

Grupo de Estudo de Proteção, Medição, Controle e Automação em Sistemas de Potência

Proposta de Aceleração da Proteção de Falta à Terra no Estator Através da Corrente de Sequência Negativa

**Bruno dos Santos Faria (1); Carlos Alberto Villegas Guerrero (1); Paulo Márcio da Silveira (1);
Rafael Bertolini de Paiva (2);
UNIFEI (1); REIVAX (2);**

RESUMO

Este artigo propõe uma estratégia para otimizar a atuação da função de proteção contra falta à terra no estator (ANSI – 64G) de geradores síncronos baseada na supervisão das correntes de sequência negativa, de forma a permitir a seletividade e rapidez desta função para faltas desequilibradas no lado do gerador e garantir a devida coordenação para faltas no lado da linha de transmissão. Através de um esquema de teste de *hardware-in-the-loop* entre o RTDS e um relé comercial, a sensibilidade da função 64G é investigada para diferentes cenários, inclusive aqueles onde se espera influência das capacitâncias de acoplamento do transformador elevador.

PALAVRAS-CHAVE

Função ANSI-64G, sequência negativa; capacitância de acoplamento; RTDS.

1.0 - INTRODUÇÃO

Geradores Síncronos (GS) de grande porte possuem um aterramento com alta impedância a fim de limitar as correntes de curtos-circuitos à terra e preservar seus enrolamentos. Sendo assim, a proteção para o defeito fase-terra deve ser projetada através da supervisão da tensão de neutro ou na tensão residual calculada, pois neste tipo de defeito, funções de proteção que utilizam as correntes não chegam a ser sensibilizadas. A função normalmente utilizada é a falta à terra no estator (ANSI-64G). Esta função visa a proteção do estator através de um elemento de sobretensão do neutro (ANSI-59N) mais um elemento de subtensão de terceiro harmônico (ANSI-27TN) que, juntos, protegem 100% do enrolamento do estator para os defeitos fase-terra.

O GS é conectado no sistema elétrico por meio de um Transformador Elevador (TE) configurado em delta no lado do gerador (mais baixa tensão - BT) e em estrela aterrada no lado do sistema (mais alta tensão - AT). Dessa forma, quando ocorre uma falta desequilibrada no lado de AT, a corrente de sequência zero é filtrada pelo delta devido à sua simetria e não chegam a circular no lado das linhas de BT. Sendo assim, pressupõe-se que a função 64G seria sempre seletiva quando sensibilizada. Fato que permitiria uma temporização nula para essa função, o que minimizaria o tempo que o GS ficaria exposto às sobretensões no lado de BT. Entretanto, segundo algumas bibliografias, como, por exemplo, as publicações do IEEE [1], ONS [2], SEL [3] e Hartmann [4], deve-se considerar a possibilidade de que faltas no lado de AT induzam corrente de sequência zero no lado de BT ou zona do GS. Isso pode ocorrer devido ao acoplamento capacitivo existente entre os enrolamentos de BT e de AT do TE. É em função desse fenômeno capacitivo que as bibliografias citadas recomendam a adoção de uma temporização típica da ordem de 500 ms para a função 64G.

O objetivo deste trabalho é investigar a influência do acoplamento capacitivo do TE na sensibilidade da função 64G para as faltas no lado de AT e, também, apresentar uma proposta de bloqueio desta função mediante a supervisão da corrente de sequência negativa do GS. Para essa análise será utilizado o Simulador Digital em Tempo Real (RTDS – *Real-Time Digital Simulator*) nas simulações do sistema elétrico e um relé comercial de proteção de GS para o teste real da atuação da função 64G em um esquema de *Hardware-in-the-Loop* (HIL).

2.0 - METODOLOGIA

As simulações de faltas foram realizadas por meio de um esquema de teste HIL entre RTDS e o relé de proteção. Neste esquema, os sinais secundários dos Transformadores de Corrente (TCs) e de Potencial (TPs), modelados no RTDS, são externados, amplificados e introduzidos no relé. Da mesma forma, os sinais digitais de *Trip* oriundos da atuação do relé são retornados ao RTDS através de um sistema de interface digital. O sistema elétrico completo modelado, com os equipamentos e os respectivos blocos das lógicas de controle é mostrado na Figura 1.

