# UM *TEST-BED* EM TEMPO REAL PARA ANÁLISE DA PROTEÇÃO DE PERDA DE EXCITAÇÃO E DE PERDA DE SINCRONISMO DE GERADORES SÍNCRONOS

# BRUNA F. PINHEIRO<sup>1</sup>, LUIZ D. SILVA<sup>1</sup>, PAULO M. SILVEIRA<sup>1</sup>, AURÉLIO L. M. COELHO<sup>2</sup>

1. Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE), Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) Av. BPS, 1303 - Pinheirinho, Itajubá - MG, 37500-903

# 2. Unidade Acadêmica 1, Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) – Campus de Itabira Rua Irmã Ivone Drumond, 200 - Distrito Industrial II, Itabira - MG, 35903-087

*E-mails*: brunaf.pinheiro@yahoo.com.br, danilosilva.unifei@gmail.com, pmsilveira@unifei.edu.br, aurelio.coelho@unifei.edu.br

**Abstract**— An important part of the synchronous generator is the excitation system. Any failures in the excitation system can cause several consequences for the generator and power system connected to it. The loss of excitation is worst event that can happen in the generator excitation system. This disturbance can cause the machine to lose synchronism with the power system. In additional, these events can cause the overexcitation of the neighboring generators. To minimize these effects, it is necessary to isolate the synchronous machine quickly using protection relays with the following ANSI functions: loss of excitation (ANSI 40), loss of synchronism (ANSI 78) and overexcitation (ANSI 24) protections. So, this paper presents an evaluation of these protections functions of a numerical relay for loss of excitation and loss of synchronism events. Computational simulations using a Real Time Digital Simulator (RTDS) and closed loop tests are performed for this purpose. The results and conclusions are presented and analyzed from the oscillograms, based on the time relay responses and based on the main gaps observed in the literature.

Keywords—Loss of excitation, Loss of synchronism, Overexcitation, Real Time Digital Simulator, Synchronous Generator.

**Resumo**— Uma das partes constituintes da máquina síncrona é o sistema de excitação. Esse circuito ao falhar causa diversas consequências ao gerador e ao sistema elétrico em que a máquina está inserida. A perda de excitação, pode ocasionar a perda de sincronismo entre a máquina e o sistema e até a sobrexcitação dos geradores vizinhos. Portanto, essas falhas precisam ser rapidamente mitigadas, pois a máquina síncrona é o principal componente do sistema de geração de energia elétrica. As funções de proteção ANSI 40, 78 e 24 são algumas das responsáveis pelo isolamento do gerador síncrono nos casos citados e foram tratadas no decorrer deste trabalho com o uso de um relé comercial e do RTDS (Real Time Digital Simulator). Com isso, concluiu-se que a forma de atuação de cada função depende do grau de severidade da falha e da parametrização dos ajustes conforme as caracte-rísticas do sistema.

Palavras-chave— Perda de excitação, Perda de Sincronismo, Sobrexcitação, Simulador Digital em Tempo Real, Gerador Síncrono.

### 1 Introdução

A geração de energia elétrica é a primeira etapa no processo de entrega de energia aos consumidores. Atualmente, o Brasil possui 4710 empreendimentos em operação nessa área e, aproximadamente, 150 (GW) instalados (ANEEL, 2017). Apesar deste número extraordinário, a frequência de falhas na máquina síncrona (principal constituinte do sistema de geração) é pequena em relação às outras formas de faltas que ocorrem no sistema elétrico de potência (SEP). No entanto, as consequências de distúrbios na geração são gravíssimas, podendo afetar a alimentação dos consumidores e causar prejuízos financeiros e danos ao ser humano.

Dessa forma, para um desempenho satisfatório do SEP, os geradores devem ser devidamente protegidos, visando garantir a integridade de suas partes elétricas e mecânicas e, ao mesmo tempo, a continuidade do fornecimento de energia. Nesse contexto, cabe aos dispositivos de proteção, tais como os relés, identificar condições anormais de operação e atuar prontamente, eliminando-as. Embora os esquemas de proteção de geradores tenham evoluído ao longo dos anos, foi observado na literatura casos de atuação indevida das proteções associadas às condições de subexcitação (função ANSI 40), perda de sincronismo (função ANSI 78) e para cenários de sobrexcitação da máquina (função ANSI 24). Uma vez que ocorram esses eventos, é necessária uma análise criteriosa da filosofia de proteção do equipamento, neste caso o gerador síncrono.

