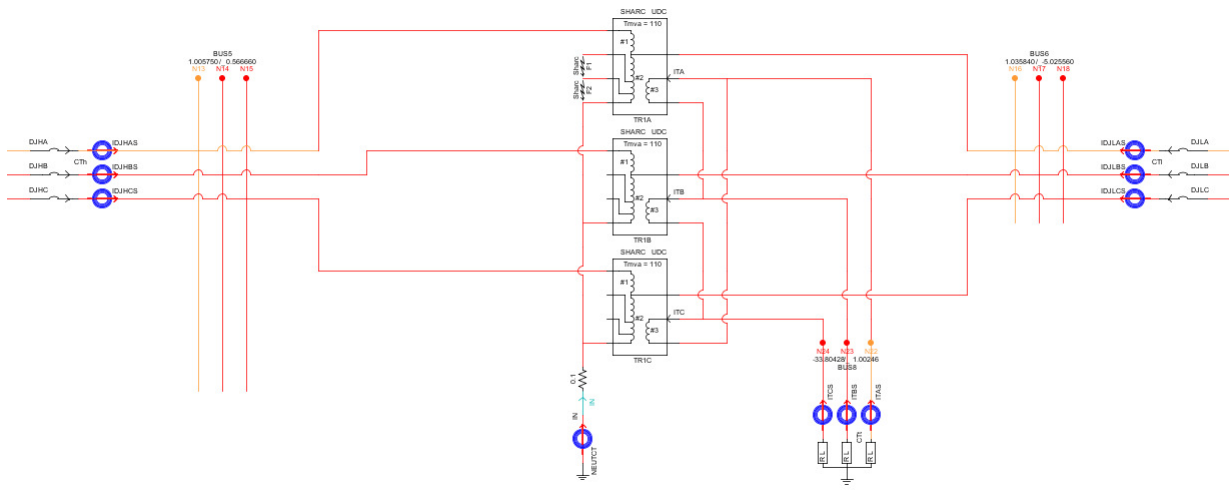


Figura 13 – Ligações do Autotrafo

O sistema estudado está representado por seu unifilar na Figura 14 e contém 4 linhas de transmissão - L1, L2, L3 e L4 -, fontes equivalentes - EQ1, EQ2 e EQ3 - e cargas equivalentes. O transformador em estudo está representado como T1. Na barra B3 também foi implementada uma carga controlável, de forma a permitir variar o carregamento do transformador. Já para o terciário foi modelada apenas carga, sem fonte.