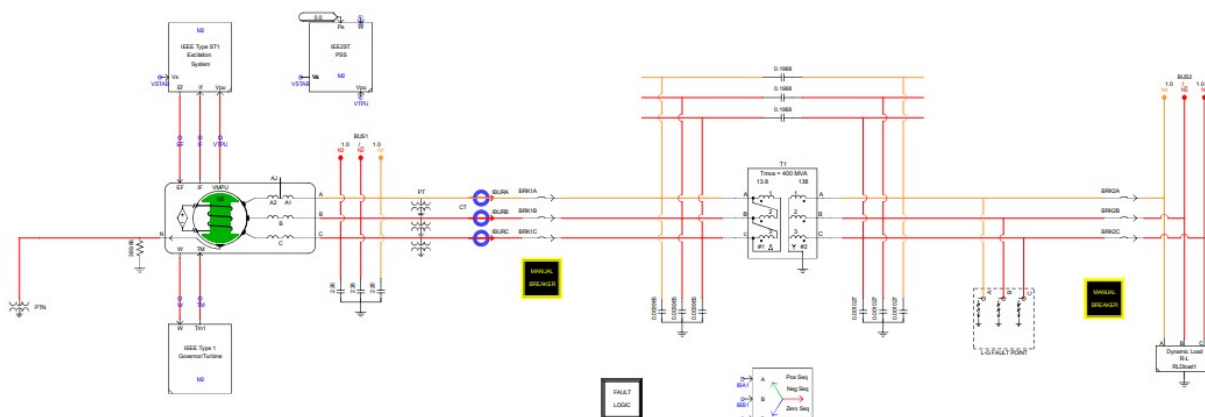


Figura 1 – Sistema modelado no RTDS.

O GS modelado representa uma máquina de grande porte controlada por modelos padronizados de Sistema de Excitação (IEEE Type ST1), Regulador de Velocidade (IEEE Type 1) e Estabilizador (IEEE 2ST). Os parâmetros do GS são apresentados na Tabela 2.

Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade
S	400	MVA	x''_d	0,32	pu	xa	0,18	pu
V	13,8	kV	xq	0,72	pu	ra	0,00226	pu
x_0	0,1	pu	x''_q	0,3	pu	xd	1,055	pu
T''_{d0}	0,05	s	T'_{d0}	5,77	s	x'_d	0,38	pu
T''_{q0}	0,1	s	H	3,452	MW.s/MVA	C	2,26	uF

Segundo Mason [5], o dimensionamento da resistência de aterramento de um GS deve possuir valor menor ou igual a 3 vezes o somatório de toda as capacitâncias entre fase e terra vistas pelos terminais do GS. A resistência de aterramento então, foi dimensionada em 389,86 ohms para limitar as correntes de curto-circuito monofásico em 20 A, considerando as capacitâncias dos terminais do GS e da BT do TE.

Na representação do TE foi utilizado um modelo trifásico com conexão Dy1 presente na biblioteca do RSCAD (software do RTDS), cujos parâmetros principais são mostrados na Tabela 3.

Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade
VL	13,8	kV	CHLm	0,00532	μF	CHm	0,00308	μF
VH	138	kV	CLm	0,00793	μF	S	400	MVA

A partir das capacitâncias apresentadas na Tabela 2, que são obtidas por testes de dielétricos convencionais em transformadores, é possível obter uma representação em que capacitores são conectados nos terminais do transformador modelado. Conforme Rezaei [6], este modelo é válido para análises de transitórios de baixa e média frequência.

Para este estudo, foram somente utilizadas as capacitâncias entre os terminais primário e secundário e entre fases e terra, pois são as que possuem maior influência na análise de faltas. Os capacitores equivalentes para um transformador Dy1 podem ser obtidos por meio das equações (1), (2) e (3) do modelo de Rezaei [6], como segue abaixo.

$$.CLH = \frac{2a^2 - a\sqrt{3} + 3}{6(a^2 - a\sqrt{3} + 1)} \cdot CMW12 \quad (1)$$

$$CH = \frac{Cmg}{3} \quad (2)$$

$$CL = \frac{Cmg}{2} \quad (3)$$

Em que:

- **CLH** = Capacitância calculada entre lado de baixa tensão e alta tensão.
- **CHLm** = Capacitância medida entre lado de baixa tensão e alta tensão.
- **CH** = Capacitância calculada entre fase e terra no enrolamento em estrela.
- **CL** = Capacitância calculada entre fase e terra no enrolamento em delta.
- **CHm** = Capacitância medida entre fase e terra no terminal de AT
- **CLm** = Capacitância medida entre fase e terra no terminal de BT
- **a** = Relação de transformação do transformador.

Utilizando as equações (1), (2) e (3), os capacitores do TE possuem os valores apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Capacitâncias de acoplamento equivalentes do TE.								
Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade
CHL	0,001968	μF	CL	0,003965	μF	CH	0,001027	μF

3.0 - SIMULAÇÕES

A condição inicial do GS é dada por: P = 370 MW; Q = 150 MVar e V = 13,8 kV.