Diante dos fatos supracitados, despertou-se o interesse em realizar um estudo acerca dessas funções de proteção, como parcialmente apresentado pelos autores (Bruna et al, CLAGTEE, 2017). Dessa forma, esse trabalho apresenta uma avaliação da resposta de um relé de proteção comercial para eventos de perda de excitação e sincronismo de um gerador síncrono e os efeitos dos mesmos no SEP ao qual a máquina está conectada. Para isso, um *test-bed* baseado em simulações computacionais utilizando um Simulador Digital em Tempo Real (RTDS) e testes em malha fechada foram realizadas para obtenção dos resultados e discussões sobre os mesmos.

O trabalho é dividido da seguinte forma: na Seção 2 uma breve fundamentação teórica das funções de proteção analisadas é realizada; na Seção 3 os materiais e métodos utilizados para a realização das simulações e dos testes no relé são apresentados; na Seção 4 são expostos os resultados e discussões sobre o comportamento das funções de proteção para os eventos simulados e, por fim, na Seção 5, são listadas as principais conclusões deste trabalho.

# 2 Referencial Teórico

Nesta seção serão abordados os fundamentos teóricos básicos necessários para compreensão deste estudo, tais como: a composição de um gerador síncrono de polos salientes; os distúrbios que provocam a perda de excitação e sincronismo, assim como as funções de proteção associadas.

#### 2.1 Gerador síncrono para estudos no RTDS

O gerador síncrono é dividido em rotor e estator. O estator possui chapas laminadas de alta permeabilidade dotadas de ranhuras axiais, onde são acoplados os seus enrolamentos. Já o rotor é alimentado em suas bobinas por corrente contínua pelo circuito de excitação. Esse circuito tem a função primária de regular a tensão de campo do gerador (chamada de tensão de excitação quando a corrente de carga é igual a zero).

A partir da representação das partes estatóricas e rotóricas que compõe a máquina síncrona, o RTDS dispõe, em sua biblioteca de simulação, modelos de geradores que podem ser usados para estudos de transitórios eletromagnéticos e para emulação de eventos que possibilitam analisar o comportamento da sua proteção frente a diversos distúrbios, como a perda de excitação e perda de sincronismo.

### 2.2 Perda de Excitação

Um dos grandes problemas que podem afetar o gerador síncrono é a perda de excitação da máquina. As principais causas de perda de excitação são (Gazen, 2015): Abertura acidental do disjuntor de campo, ocorrência de um curto-circuito no circuito do campo, falha no regulador de tensão, mau contato nas escovas da excitatriz e falha na fonte de alimentação do sistema de excitação.

Com a perda de excitação e consequente diminuição da potência ativa entregue nos terminais do gerador, a máquina acelera, já que a potência mecânica se mantém constante (Anderson, 1998). Então, ao perder o campo, o gerador opera como gerador de indução absorvendo correntes reativas do sistema que podem chegar a uma magnitude 2 vezes maior que a corrente nominal do estator (SEL, 2015), sobrecarregando-o (Coelho, 2016). Essa corrente é induzida no rotor, o que pode acarretar no aquecimento excessivo do corpo dessa parte da máquina. Além disso, pode ocorrer um colapso de tensão em uma grande área (Rocha & Lima, 2010) e provocar uma possível sobrexcitação das máquinas vizinhas.

# 2.3 Perda de Sincronismo

A perda de excitação do gerador síncrono também é uma causa para a perda de sincronismo com o SEP, mas não a única, pois o desligamento de grandes consumidores de carga indutiva ou até curtos circuitos podem ser outros agentes precursores.

Para que haja a conexão de unidades geradoras em paralelo ao SEP, devem-se cumprir os seguintes requisitos de sincronismo (verificados pelo sincronoscópio) (Bernardes, 2013): Mesma frequência, mesma tensão eficaz, mesma sequência de fase, mesma forma de onda e mesmo ângulo de fase da tensão.

Durante uma condição de perda de sincronismo há uma grande variação na corrente e na tensão com relação à frequência da máquina afetada (Leal, 2013). A amplitude de corrente e a frequência de operação acima do valor nominal podem resultar em *stress* dos enrolamentos e torques pulsantes, consequentemente provocando vibrações mecânicas que podem ser prejudiciais ao gerador.