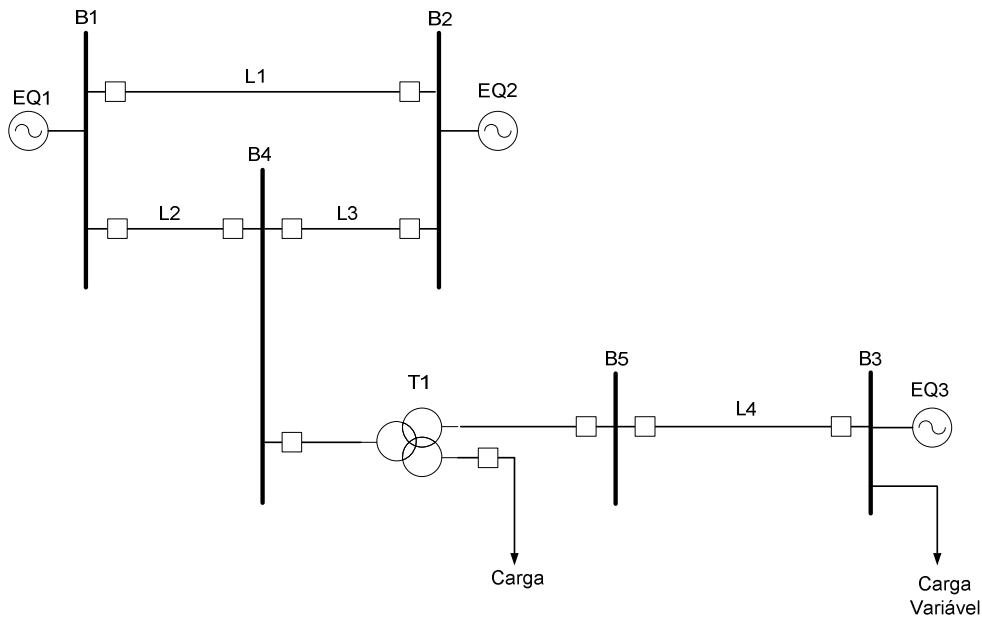


Figura 14 – Sistema Modelado

5.0 - TESTES REALIZADOS

Primeiramente, foram aplicadas as faltas externas ao transformador. A Figura 15 apresenta a localização das faltas. As faltas foram divididas em externa e interna à seção diferencial, lembrando que a seção diferencial é delimitada pela posição dos TCs. A Tabela 1 apresenta a descrição da simbologia apresentada.

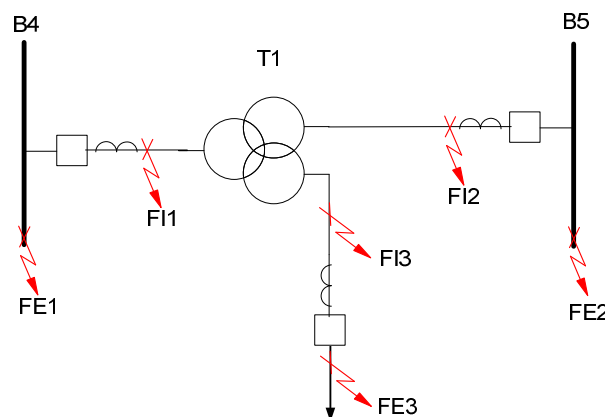


Figura 15 – Localização das Faltas Externas ao Enrolamento do Transformador

Tabela 1 – Localização das faltas Externas ao Enrolamento do Transformador

Localização	Descrição
FE1	Falta externa 1
FE2	Falta externa 2
FE3	Falta externa 3
FI1	Falta interna 1
FI2	Falta interna 2
FI3	Falta interna 3

O principal objetivo deste teste é determinar se os algoritmos de proteção diferencial de fase e de sequência-negativa e REF possuem segurança e confiabilidade para todos os tipos de falta, mesmo em caso de saturação de TCs para faltas nos pontos FE1, FE2 e FE3.

Posteriormente, foram realizados ensaios com faltas internas ao transformador. A Tabela 2 descreve a localização e tipo de falta.

Tabela 2 – Localização das Faltas Internas ao Transformador

Localização	Tipo de Falta
F1	Entre Espiras
F2	Espira-Terra

O principal objetivo deste teste é determinar a sensibilidade de cada elemento de proteção, avaliando os elementos diferenciais de fase, de sequência-negativa e o elemento de falta restrita a terra.

Os elementos de proteção foram ajustados de acordo com a Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Localização das Faltas Internas ao Transformador

Descrição do Ajuste	Valor
Mínima corrente de operação	0,60 pu
Slope 1	35%
Slope 2	75%
Corrente de Operação sem Restrição	8 pu
Tap primário	2,76
Tap secundário	1,97
Tap terciário	13,81
Mínima corrente de operação de sequência-negativa	0,1 pu
Slope de sequência-negativa	10%
Temporização de sequência-negativa	2 ciclos
Pick-up do REF	0,25 pu
Temporização REF	1,5 ciclo

O elemento de proteção diferencial de fase utilizado possui duas inclinações, sendo que o segundo slope somente está ativo quando há detecção de uma falta externa por um algoritmo exclusivo de detecção, o qual pode ser visto em maiores detalhes na referência (2).