O relé de proteção foi parametrizado da seguinte forma:

- **64G pickup** = 6% da tensão nominal do GS;
- **64G delay** = 0,5 s;

Este ajuste considera um *pickup* de sobretensão de neutro de 6% da tensão nominal do GS (referida ao lado secundário do TP). É um ajuste típico que abrange a faixa de 5% a 10% do enrolamento do estator. O tempo de atuação de 0,5 s, por sua vez, segue o valor recomendado pelos fabricantes e guias de proteção [1-4]. Já o ajuste referente à subtenção de terceiro harmônico (27TN) não foi configurado, pois as faltas internas no GS não são abordadas neste estudo.

3.1 Simulação com a configuração original

3.1.1 Falta monofásica franca e com 40Ω no lado do GS

O registro dos eventos capturados pelo relé para estes cenários é apresentado na Figura 2. Nesta figura, o 1º gráfico representa as oscilografias das correntes nos terminais do GS, o 2º gráfico mostra os valores rms das tensões terminais, já 3º gráfico apresenta a porcentagem de desbalanço de corrente no GS, e finalmente, o 4º gráfico representa o estado das principais variáveis digitais (*wordbits*) monitoradas no relé.

No caso de falta franca, evento à esquerda, pode-se perceber que o relé atuou corretamente (variável 64G1 ativa), visto que houve uma sobretensão de 51,4 V no neutro que superou o *pickup* do ajuste da função 64G. No comportamento descrito pelas correntes (1º gráfico), percebe-se que não houve aumento significativo, pois a alta impedância de aterramento limita a corrente de curto-circuito monofásico que, em comparação à corrente de carga, é muito baixa. Sendo assim, pode-se constatar que não há desbalanço de corrente e a porcentagem da corrente de sequência negativa em relação à corrente nominal, mostrada no 3º gráfico, é próxima de zero. Em relação às tensões, pôde-se observar no 2º gráfico uma sobretensão nas fases sadias, ou seja, fases B e C, gerada pelo deslocamento do neutro e um afundamento de tensão na fase A. No caso de falta com resistência de falta de 40Ω, que representa um valor adequado como pior caso, no evento à direita, pode-se observar um comportamento similar em relação ao caso anterior. Isso se deve ao fato de a resistência de falta não influenciar tanto no resultado, já que a impedância de aterramento, que é bem maior, está associada em série, de acordo com a modelagem de faltas monofásicas. Apesar disso, a sobretensão de neutro foi menor, de 46,1V.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

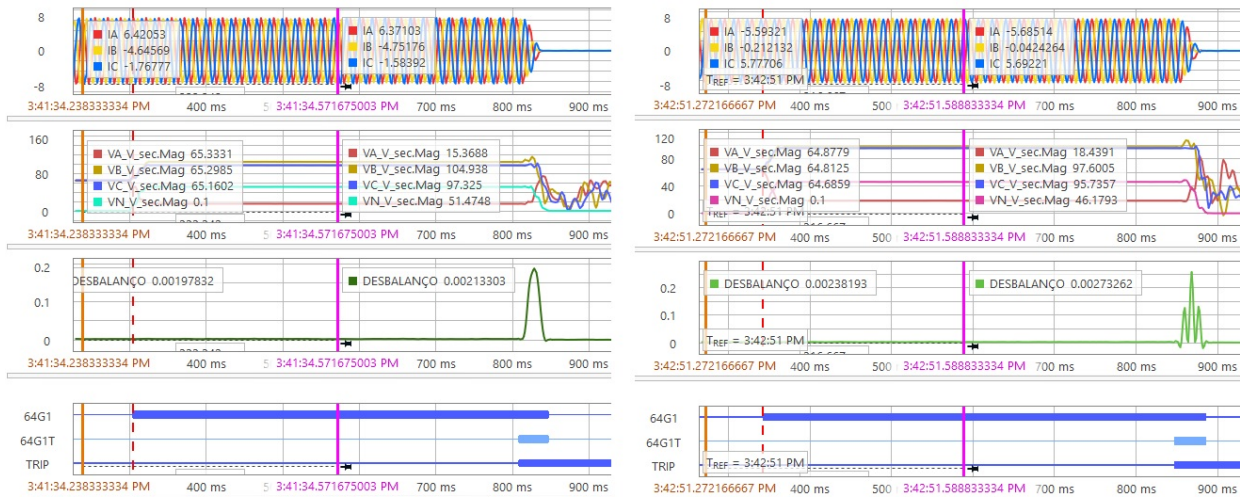


Figura 2 – Resultados da simulação de falta monofásica franca(à esquerda) e com 40Ω(à direita) na zona do GS

3.1.2 Falta monofásica franca e com resistência de 40Ω na LT

O registro dos eventos capturados pelo relé para estes cenários é apresentado na Figura 3.