Já as consequências ao SEP estão ligadas com a sua perda de estabilidade pela perda de sincronismo do gerador com o sistema. Quando o SEP não volta ao seu ponto de equilíbrio é dito que ele está instável e esse estado do sistema precisa ser mitigado rapidamente para evitar possíveis faltas de energia e danos aos seus equipamentos.

Com o intuito de isolar o gerador em casos de perda de excitação e/ou sincronismo, faz-se o uso de relés de proteção para acionar os disjuntores da máquina síncrona.

2.4 Funções de proteção contra eventos de perda de excitação e perda de sincronismo

# 2.4.1 Função contra perda de excitação (ANSI 40)

A proteção contra Perda de Excitação (PE) deve assegurar que (Dias & Elkateb, 1992): O relé irá atuar rapidamente para a PE evitando danos na máquina e efeitos adversos no sistema (disponibilidade); O relé não irá atuar desnecessariamente perante oscilações estáveis ou distúrbios transitórios que não ocasionariam danos à máquina (segurança).

A proteção é projetada para disparar o disjuntor principal do gerador e o de campo, geralmente utilizando um relé de distância conectado aos terminais da máquina (Morais, 2018) (Mason, 1949) (Berdy, 1975). De acordo com a característica de proteção de distância deslocada (MHO) no plano R-X, o relé 40 atuará, portanto, quando a trajetória da impedância vista nos terminais do gerador entrar em uma das duas zonas de proteção delimitadas, isso porque após a perda de excitação, as cargas leves e pesadas ocasionarão em trajetórias da impedância em convergências com circunferências maiores e menores, respectivamente.

### 2.4.2 Função contra perda de sincronismo (ANSI 78)

A perda de sincronismo, também conhecida como condição de *out of step*, entre gerador e sistema é detectada através da função 78. O esquema de proteção dessa função detecta a perda de sincronismo rastreando a trajetória da impedância de sequência positiva (vista nos terminais do gerador síncrono) que passa pela zona de proteção (SEL, 2015).

A função 78 possui dois esquemas: *blinder* simples e *blinder* duplo. Quando ajustada em *blinder* simples, ela atuará após a entrada da impedância por um dos *blinders* e saída da zona de diâmetro 78Z1 pelo outro *blinder*.

Já quando configurada em *blinder* duplo, a função ANSI 78 atua pela trajetória da impedância, similar ao *blinder* simples, combinada com o tempo de permanência entre os dois *blinders* por um tempo maior que o pré-determinado em 78D.

### 2.4.3 Função contra sobrexcitação- Volts/Hertz (ANSI 24)

A sobrexcitação ocorre, tipicamente, durante a partida e parada do gerador. Em operação com o sistema, essa falta pode ser ocasionada por uma falha no regulador de tensão; ou, como descrito no tópico 2.2, como consequência do não isolamento de um gerador síncrono que perdeu excitação.

As normas ANSI/IEEE C.50.13.1989 e C.50.12.1982 definem que até 1,05 (p.u.) de sobrexcitação (na base do gerador) é aceitável a não atuação da função ANSI 24.

A proteção para esse tipo de falta atua com base na relação entre a tensão e a frequência: (V/Hz) (proporcional à densidade do fluxo) afim de evitar que a sobrexcitação afete os enrolamentos, conectores, cabos e elementos estruturais pelo aumento excessivo da temperatura.

Os limites de tempo para que a proteção atue são caracterizados pelas curvas de tempo inverso, as quais são especificadas por cada fabricante. As curvas possuem um tempo mínimo para prever casos de sobrexcitação temporária, que não necessariamente precisariam isolar o gerador e o sistema (curva de tempo definido).

#### 3 Metologia

A metodologia para realização deste trabalho pode ser dividida em quatro etapas. As três primeiras, não necessariamente nessa ordem, são descritas nesta seção. A primeira etapa consistiu na modelagem e simulação de distúrbios em um sistema teste de geração simulado no software do RTDS (RSCAD). A segunda etapa compreendeu na montagem do esquema *Hardware-In-The-Loop* (HIL) para teste em malha fechada do relé físico com o sistema simulado no RTDS. A terceira etapa abrange a parametrização e comunicação do relé testado através do seu *software* via computador. Por fim, são realizados os testes e avaliada a resposta das funções de proteção associadas aos cenários simulados, os quais são apresentados na Seção IV.