6.0 - RESULTADOS

A Tabela 4 descreve as variáveis digitais monitoradas durante todos os testes. A Tabela 5 descreve as variáveis analógicas monitoradas.

Tabela 4 – Descrição das Variáveis Digitais Monitoradas pelo RTDS™

Variável Digital	Descrição
TRIP DJ	Trip
87A	Diferencial fase A
87B	Diferencial fase B
87C	Diferencial fase C
87Q	Diferencial de Seq-negativa
REF	Falta restrita a terra
FLTINT	Falta interna
FLTEXT	Falta externa
DJH	Estado do disjuntor do primário
DJL	Estado do disjuntor do secundário
DJT	Estado do disjuntor do terciário
FLTSTR	Início da falta

Tabela 5 – Descrição das Variáveis Analógicas Monitoradas pelo RTDS™

Variável Analógica	Descrição
IDJHA	Corrente alta tensão fase A
IDJHB	Corrente alta tensão fase B
IDJHC	Corrente alta tensão fase C
IDJLA	Corrente média tensão fase A

IDJLB	Corrente média tensão fase B
IDJLC	Corrente média tensão fase C
IN	Corrente de neutro
IDJLAS	Corrente secundária do TC fase A – média tensão
IDJLBS	Corrente secundária do TC fase B – média tensão
IDJLCS	Corrente secundária do TC fase C – média tensão

A Figura 16 apresenta o COMTRADE para uma falta monofásica Fase A-terra na posição FE1. A falta foi aplicada no cruzamento por zero da tensão da fase A do lado de alta do transformador. Através de uma análise simples dos elementos digitais, vê-se que a variável FLTEXT muda para o estado lógico 1, determinando que a falta é externa à seção do diferencial e, dessa forma, dessensibilizando e/ou bloqueando a atuação dos elementos de proteção.