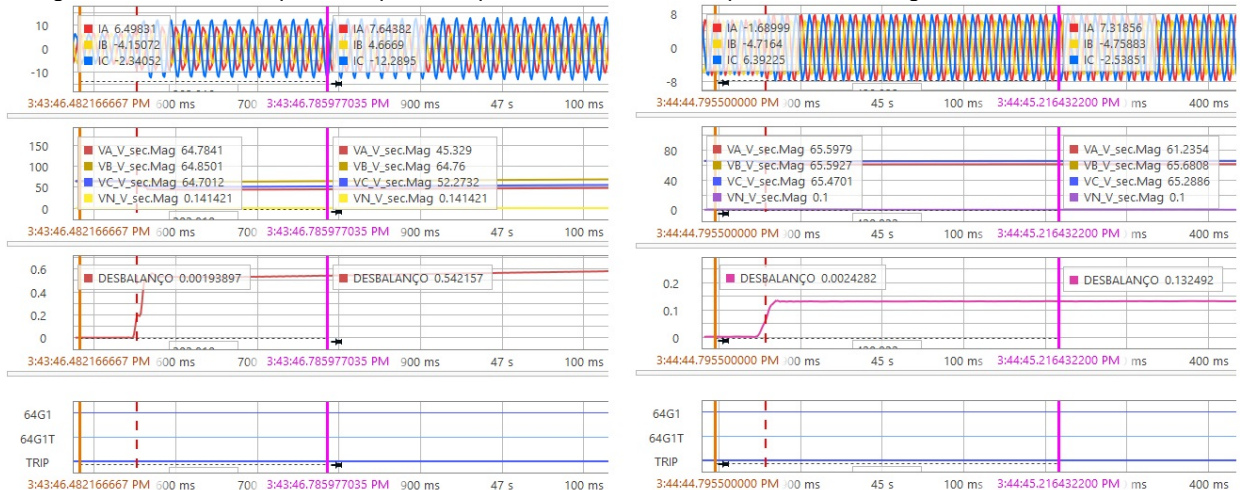


Figura 3 – Resultados da simulação de falta monofásica franca(à esquerda) e com resistência de 40Ω(à direita) na zona da LT.

No caso de falta franca, pode-se perceber que não houve atuação da função 64G (variável 64G1 inativa) e consequentemente não houve *Trip*. O pickup da função 64G foi estabelecido em 4 V secundários, que representa 6% do enrolamento, e a sobretensão medida decorrente da falta foi de apenas 0,1 V. Sendo assim, pode-se constatar que as capacitâncias de acoplamento não são altas o suficiente para que o elemento de sobretensão da função 64G possa ser sensibilizado. Neste caso, diferente da falta monofásica no lado GS, houve um desbalanço de corrente significativo. Isso se deve ao fato de que os enrolamentos conectados em delta no lado de BT do transformador não oferecem um caminho à terra para que a corrente de curto-circuito possa fluir e assim, devido à configuração física dos enrolamentos, ela se distribui entre as fases. Em relação às tensões medidas, houve um afundamento nas fases A e C, por onde as correntes de curto-circuito circulam no lado do GS e não houve elevação significativa na tensão da fase B, pois o enrolamento em estrela aterrada no secundário do transformador não gera deslocamento do neutro por ser, normalmente, solidamente aterrado. No caso da falta

com resistência de 40Ω pode-se perceber que o desbalanço de corrente foi menor em relação ao caso anterior. Enquanto o desbalanço de corrente para falta franca foi de 54%, para o segundo caso foi de apenas 13%. Isso se deve ao fato de que, para faltas no lado da linha de transmissão, a resistência de falta reduz a corrente de curto-circuito e essa característica é significativa nesse caso, devido ao aterramento do lado de AT do TE ser solidamente aterrado.

Conforme foi observado pelas oscilografias das faltas geradas no lado da LT (Figura 3), mesmo considerando as capacitâncias de acoplamento modeladas no transformador, não é possível, nestas condições, que a função 64G seja sensibilizada. Para analisar o limiar em que este fenômeno possa ocorrer, as capacitâncias entre lado de BT e AT do transformador foram aumentadas progressivamente até encontrar o valor que poderia ocasionar a sensibilização da função 64G. Desta forma, determinou-se que um aumento de 100 vezes o valor original pode gerar este cenário de atuação indevida da proteção. A análise dos resultados obtidos para este valor de capacitância é mostrada a seguir.

3.2 Simulações de faltas externas com capacitâncias de acoplamento CHL aumentadas em 100 vezes

3.2.1 Falta monofásica franca e com resistência de 40Ω na LT

Aplicando-se faltas monofásica franca e com resistência de falta de 40Ω na fase A tendo as capacitâncias de acoplamento modeladas com um valor 100 vezes maior, foi capturado o registro do evento que é apresentado na Figura 4.