#### 3.1 Modelagem do sistema em estudo no RSCAD

A máquina síncrona e o sistema a qual ela está inserida foram modelados no RTDS por meio da interface gráfica chamada de *Draft*, do *software* RSCAD. Parte do sistema está representado na Figura 1.

O sistema de referência (Dehkordi, 2010), adaptado para esse estudo, consiste em um sistema equivalente representado por uma fonte e suas impedâncias por fase, transformador elevador de 22 (kV) para 230 (kV), os disjuntores por fase, instrumentos de medição e a máquina síncrona de 500 (MVA) e 22 (kV) com seu modelo de sistema de excitação (IEEE *Type* ST03).



Figura 1- Representação de parte do sistema modelado no RTDS (Dehkordi, 2010).

O modelo foi compilado no Draft do RSCAD gerando um arquivo para habilitar a IHM (Interface Homem-Máquina) do *software* do RTDS: o módulo *Run-Time*. Essa interface possibilita o controle do sistema simulado permitindo a geração de faltas para análise de suas consequências e atuação do relé por meio das medições feitas pelos Transformadores de Potencial (TPs) e Transformadores de Corrente (TCs) do sistema.

As medições são enviadas através do cartão GTAO (*Gigabit Transciever Analogue Output Card*) que tem seu sinal amplificado pelo CMS 156 da OMICRON para serem lidas pelo relé sob teste. Ao ocorrer um *trip* do relé, um sinal digital é enviado ao RTDS, o qual recebe o sinal de abertura do disjuntor virtual pelo cartão GTFPI (*Inter-Rack Communication Card*).

#### 3.2 Ajustes das funções de proteção e interface gráfica

Os casos de perda de excitação e sincronismo do gerador síncrono, a princípio, foram testados sem a interface de resposta do relé para o RTDS. Dessa forma, os disjuntores não eram abertos e as consequências dessas faltas permaneciam no sistema para análise. Em seguida, os testes foram realizados através do esquema HIL apresentado na Fig.8 para análise das funções de proteção ANSI 40, ANSI 24 e ANSI 78. Através do *software* de ajuste do relé, foram realizadas as configurações de cada função de acordo com as características do sistema.

O *software* RSCAD gera gráficos por meio do *RunTime* de acordo com as condições impostas de teste e a resposta do sistema. As formas de ondas resultantes foram comparadas com as oscilografias co-letadas por um *software* específico do relé sob teste.

### 4 Resultados e Discussões

Nesta seção serão apresentados os resultados e discussões dos testes realizados conforme os distúrbios simulados e as etapas descritas na seção anterior.

#### 4.1 Análise da resposta da função ANSI 40

A perda de excitação de um gerador pode ocorrer com diversos graus de severidade e diferentes causas. A abertura acidental do disjuntor de campo da máquina síncrona é uma delas e acarreta na perda total de excitação. Para isso, após excitar o gerador e o sistema entrar em regime permanente, o primeiro distúrbio foi simulado reduzindo a zero instantaneamente a tensão do circuito de excitação da máquina. Observa-se na Figura 2, tendo como tempo de pré-falta aproximadamente 4 (s) e sendo a janela de tempo em segundos, que o gerador dispara, isso porque a velocidade da máquina aumenta para compensar a diminuição do fluxo magnético.



Figura 2. Velocidade da máquina na perda de excitação

Ao disparar, o acoplamento magnético entre o estator e o rotor do gerador síncrono é perdido, o que, portanto, origina um escorregamento diferente de zero. Com isso, a máquina síncrona passa a operar como um gerador de indução e começa a absorver correntes reativas do sistema elétrico. O aumento da corrente da máquina modelada para essa simulação foi de 1,5 (kA), como mostrado na Figura 3, não tendo valor de pré-falta considerado no gráfico. Essa corrente é induzida no rotor, o que pode acarretar no aquecimento excessivo do corpo dessa parte do gerador.



Figura 3. Correntes nas fases A, B e C: I<sub>A</sub> (Verde), I<sub>B</sub> (Vermelho) e  $I_C$  (Azul) da máquina síncrona.

Além do fator de potência e magnitude da corrente, outra função do sistema de excitação é regular a tensão nos terminais da máquina síncrona. Portanto, ao diminuir a tensão de excitação do gerador, a sua tensão de saída também decresce, conforme Figura 4.