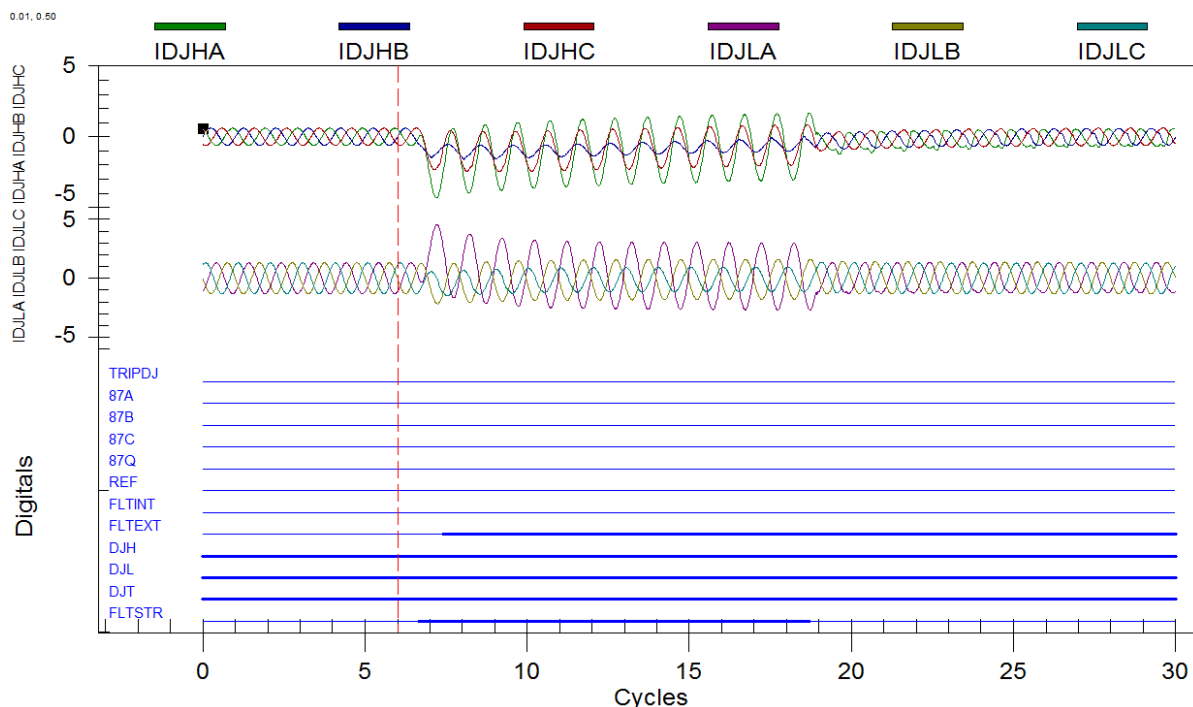


Figura 16 – COMTRADE Gerado pelo RTDS™

A Figura 17 apresenta uma falta monofásica Fase A-terra na posição FE2 com saturação de TC. Novamente o algoritmo de detecção de falta interna e externa determina que a falta é externa à seção diferencial, FLTEXT, não permitindo atuação dos elementos diferenciais.

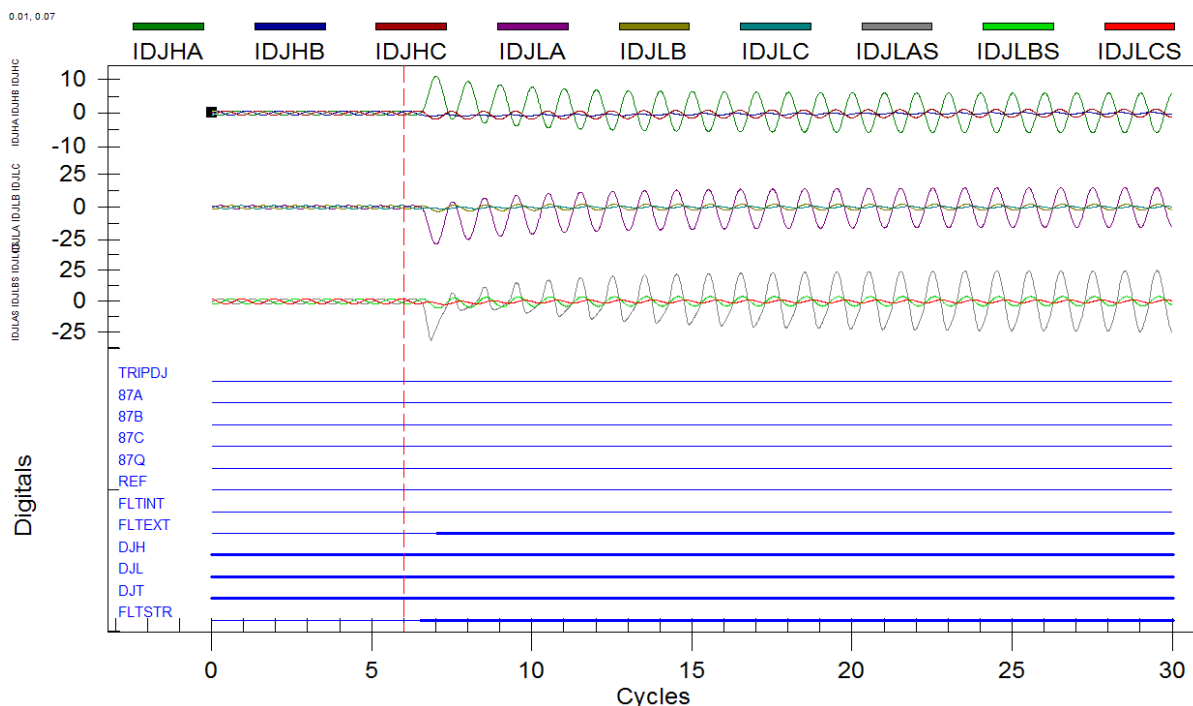


Figura 17 – Falta na posição FE2 com saturação de TC

Já a Figura 18 mostra um caso de falta Fase C-terra dentro da seção diferencial, localização F11. A falta foi aplicada no cruzamento por zero da tensão da fase A e com resistência de falta de 100 ohms. Nota-se que, neste caso, é detectada a falta como interna, FLTINT, em aproximadamente 0,6 ciclo, e o disparo do sinal de abertura dos disjuntores é emitido em 26 ms. Nestes tempos estão inclusos os tempos de processamento do relé e também dos contatos de saída.