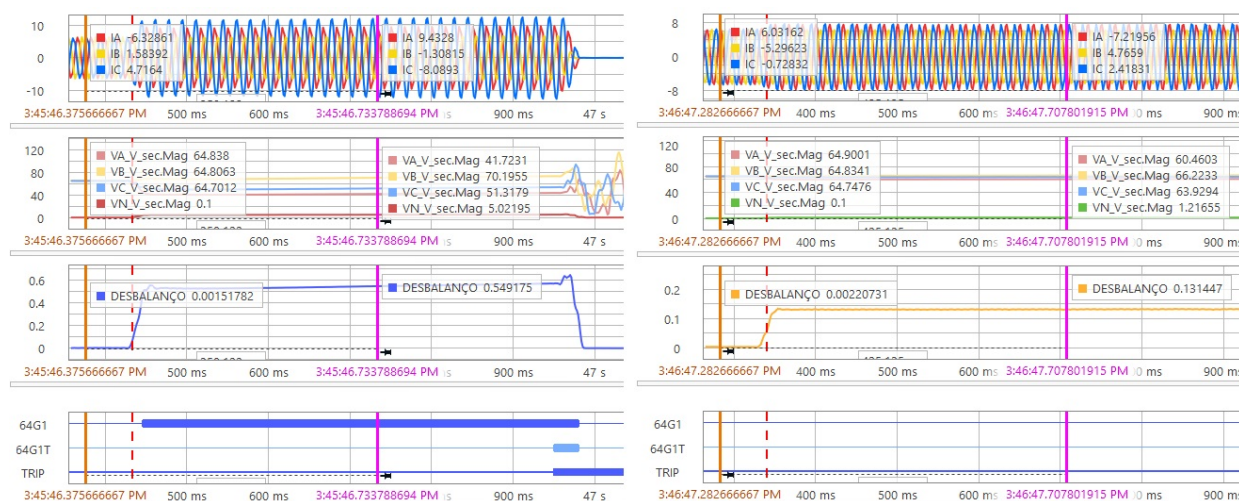


Figura 4 – Resultados da simulação de falta monofásica franca (à esquerda) e com resistência de 40Ω (à direita) na zona da LT com capacitâncias CHL elevadas.

No caso da falta franca, percebe-se que houve *Trip* pela função 64G (variável 64G1 ativa) tendo uma sobretensão de neutro medida no valor de 5,02V secundários, pouco acima do *pickup* ajustado. Deste modo, pode-se constatar que, para que a função 64G no GS seja sensibilizada para uma falta na LT, é necessário que as capacitâncias de acoplamento tenham um valor aproximadamente 100 vezes maior que o valor normal. No caso da falta com resistência de 40Ω , não houve *Trip* pela função 64G devido à limitação de corrente gerada por essa resistência que, ao ser induzida no lado de BT não produziu uma sobretensão no neutro suficiente para que houvesse atuação.

4.0 - ELABORAÇÃO DE LÓGICA DE BLOQUEIO

Como foi observado nos resultados das simulações apresentados para as diversas situações de faltas, é necessário que as capacitâncias de acoplamento do transformador em questão sejam aproximadamente 100 vezes

maiores que valores reais para sensibilizar a proteção. Deste modo, não é necessário que a função 64G possua um tempo de atuação tão longo quanto o recomendado, mas caso ainda seja necessário tomar medidas de precaução, propõe-se neste trabalho uma lógica para bloqueio da função 64G para que faltas monofásicas à terra na LT não sejam vistas pelo relé de proteção do GS.

A partir dos registros dos eventos, podem-se perceber características em relação às correntes de sequência negativa, quais sejam:

- Em faltas internas monofásicas, não há presença considerável de correntes de sequência negativa, devido à limitação das correntes de curto-circuito proporcionada pelo aterramento de alta impedância no neutro do GS. Deste modo, as correntes de falta são bem menores que as correntes de carga e não há um desbalanço significativo.
- Em faltas externas monofásicas, por sua vez, há uma magnitude de corrente de sequência negativa significativa, devido ao fato de que a conexão em estrela aterrada normalmente possui aterramento sólido e não limita a corrente à terra que flui pela AT do transformador. Esta corrente de curto-circuito induz corrente no enrolamento correspondente na BT, porém neste lado ela não pode fluir à terra, devido à conexão em delta. Então, esta corrente de curto-circuito induzida na BT se distribui entre as fases e o efeito fica semelhante à uma falta bifásica.
- O caso em que houve menor desbalanço de corrente (13%) para faltas na LT foi o simulado com resistência de falta de 40Ω. Este valor pode ser considerado como base para ajuste da função de bloqueio.