Como consequência da subexcitação, a máquina pode perder o sincronismo com o sistema elétrico, como será descrito no item 4.2. Então, as amplitudes de corrente e tensão aumentarão ou diminuirão até o limiar da perda de sincronismo. Nesse caso, nota-se que as alterações nas magnitudes das grandezas medidas não foram extremamente significativas, pois o sistema não consegue suprir as demandas da máquina por muito tempo, fazendo com que o relé opere.



Figura 4. Tensões nas fases A, B e C:  $V_A$  (Verde),  $V_B$  (Vermelho) e  $V_C$  (Azul) da máquina.



Figura 5. Módulo da potência ativa (Vermelho) e reativa (Azul) da máquina síncrona.

A Figura 5 destaca o aumento em módulo da potência reativa consumida pelo gerador síncrono. Ao absorver correntes reativas do sistema, a potência reativa fica cada vez mais negativa. Como consequência, a potência reativa disponível no sistema reduz, diminuindo também a amplitude da tensão. Na Figura 5 também é mostrada a diminuição da potência ativa, o que acontece devido ao escorregamento que passa a ser diferente de zero.

As magnitudes de tensão e corrente sofrem diferentes alterações de acordo com o grau de severidade da perda de excitação. Então, com o afundamento de 20 (%) da tensão de excitação do gerador, a diminuição da tensão e aumento da corrente foram menores do que no caso de perda total de excitação. Como mostrado na Figura 6 (perda total de excitação) e Figura 7 (afundamento de 20 (%) da tensão de excitação) em malha fechada.



Figura 6. Tensão e Corrente da máquina na perda total de excitação (VBURSYN é a tensão no sistema).



Figura 7. Tensão e Corrente da máquina no afundamento de 20 (%) da tensão de excitação do gerador.

No esquema HIL utilizado, o relé sob teste atua em primeira zona para perda total de excitação, já que esse é considerado o caso mais crítico. Na Figura 8, tem-se um modelo de relé parametrizado (Mason, 1949) no RSCAD para ilustrar a resposta da máquina frente a esse tipo de falta:



Figura 8. Elemento MHO na perda total de excitação.

A função ANSI 40 é configurada para que os tempos de atuação em casos de perdas de excitação mais severas sejam menores para proteger o sistema das consequências explicadas no decorrer desse trabalho. Portanto, acrescido do tempo de abertura do disjuntor, em zona 1 o tempo de atuação do relé sob teste é de até 4 (ms) (SEL, 2015) (ciclo de processamento) após o instante em que o relé reconhece a impedância nos terminais da máquina nessa zona. Enquanto em zona 2, esse tempo é definido pelo usuário, ou seja, se a impedância permanece nesta zona, independentemente do nível de perda de excitação, o relé atuará com o mesmo tempo.

A Tabela 1 mostra os dois casos analisados em que a função 40 atua em zona 1: perda total de excitação e 60 (%) de afundamento da tensão de excitação.

Tabela 1. Tempo de Atuação das duas zonas na Perda Total de Excitação de 60 (%) de afundamento da tensão de excitação

Perda: 100 (%)		Perda: 60 (%)	
TIME	ELEM.	TIME	ELEM.
15:33:26.142	40Z2	15:25:01.319	40Z2
15:33:26.842	40Z1T	15:25:02.194	40Z1T
15:33:26.842	TRIP	15:25:02.194	TRIP
Transição: 700 (ms)		Transição: 875 (ms)	

Nota-se que um afundamento de 60 (%) de tensão de excitação faz com que a impedância nos terminais da máquina (ZM) tenha um deslocamento no plano R-X mais lento que por perda total. Então, ZM permanece mais tempo em zona 2 ao diminuir a tensão de excitação da máquina em 60 (%) do que por perda total de excitação, antes de entrarem em zona 1.

A atuação da função 40 também varia de acordo com a carga do gerador. Cargas mais pesadas consomem mais potência, de forma que, em casos de perda de excitação, o deslocamento da impedância vista nos terminais da máquina é mais rápido do que em carga leve. Ambas as situações foram testadas, fixando a potência ativa e reativa fornecida pelo gerador e o tempo de atuação do relé verificado, conforme Tabela 2.

Tabela 2. Carga Leve e Pesada

Carga Leve		Carga	Carga Pesada	
P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	
250	200	430	250	
TEMPO	ELEM.	TEMPO	ELEM.	
15:33:26.142	40Z2	17:26:37.234	40Z2	
15:33:26.842	40Z1T	17:26:37.932	40Z1T	
15:33:26.842	TRIP	17:26:37.932	TRIP	
Transição: 700 (ms)		Transição: 698 (	Transição: 698 (ms)	

Com a representação de uma parte do sistema significativamente maior que a máquina síncrona por um circuito equivalente constituído de impedância e fonte (chamado de barra infinita), nota-se que a frequência e tensão permanecem substancialmente constantes. O que, portanto, justifica a pequena diferença dos tempos em carga leve e pesada.