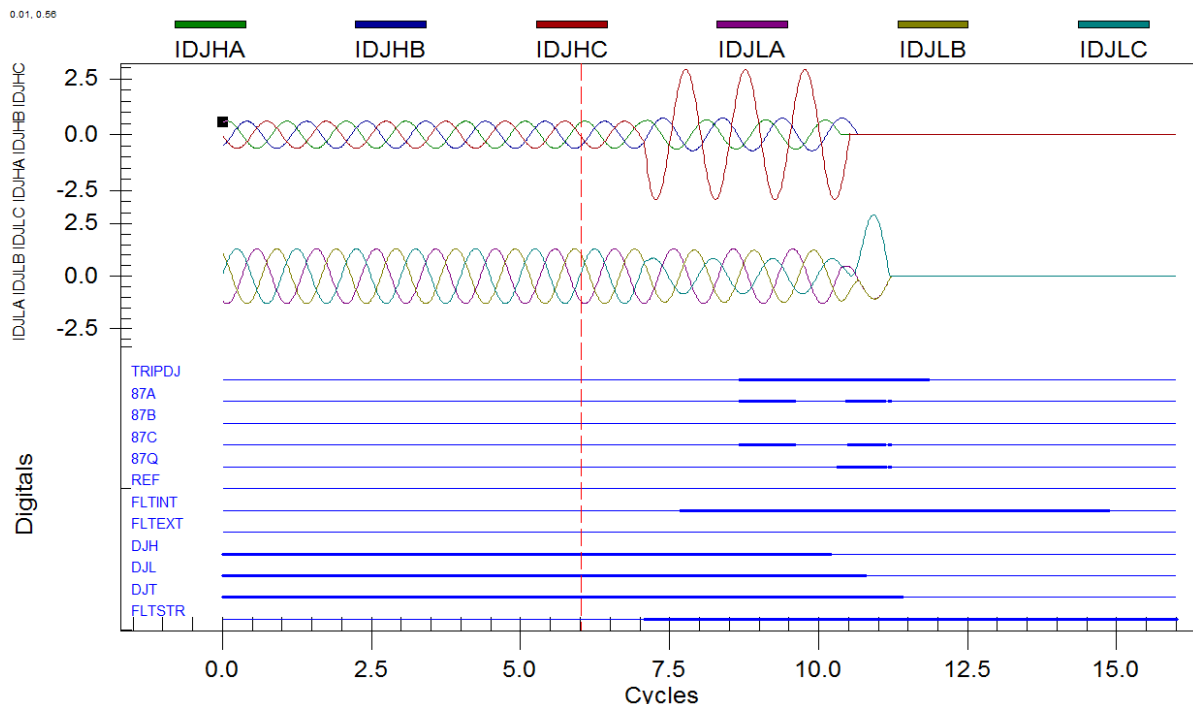


Figura 18 – Falta dentro da Seção do Diferencial com $R_f = 100 \Omega$ e Localização F11

A Figura 19 mostra um caso de falta entre espiras, F1, no transformador, de 40% para 42% do enrolamento. Observa-se que a falta não é determinada nem como interna e nem como externa. Dessa forma, o elemento de proteção diferencial de sequência-negativa está liberado e promove o disparo da proteção em 3 ciclos. Pode também ser observado que quase não há variação significativa nas correntes de fase no primário e secundário do transformador, ou seja, o elemento diferencial de fase não consegue ter sensibilidade suficiente para atuar. Para este tipo de falta somente o algoritmo de detecção de falta interna e externa em conjunto com o elemento diferencial de sequência-negativa enxerga a falta e a elimina.

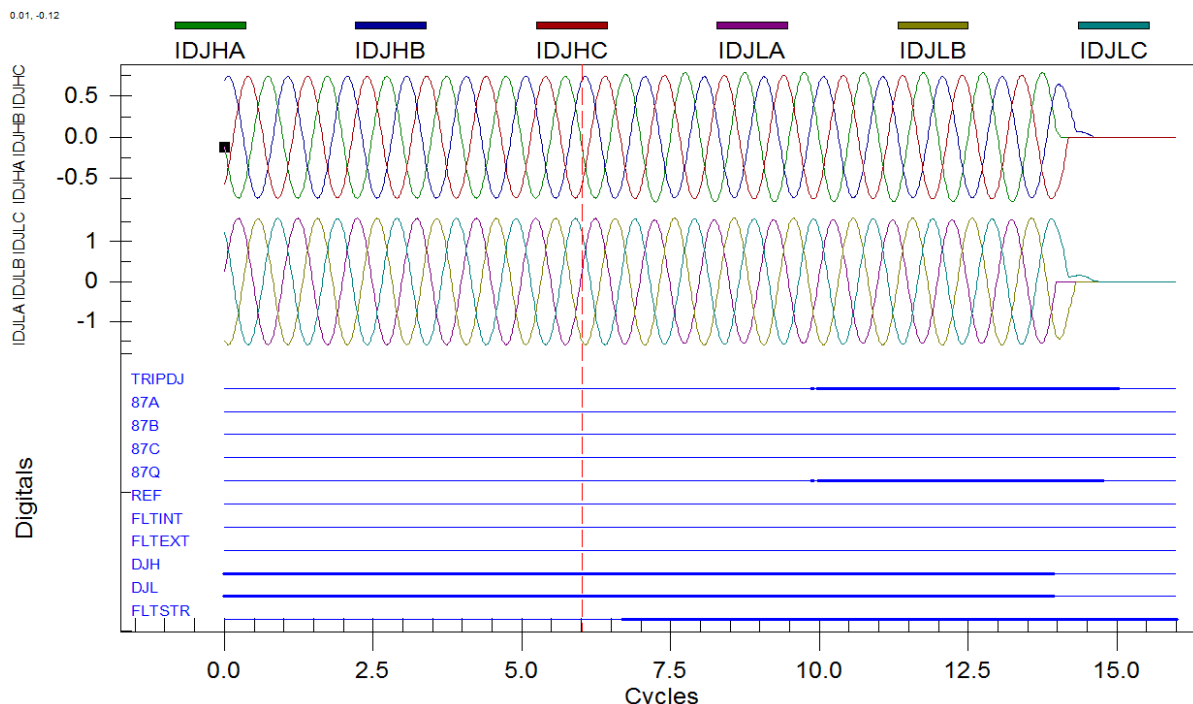


Figura 19 – Falta Entre Espiras

O próximo caso a ser analisado é um caso de falta entre espira a terra localizada em F2 a 1% do enrolamento do transformador. A Figura 20 mostra novamente que quase não há variação visual nas correntes de fase do primário e secundário, mas há o aparecimento de correntes de sequência-zero, como pode ser visto no neutro do

transformador. Observa-se que o único elemento com capacidade de detectar faltas neste nível é o elemento de falta restrita a terra, REF, o qual promoveu o disparo em 2,3 ciclos.

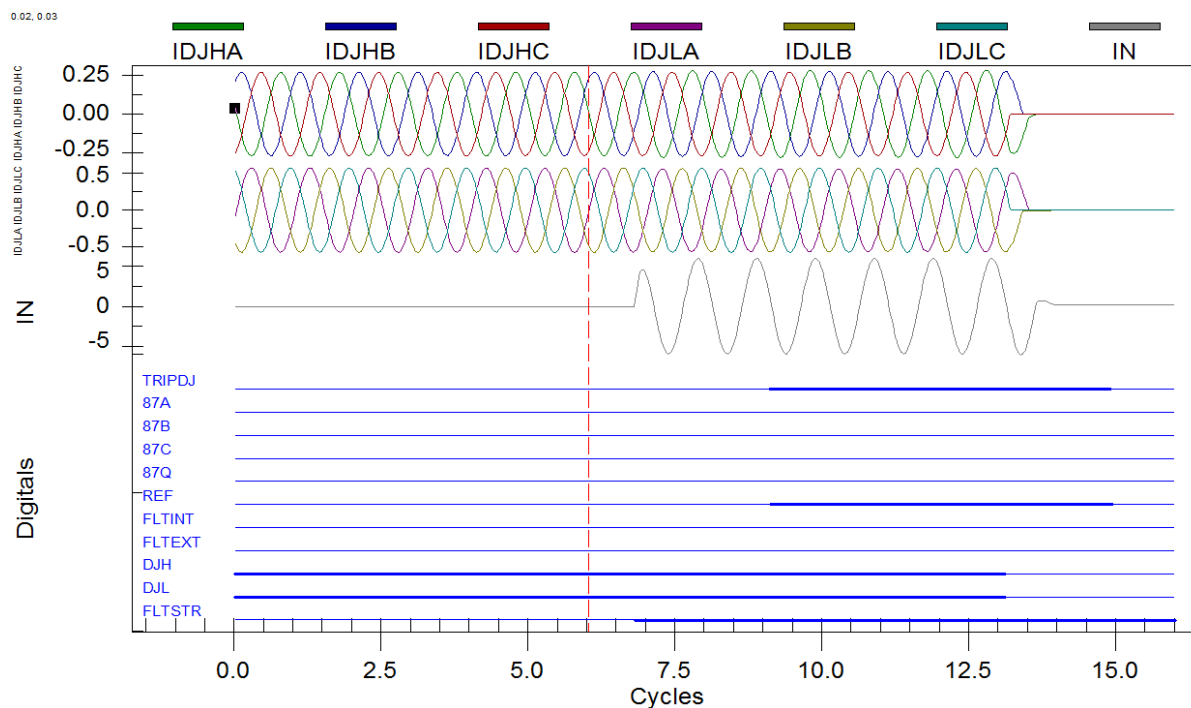


Figura 20 – Falta Espira a Terra

Foram contemplados no teste, além dos testes previamente mencionados, ensaios de energização do transformador, fechamento sob falta e faltas evolutivas. Neste último tipo de falta, a falta evolui de externa à seção diferencial para interna. Como, para cada falta gerada no sistema é preciso analisar se o relé disparou o sinal de TRIP ou não e se este foi de forma correta ou não, a quantidade de dados a ser analisada é muito grande. Foram apresentados os casos mais críticos e difíceis de serem detectados. A Tabela 6 mostra o resultado geral do teste relacionando tipo, resistência de falta, Rf, e elementos de proteção hábeis a serem sensibilizados e eliminarem a falta.

Tabela 6 – Resultado dos Testes

Tipo de Falta	Rf	Dif. de Fase	Dif. de Seq-neg	REF
ØT	não	X	X	X
ØØ	não	X	X	
ØØT	não	X	X	X
3Ø	não	X		
ØT	sim		X	X
ØØ	sim		X	
ØØT	sim		X	X
3Ø	sim	X		
Entre espiras	não		X	
Espira-Terra	não		X	X

7.0 - CONCLUSÃO

Pelos resultados apresentados acima, percebe-se que o desempenho dos elementos de proteção foi mais do que satisfatório. O relé bloqueou os algoritmos diferenciais e REF para todos os casos de falta externa, mesmo em situações de alta saturação dos transformadores de corrente. Este desempenho se deve a novos algoritmos de proteção, os quais podem, atualmente, ser implementados em plataformas digitais de alto desempenho e tecnologia.