Aproveitando esta característica, foi montada a seguinte lógica de bloqueio:

- **46Q pickup:** 5%
- **46Q delay:** 0.02s
- **SV1** = 46Q
- **SV1 PU (pickup) Time:** 0s
- **SV1 DO (dropout) Time:** 0.5s
- **64GTC** = NOT SV1T

O valor de 5% de desbalanço de corrente foi ajustado levando em consideração o pior caso, com CHL aumentada em 100 vezes e com resistência de falta de 40Ω. O tempo de *delay*, por sua vez, foi estabelecido como o valor mínimo disponível no relé utilizado, que depende do tempo de processamento da função. O tempo de DO (*dropout*) da *wordbit* "SV1" foi ajustado em 500ms para que a função 64G possa atuar como retaguarda após esse tempo. Quando ocorrer uma falta na linha de transmissão, haverá desbalanço de corrente e a função de proteção de sequência negativa (46Q) atuará. Assim, a variável auxiliar SV1 atuará por um tempo de 0.5s. Para que a função 64G atue, é necessário que seu torque (64GTC) esteja em nível alto, portando a condição é negada em sua equação. Ressalta-se que não é necessário que a função 64G seja seletiva para os defeitos bifásicos-terra no lado de BT. Esse tipo de falta está dentro da zona protegida dos elementos 87G e 87T. Logo, a única condição necessária de bloqueio pode ser feita pelo elemento 46Q.

4.1 Teste da lógica de bloqueio para faltas na LT.

Para validar a lógica implementada, foram feitos testes de faltas internas e externas com as capacitâncias de acoplamento aumentadas. A função 64G dessa vez foi ajustada de forma otimizada (30ms de atuação), conforme a proposta deste trabalho.

- **64G PU** = 6% da tensão nominal do GS
- **64G delay** = 0.03 s

4.1.1 Falta monofásica no lado do GS

Aplicando-se faltas monofásicas francas e com resistência de falta de 40Ω no lado do GS, foram capturados os registros do evento que são mostrados na Figura 5.

Percebe-se que não houve, para ambos os casos, desbalanço de corrente e, portanto, a função 64G atuou normalmente.

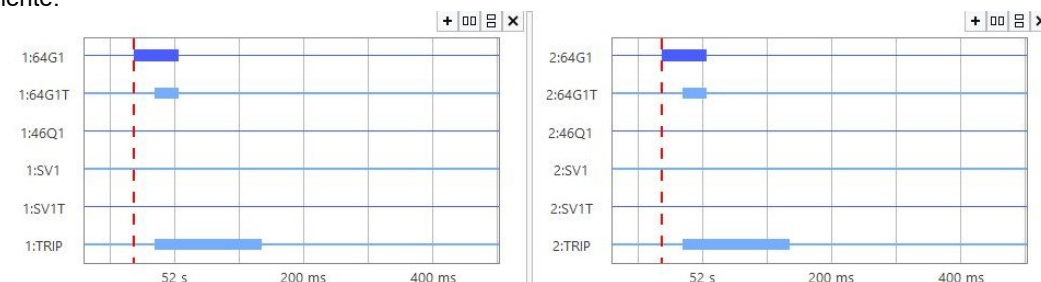


Figura 5 – Atuação da proteção em falta franca no lado do GS (à esquerda) e com resistência de 40Ω (à direita).

4.1.2 Falta monofásica na LT

Aplicando-se faltas monofásicas francas e com resistência de falta de 40Ω no lado da LT, foram gerados eventos que são mostrados na Figura 6.

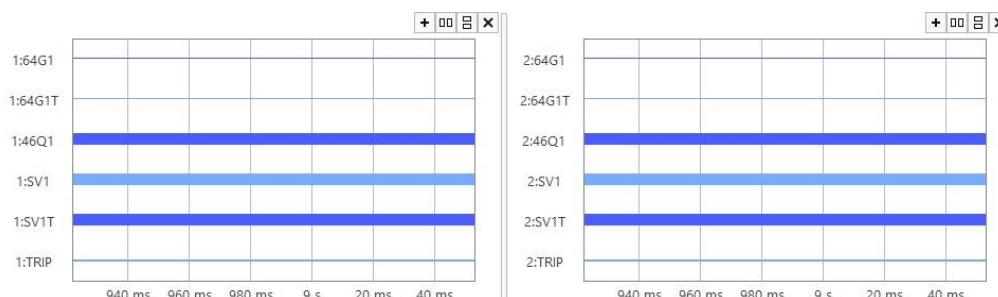


Figura 6 – Atuação da proteção em falta na LT franca (à esquerda) e com resistência de 40Ω (à direita).