#### 4.2 Análise da resposta da função ANSI 78

A subexcitação do gerador síncrono é uma das principais causas da sua perda de sincronismo com o sistema elétrico (SEL, 2015). Como explicado anteriormente, ao perder excitação, o fluxo magnético diminui e a máquina dispara. Então, se a rotação aumenta, a frequência também aumenta, como mostrado na Figura 9.



Figura 9. Frequência da máquina na perda de sincronismo.

Com o aumento da frequência, a senoide do gerador fica diferente da onda do sistema em que a máquina está inserida, em questão de tempo dos ciclos, portanto, ocorre perda de sincronismo entre eles.

Para a identificação desse tipo de falta foi usada a função ANSI 78 com *blinder* duplo e seu funcionamento é representado na Figura 10. Para a proteção atuar é necessário que a impedância vista nos terminais da máquina permaneça entre os dois *blinders* durante um tempo mínimo ajustado em 78D e atravesse por completo a região delimitada por 78Z1 (percurso que pode ocorrer da direita para a esquerda ou ao contrário, o que dependerá das características do sistema). Após completar esse percurso em meio ciclo (SEL, 2015) (destacado pelos cursores de cor azul) o *trip* acontece.



Figura 10. Sequência de atuações para o trip.

Ao perder toda a excitação, o comportamento da tensão e corrente é o mesmo visto na Figura 6 nos testes da função 40. Mas quando o gerador começa a perder sincronismo com o sistema elétrico observa-se uma oscilação dessas grandezas, conforme Figura 11. Isso, porque ao atravessar a região 78Z1, com a variação de impedância, a corrente e a tensão oscilam. Em casos de curto circuito, o gerador pode ou não perder o sincronismo com o sistema, tudo depende da trajetória da impedância. Ao testar o curto monofásico temporário de 5 segundos nos terminais do gerador, observou-se que houve oscilação de potência, mas não perda de sincronismo, o que portanto, não ocasionou atuação a função ANSI 78. Além do curto circuito, outras formas de oscilação de potência também foram simuladas, como a inserção de uma carga capacitiva no circuito da Figura 1.



Figura 11. Tensão e Corrente na perda de sincronismo com abertura dos disjuntores da máquina pelo relé.

Ao fechar os disjuntores da carga capacitiva, observa-se pelo Relatório Sequencial de Eventos (SER) do relé, Tabela 3, que o *blinder* externo atua, em seguida a função 50 de sobrecorrente instantânea (Função ajustada para que fosse observada a sua atuação pelo aumento da corrente causada pela inserção da carga capacitiva nos terminais do gerador), então, a impedância da máquina entra no círculo de diâmetro 78Z1 e logo sai. Ou seja, a potência varia, causando a variação de impedância, mas não completa a sequência de atuação do *trip* por *out of step* explicada em 4.2, conforme Figura 10.

Tabela 3. SER da inserção da carga capacitiva

	Tempo	ELEM.	Estado	
	20:22:21.086	78R1	Ativa	
	20:22:21.090	50P1T	Ativa	
	20:22:21.095	78Z1	Ativa	
	20:22:21.103	78Z1	Inativa	
	20:22:21.145	78R1	Inativa	
	20:22:21.182	50P1T	Inativa	
	20:22:21.404	78R1	Ativa	
	20:22:21.496	78R1	Inativa	
50P1 78Z 00S	T 1 T			
TRI	P			
	2	4	6 8 1 Tempo (c	LO iclos

Figura 12. Sobrecorrente e sequência de atuações do trip.

No entanto, se ocorrer um curto circuito durante a perda de excitação, a impedância vista nos terminais da máquina entra nos *blinders* e permanece na região MHO 78Z1, caracterizando uma oscilação de potência. Ao sair, essa impedância move-se no sentido do *blinder* oposto ao que entrou quando o curto temporário acaba, atuando, então, a função ANSI 78, já que a subexcitação foi mantida. Essa sequência de atuação pode ser verificada na Figura 12.