Para todas as faltas externas e internas, o elemento diferencial de seqüência-negativa trabalhou de forma segura e confiável, apresentando, além disso, alta sensibilidade para faltas entre espiras. A sensibilidade deste elemento é 30% maior do que a dos tradicionais elementos diferenciais de fase, o que possibilita a detecção de faltas para casos de curto-circuito de 2% entre espiras.

Para o elemento REF, o desempenho para faltas externas e internas foi também além do esperado, pois este elemento conseguiu detectar faltas até 1% entre espira-terra ao transformador. Um benefício ainda maior deste elemento é o fato de ser desnecessária a coordenação com outros elementos de proteção. Este benefício, somado a algoritmos também de alto desempenho para detecção de faltas internas e externas, possibilita alto nível de sensibilidade.

Ferramentas de tempo real como o RTDS™ proporcionam versatilidade e variedade de testes que podem ser

aplicados não só a sistemas de potência e proteção, mas também a sistemas de controle e automação. Com o uso desta ferramenta, é possível prever possíveis faltas e ações a serem tomadas antes mesmo que elas ocorram, evitando, assim, interrupções de energia. Em casos de faltas em que a interrupção de energia é inevitável, ela contribui para a análise de métodos de eliminação mais rápida da falta e, conseqüentemente, para a diminuição dos danos aos equipamentos envolvidos e também às pessoas.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Improvements in Transformer Protection and Control – Janeiro de 2009 de Armando Guzman, Norman Fischer e Casper Labuschagne
- (2) Manual do relé SEL-487E da Schweitzer Engineering Laboratories
- (3) AEP Experience with protection of three Delta/Hex phase angle regulating transformers – apresentado no 33rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA em Outubro de 2006 de M. J. Thompson, H. Miller e J. Burger
- (4) Symmetrical Components – New York and London: McGraw-Hill, 1933 de C. F. Wagner e R. D. Evans

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Fabiano Magrin, nascido em Campinas-SP, em 1978, recebeu seu diploma em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP em 2003. Possui pós-graduação em Sistema de Potência pela Unicamp e também pela Fupai, através do Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos. Após a graduação, juntou-se à Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) como Engenheiro de Aplicação de Campo. Suas responsabilidades incluíam comissionamento, treinamento e suporte técnico aos clientes em proteção e automação nas áreas de transmissão, distribuição, geração e industrial. Em 2010, passou a fazer parte da área de Estudos de Automação e Proteção.

Geraldo Rocha recebeu seu diploma em Engenharia Elétrica pela UNESP - Universidade Estadual Paulista em 2001 e obteve especialização em Proteção de Sistemas Elétricos pela UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2004. Começou a trabalhar na CPFL Geração de Energia S.A. como engenheiro de proteção e automação de usinas hidroelétricas. Suas responsabilidades incluíam manutenção, comissionamento, especificações e estudos de proteção dos sistemas de potência. Em 2007, deixou a CPFL e ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) como engenheiro de aplicação. Suas responsabilidades incluem fornecer treinamento e suporte técnico para os clientes nos serviços de automação e proteção das áreas de geração, transmissão, distribuição.

Ricardo Abboud recebeu seu diploma em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Uberlândia em 1992. Em 1993, começou a trabalhar na CPFL Paulista S.A. como engenheiro de proteção da Divisão de Proteção de Equipamentos. Suas responsabilidades incluíam manutenção, comissionamento, estudos e ajustes dos equipamentos de proteção. Em 2000, deixou a CPFL e juntou-se à Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) como Engenheiro de Aplicação de Campo. Suas responsabilidades incluíam treinamento e assistência técnica a clientes em proteção e automação nas áreas de transmissão, distribuição, geração e industrial. Em 2005, tornou-se Gerente de Engenharia.