Percebe-se que função 64G foi bloqueada com sucesso em ambos os casos. Apesar de não haver sobretensão de neutro suficiente para atingir o limite ajustado no segundo caso, conforme visto no segundo evento da Figura 4, a função ainda foi bloqueada.

5.0 - ANÁLISE DE CASO REAL

O registro do evento apresentado na Figura 7 é um caso real de uma falta à terra que ocorreu no lado de BT do GS. Após ~ 310 ms do surgimento do curto-circuito monofásico, ocorre a evolução para um curto-circuito bifásico. Em seguida, após ~ 40 ms, o curto-circuito bifásico evolui para um curto-circuito trifásico. A proteção 64G estava com um ajuste típico recomendado pela literatura: temporizada em 500 ms para uma coordenação com a proteção da LT. A proteção do GS, de fato, só veio a atuar através da proteção 87G quando surge o curto-circuito bifásico.

Conforme apresentado anteriormente, com a proposta de bloqueio da função 46Q seria possível que a função 64G atuasse prontamente em aproximadamente ~ 30 ms após o curto-circuito monofásico, fato que teria evitado a evolução do curto-circuito e, conseqüentemente, minimizaria os prejuízos causados pelo curto-circuito trifásico.

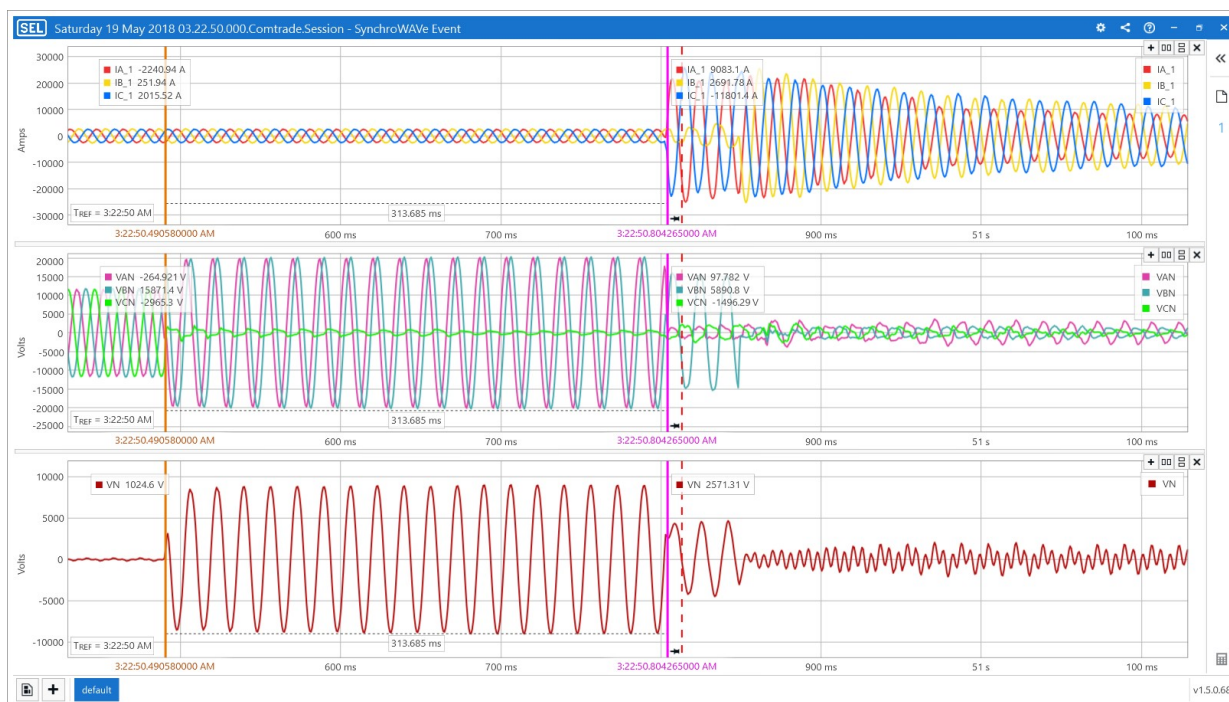


Figura 7. Caso real de evolução do curto-circuito fase-terra para um curto-circuito trifásico.