Nota-se um atraso de 0,5 ciclo entre a saída do MHO e a atuação da perda de sincronismo, fato que é justificado pela lógica utilizada na atuação do relé (SEL, 2015).

#### 4.3 Análise da resposta da função ANSI 24

A sobrexcitação do gerador síncrono pode ocasionar o aquecimento de seus enrolamentos e consequente danificação do isolamento da máquina. Isso porque, uma falha no retificador de frequência, que controla o acionamento do gerador, pode fazer com que a tensão de excitação seja grande o suficiente para que o fluxo magnético tenha altas magnitudes, resultando, assim, na saturação do núcleo. Como as perdas por Histerese e Foucault são proporcionais a B (Densidade do Campo magnético), suas magnitudes também serão, por consequência, elevadas.

Ao contrário do que acontece na subexcitação, Figura 2, ao aumentar o fluxo magnético, a velocidade do gerador diminui para compensar esse efeito. Em seguida, a rotação aumenta em decorrência do regulador de velocidade (IEEE *TYPE* 1) que o faz retornar para a sua condição nominal.



Figura 13. Curvas 0.5, 1.0 e 2.0 de tempo inverso plotadas no Excel.

A função ANSI 24, no relé sob teste, possui 3 tipos de curvas padrão de tempo inverso: 0,5, 1,0 e 2,0, conforme Figura 13. A atuação do relé dependerá do tipo de curva selecionada, pois para o mesmo nível de sobrexcitação, a função Volts/Hertz atua em diferentes tempos.

A Figura 14 mostra a tensão (secundário do TP) nos terminais da máquina antes da atuação do *trip* pela função Volts/Hertz com 24IC igual a 0,5 e tensão de excitação (EF) de 4 (p.u.). A tensão média durante o período em que a relação V/Hz é superior a 1,05 (p.u.) é de 122,3 (V), conforme destacado.

Analisando a equação da curva de tempo inverso (Gazen, 2015), para uma tensão de 122,3 (V) o tempo

mínimo de permanência nesse nível de sobrexcitação é de 0,86 (s), conforme curva plotada no Excel (Figura 15).



Figura 14. Tensão média nos terminais do gerador síncrono medida no secundário do TP.



Figura 15. Curva 0.5 de tempo inverso para EF=4.

A sequência de eventos registrados pelo SER, Tabela 4, mostra que o tempo de atuação do *trip* pela função 24 é de 0,845 (s), valor aproximado do encontrado na curva de tempo inverso padrão do relé sob teste (SEL, 2015).

Tabela 4. SER da Função ANSI 24, com 24IC em 0.5 e tensão de excitação em 400 (%)

Tempo	ELEM.	Estado
18:46:03.193	24C2	Ativo
18:46:03.193	24D1	Ativo
18:46:04.038	24C2T	Ativo
18:46:04.038	TRIP	Ativo
18:46:04.196	24D1T	Ativo

Dois níveis de sobrexcitação são mostrados na Tabela 5 por tipo de curva: 400 (%) e 700 (%) da tensão nominal de excitação. Quanto mais sobrexcitado (Coluna V/Hz), maior será a relação V/f. Como consequência, o núcleo da armadura do gerador síncrono entra em região de saturação, com isso, uma pequena alteração na tensão de armadura ocasionará em uma grande variação da corrente de excitação e mais rápida será a atuação do relé.

24IC	EF	t medido (s)	V/Hz (%)	V final (V)
2.0	4 p.u.	26,28	111,5	128,23
2.0	7 p.u.	5,17	119,6	137,54
1.0	4 p.u.	2,74	108,8	125,12
	7 p.u.	1,38	112,6	129,49
0.5	4 p.u.	0,84	106,4	122,36
	7 p.u.	0,57	108,3	124,55

Tabela 5. Tempo de atuação do relé para diferentes sobrexcitações nas três curvas padrão de tempo inverso.

A curva 2.0 do relé mostrado na Tabela 5 tem o maior tempo de atuação dos três casos para o mesmo nível de sobrexcitação. Essa diferença de tempo de atuação de acordo com o tipo de curva selecionado pode ser utilizada nos estudos de seletividade e coordenação. Para isso, ajusta-se o relé de retaguarda com uma curva de atuação mais lenta que o relé principal, pois caso o relé com a curva de atuação mais rápida falhe, o relé de back-up atuará.

# 5 Conclusão

Ao perder excitação, o gerador síncrono consome correntes reativas do sistema elétrico, acarretando no sobreaquecimento de seus enrolamentos, podendo, inclusive, perder sincronismo com o sistema e gerar sobrexcitação nas máquinas vizinhas. As funções de proteção ANSI 40, 78 e 24 atuam na mitigação dos efeitos dessas falhas, conforme abordadas no decorrer desse trabalho.

A função ANSI 40 atua em regiões diferentes para os diferentes níveis de subexcitação. Para perdas severas, como as perdas totais, a função atua em zona 1. Os níveis de correntes e potência reativa consumidas pela máquina síncrona, nesse caso, são maiores do que em subexcitações parciais, como testadas em 20 (%) e 60 (%) de perda de excitação. Em casos de perdas menos severas, a proteção atua em zona 2.

A função ANSI 78 atua na perda de sincronismo do gerador com o sistema. Ao perder o sincronismo, as correntes e tensões oscilam ocasionando a variação de torque da máquina, o que, por consequência, gera vibrações (mais frequente em máquinas de menor porte) que podem ser danosas ao gerador síncrono. Essa função também tem a capacidade de distinguir a perda de sincronismo e oscilação de potência pela trajetória da impedância vista nos terminais da máquina e pelo seu tempo de permanência entre os *blinders*. A eficácia dessa diferenciação de fenômenos foi comprovada nos testes com aplicação de curto circuito e inserção de carga capacitiva mostrando a não atuação da função de *out of step* por oscilação de potência.

A função ANSI 24 pode atuar em diferentes tempos de acordo com as curvas de tempo inverso. Como visto, ao selecionar a curva 0.5 o relé atua mais rápido do que na 2.0. E a diferença de tempo de atuação também está presente nos diferentes níveis de sobrexcitação, pois quanto mais excitados, mais rápido deve ser o *trip*, pois mais prejudiciais são à máquina e ao sistema.

# **Referências Bibliográficas**

ANEEL (2015). Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica. [online] Agência Nacional de Energia Elétrica. Available at: http://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica [Accessed 10 Feb. 2018].

B. F. Pinheiro, L. D. Silva, P. M. Silveira e A. L. M. Coelho. Simulação em Tempo Real para Avaliação da Proteção de Perda de Excitação e de Sincronismo de Geradores Síncronos, In: XII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission -CLAGTEE 2017, September 25, 2017 – Mar del Plata.

Gazen, Y. N. (2015). Proteção contra perda de excitação em geradores síncronos: uma nova proposta utilizando o método do cálculo contínuo da impedância aparente.

Anderson, P. M. (1998). Power system protection. Wiley.

Schweitzer Engineering Laboratories. (2015). SEL-300G Feeder Protection Relay Instruction Manual. Pullman - Washington, pp. 740.

Coelho, A. (2016). Um sistema de testes integrado de funções de proteção de geradores síncronos associadas com os limites de excitação de um novo modelo de sistema de excitação implementado para um ambiente de simulação digital em tempo real. Doutor. Universidade Federal de Itajubá.

Rocha, G., Lima, P., Mardegan, C. (2010). Proteção de Perda de Campo. [onilne] O Setor Elétrico. Available at: http://www.osetoreletrico.com.br/wpcontent/uploads/2014/06/ed-100\_Fasciculo\_Cap-V-Protecao-de-geradores.pdf [Accessed 15 Jan. 2018].

Bernardes, R. (2013). Sincronização Automática de Geradores. Campinas- SP.

Leal, M. G. (2013). Proteçao Contra Perda de Sincronismo Utilizando Sincrofasores-Aplicação no Sistema Acre-Rondônia. Doutora. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Dias, M. F., & Elkateb, M. M. (1992, September). Case study into loss-of-excitation relays during simultaneous faults. IEEE AFRICON'92 Proceedings., 3th ed, pp. 430-433.

Morais, A. P. D. (2008). Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos: uma contribuição utilizando a teoria dos conjuntos nebulosos. Doutor. Universidade Federal de Santa Maria.

Mason, C. R. (1949). A new loss-of-excitation relay for synchronous generators. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol.68, No.2, pp. 1240-1245.

Berdy, J. (1975). Loss of excitation protection for modern synchronous generators. IEEE Transactions on Power Apparatus and systems, Vol.94, No.5, pp.1457-1463.

Dehkordi, A. (2010). Testing a SEL-300G Generator Protection Relay Using RTDS. RTDS Technologies Inc.