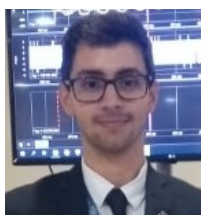
6.0 - CONCLUSÃO

Por meio dos testes realizados e dos registros de eventos analisados com as diversas situações de faltas simuladas no RTDS, é possível constatar que para valores práticos de capacitâncias de acoplamento é muito difícil que a função 64G do GS possa vir a ser sensibilizada para uma falta monofásica na LT. Sendo assim, o tempo de atuação desta função pode ser otimizado, evitando que o GS seja submetido à sobretensões por um tempo longo no caso de uma falta monofásica no lado do GS que, por sua vez, pode evoluir para um curto-circuito trifásico com consequências muito mais severas ao GS. Apesar disso, caso se identifique a necessidade de estabelecer uma coordenação desta função com a proteção de linha por precaução, a lógica de bloqueio apresentada se mostrou capaz de substituir a coordenação por tempo. Para que esta lógica de bloqueio seja implementada de forma eficaz, é necessário realizar estudos de curto-circuito a fim de determinar os valores de desbalanço de corrente e levar em consideração os tempos de resposta e processamento do relé.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE. Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and commercial Power Systems. USA.
- [2] ONS. Filosofias de Proteção das Unidades Geradoras Despachadas Centralizadamente pelo ONS. ONS RE 3/0081/2015. Brasil.
- [3] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). SEL-300G Multifunction Generator Relay Instruction Manual. USA.
- [4] Hartmann, W. Advanced Generator Ground Fault Protections; Beckwith Electric Company – USA.
- [5] Mason, C.R. The Art and Science of Protective Relaying. USA.
- [6] Rezaei-Zare, A. Equivalent Winding Capacitance Network for Transformer Transient Analysis Based on Standard Test Data; IEEE – USA.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



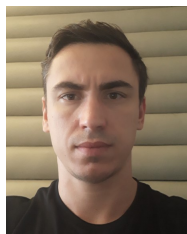
Bruno dos Santos Faria. Nascido em 1995, é formado em técnico em eletrotécnica com foco em automação industrial pelo Instituto Federal do Rio de Janeiro (IFRJ). Aluno do último ano de graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Tem interesse em pesquisa na área de proteção e automação de sistemas elétricos de potência. Atualmente é estagiário de engenharia na SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories*).



Carlos A. Villegas Guerrero. Engenheiro eletricitista formado em 2009 pela Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), Guayaquil, Equador. Trabalhou como técnico nas áreas de Construção e Manutenção de Subestações Elétricas do Sistema Nacional de Transmissão (SNT) no Equador, no período de 2005 a 2009. Recebeu os títulos de Mestre e Doutor em Ciências da Engenharia Elétrica, e Especialista em Proteção de Sistemas Elétricos, pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá (MG), Brasil, em 2011, 2017 e 2012, respectivamente. No ano de 2016 trabalhou como Professor Pesquisador Visitante na ESPOL, e desde 2017 é Professor do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE) da UNIFEI. Suas principais áreas de pesquisa são: Análise, Proteção, Controle e Automação de Sistemas Elétricos.



Paulo Márcio da Silveira. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá (1984), mestrado também pela UNIFEI (1991) e doutorado pela UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina (2001). Trabalhou na Albrás Alumínio Brasileiro S.A. e na Balteau Produtos Elétricos Ltda. (1984-1988). Foi pesquisador visitante no *Center for Advanced Power Systems*, na *Florida State University*, Tallahassee, EUA (2007-2008). É professor da UNIFEI, desde 1993 (atualmente Associado IV). Foi coordenador e membro da Câmara de Arquitetura e Engenharias da FAPEMIG (2008-2011). Foi Diretor do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia – ISEE/ UNIFEI (2011 a 2015). É pesquisador e instrutor da Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria de Itajubá. É coordenador do GQEE – Grupo de Estudos em Qualidade da Energia Elétrica e coordenador do QMAP – Centro de Estudos em Qualidade da Energia e Proteção Elétrica. É coordenador do CEPSE – Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos. Foi bolsista do Programa Pesquisador Mineiro (PPM) da FAPEMIG (2009-2015). Possui bolsa de Produtividade em Pesquisa – CNPq 2. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência atuando principalmente nas seguintes subáreas: Proteção de Sistemas Elétricos, Qualidade da Energia Elétrica, Medição Elétrica e Processamento de Sinais aplicados a IEDs.



Rafael Bertolini de Paiva. Engenheiro eletricitista da REIVAX desde 2010, atuando nas áreas: comissionamentos de sistemas de controle de tensão e de velocidade de máquinas síncronas; comissionamento de sistemas de proteção; ensaios de campo e validação de modelos matemáticos de controladores e parâmetros de máquinas síncronas; simulações de transitórios eletromecânicos e estudos de sistemas de proteção. Graduado em Engenharia Elétrica em 2009 pela UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina. Concluiu a pós-graduação em 2014 em Proteção de Sistemas Elétricos e o Mestrado em 2019 em Engenharia Elétrica, ambos pela UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá.