

IMPLEMENTAÇÃO DE ESQUEMA DE PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO BASEADO NA ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA E TENSÃO DE GERADORES SÍNCRONOS EM SISTEMAS COM COMPENSAÇÃO DE REATIVOS

Raquel Gouvêa Resende¹ (IC), Aurélio Luiz Magalhães Coelho (PQ)¹

¹Universidade Federal de Itajubá

Palavras-chave: Gerador síncrono. Perda de excitação. SVC. Índice LOE.

Introdução

Este trabalho aborda a implementação de um esquema de proteção contra perda de excitação (ANSI 40), baseado na variação da potência reativa e da tensão de geradores síncronos em sistemas com compensação de reativo. O objetivo é propor e implementar um método alternativo de proteção, comparando seu desempenho com técnicas tradicionais, especialmente em sistemas com FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*). A relevância do estudo decorre da necessidade de maior segurança e eficiência, já que a crescente adoção de FACTS pode reduzir a eficácia dos métodos convencionais (NEVES; COELHO; FARIA, 2021). A metodologia utiliza o sistema IEEE 9 Barras modelado no *PSCAD*, com rotinas de análise no *MATLAB*, simulando perda de campo e oscilações de potência em diferentes condições para avaliar sensibilidade, seletividade e imunidade da proteção.

Metodologia

O estudo foi feito com sistema IEEE 9 Barras ilustrado na Figura 1. Todos os parâmetros do sistema, foram obtidos de Bérard (2017).

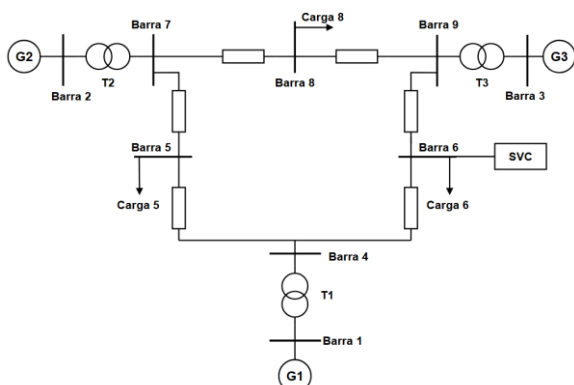


Figura 1 – Sistema IEEE 9 Barras

O gerador G1, responsável por cerca de 60% da carga total, foi selecionado para o estudo. Para avaliar o efeito

dos dispositivos FACTS, adicionou-se um SVC (*Static Var Compensator*) na barra 6. Os testes consideraram três condições de carregamento: leve (C1), médio (C2) e pesado (C3), conforme a Tabela 1 (RODRIGUES; COELHO, 2024).

Tabela 1 – Condições de carregamento do sistema

	Carga 5 [MVA]	Carga 6 [MVA]	Carga 8 [MVA]
Carregamento 1	125 + j50	90 + j30	100 + j30
Carregamento 2	175 + j70	140 + j50	155 + j55
Carregamento 3	225 + j70	190 + j50	200 + j55

As técnicas convencionais de detecção de perda de excitação em geradores síncronos baseiam-se na trajetória da impedância no plano R–X, calculada a partir das tensões e correntes terminais. A proteção ANSI 40 utiliza zonas do tipo MHO, definidas por parâmetros como X_d e X'_d , sendo a zona 1 de atuação instantânea e a zona 2 temporizada em 0,5 s. O método clássico de Berdy (1975), Figura 2(a), emprega duas zonas com offset negativo. Posteriormente, foi aprimorado, resultando na configuração mais utilizada atualmente: a proteção com offset positivo (IEEE, 2006), mais eficaz para perdas parciais de campo. Nesse arranjo, a zona 1 segue instantânea e a zona 2 temporizada em 0,5 s, com offset positivo e elemento direcional, como mostrado na Figura 2(b).

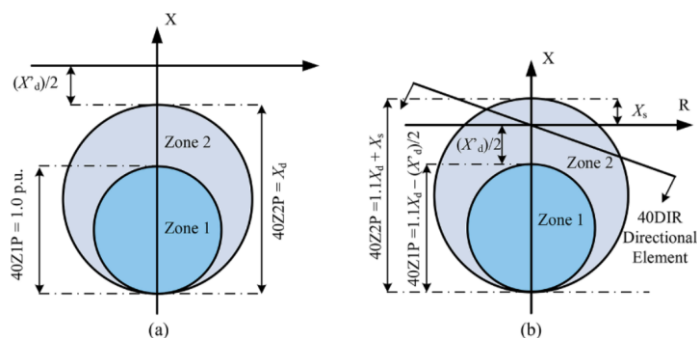


Figura 2 – (a) ANSI 40 com offset negativo, (b) ANSI 40 com offset positivo (Neves, Coelho e Faria (2021))

“Do conhecimento acadêmico à transformação sustentável: inovação com validação científica”

A metodologia proposta para a detecção da perda de excitação (LOE), baseada no artigo de Amini, Davarpanah e Sanaye-Pasand (2015), e adaptada ao sistema e à máquina desta pesquisa, utiliza a análise simultânea da tensão terminal eficaz (V_t) e da potência reativa de saída (Q).

O fluxograma da metodologia proposta é mostrado na Figura 3. Os resultados obtidos no *PSCAD* foram importados para o *MATLAB*, onde foram utilizados para a geração de gráficos e desenvolvimento do algoritmo. Segundo *IEEE Power System Relaying Committee* (2011), a tensão terminal de geradores síncronos deve permanecer dentro de $\pm 5\%$ do valor nominal, portanto, o algoritmo de detecção é iniciado quando a tensão terminal da máquina cai abaixo de 0,95 p.u.

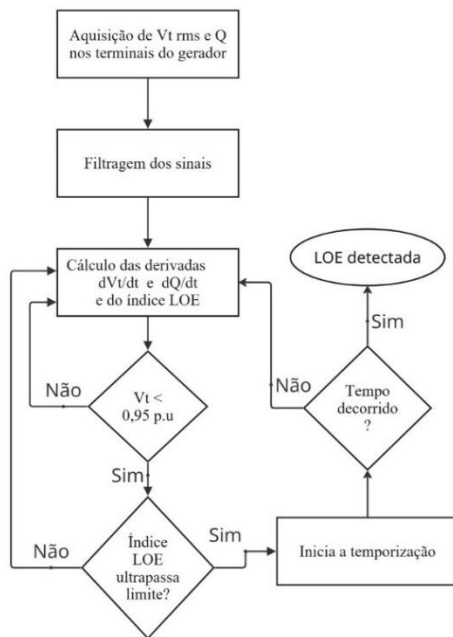


Figura 3 – Fluxograma do método proposto

Em um evento de LOE, a tensão terminal do gerador reduz-se gradualmente, apresentando derivada negativa (Figuras 4(a) e 4(b)). Paralelamente, nesse evento, o gerador passa a operar de forma semelhante a um gerador de indução, absorvendo potência reativa do sistema, resultando na diminuição da potência reativa de saída, também com derivada negativa (Figuras 4(c) e 4(d)). Assim, as derivadas de V_t e Q apresentam comportamento coincidente, e o índice correspondente evidencia o evento por meio de um pico positivo característico (Figura 4(e)).

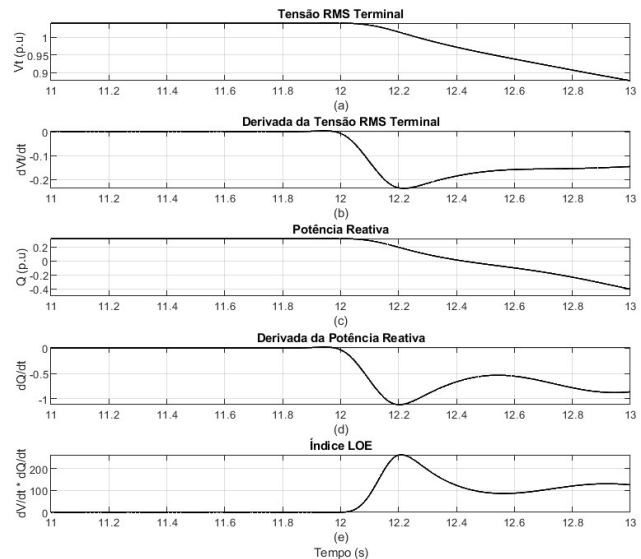


Figura 4 – Comportamento dos sinais em uma LOE e Índice LOE característico de uma perda de excitação

Em rejeições de carga, a tensão terminal se eleva e a potência reativa decresce, pois o gerador passa a absorver reativo da rede (IEEE, 2019). Nesse caso, a derivada da tensão é positiva e a da potência reativa negativa, gerando um índice de LOE com pico negativo, o que permite distinguir esse evento da perda de excitação. Situação semelhante ocorre em oscilações estáveis de potência (OEP), em que o índice de LOE também apresenta pico negativo devido à elevação da tensão e à redução do reativo. O método proposto define o índice LOE como o produto das derivadas da tensão terminal e da potência reativa. A perda de excitação é caracterizada quando esse índice ultrapassa um limite pré-estabelecido, com temporização para evitar disparos indevidos. Tanto o limite quanto a temporização foram definidos a partir de simulações de eventos de LOE e OEP. Os cenários de teste considerados incluem:

- Perda total de excitação para os carregamentos 1, 2 e 3, com e sem SVC;
- Desligamento da linha de transmissão entre as barras 4 e 5 no carregamento 3;
- Saída e entrada de grandes blocos de carga no carregamento 3, com e sem SVC;
- Curto-circuito trifásico na linha entre as barras 4 e 6, também no carregamento 3, com e sem SVC.

Para suavizar oscilações transitórias nas grandezas monitoradas, aplica-se um filtro passa-baixa *Butterworth* de 2ª ordem com frequência de corte em 5 Hz, por se tratar de fenômenos eletromecânicos de baixa frequência (0,1–2 Hz).

“Do conhecimento acadêmico à transformação sustentável: inovação com validação científica”

O valor limite do índice LOE foi definido a partir das simulações de perda de excitação, garantindo a detecção em todos os casos. Para melhor visualização, o índice foi ampliado por um fator de 1000. O menor pico registrado foi 133,84, referente à perda total de excitação no carregamento 1 com SVC, e o limite foi fixado em 100. A temporização foi determinada por simulações de rejeição de carga, oscilações estáveis de potência e curtos-circuitos, verificando se o índice ultrapassava o limite e por quanto tempo. Com base nessa análise, definiu-se a temporização em 0,4 s.

Resultados e discussão

Todos os eventos descritos na metodologia foram simulados com ocorrência em 12 s. A Figura 5 mostra o comportamento da tensão RMS terminal de G1 para uma perda total de excitação nos três carregamentos da Tabela 1, com e sem o SVC. A perda de excitação da máquina G1 foi representada por um sistema de controle da tensão de campo, no qual a referência é reduzida até zero. Observa-se que, como o esperado, após a LOE em 12 s, a tensão terminal decai em todos os casos simulados.

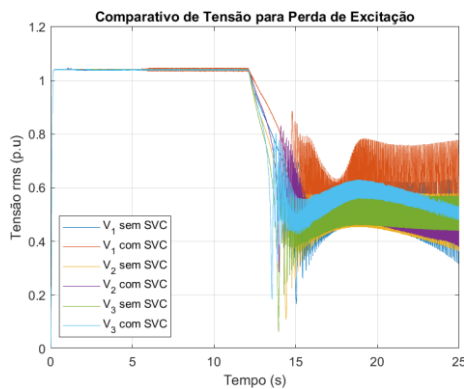


Figura 5 – Variação da tensão RMS terminal durante LOE total

A Figura 6 mostra a potência reativa do gerador antes e após a LOE. Após a perda de excitação, a potência reativa decai significativamente e assume valores negativos, pois o gerador passa a operar como assíncrono, consumindo reativo do sistema. Com o SVC, observa-se comportamento oscilatório mais intenso, já que o dispositivo continua injetando potência reativa para sustentar a tensão no barramento e a injeção de potência ativa do gerador. Entretanto, esse controle não se mantém, e a máquina perde a estabilidade poucos segundos depois.

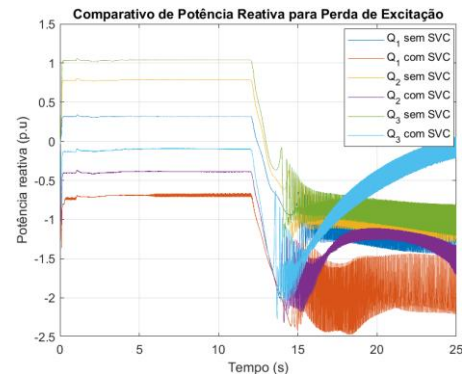


Figura 6 – Variação da potência reativa durante LOE total

A Figura 7 apresenta a trajetória da impedância para a proteção ANSI 40 com offset negativo. Em todos os carregamentos, a trajetória converge para a zona 1. Com o SVC, observa-se leve atraso nos carregamentos 1 e 2, em que a impedância ingressa na zona pelo quarto quadrante. Já nos cenários 2 e 3 sem SVC, a trajetória tende a circundar a zona de proteção.

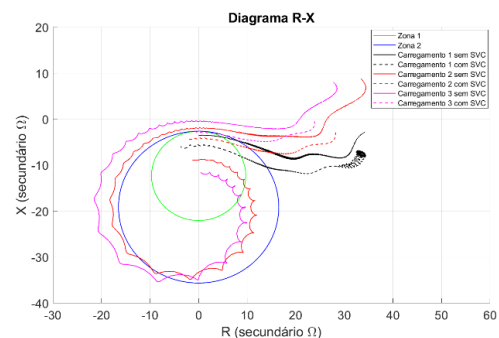


Figura 7 – Trajetória da impedância ANSI40 (offset negativo) na ocorrência de uma LOE

A Figura 8 mostra a proteção ANSI 40 com offset positivo nos mesmos cenários anteriores. Observa-se que, para os carregamentos simulados, essa configuração apresenta maior precisão, permitindo identificar a contingência mais rapidamente.

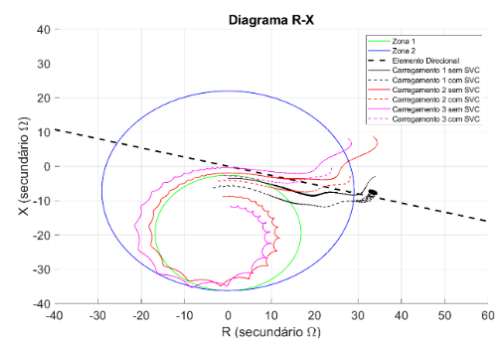


Figura 8 – Trajetória da impedância ANSI40 (offset positivo) na ocorrência de uma LOE

“Do conhecimento acadêmico à transformação sustentável: inovação com validação científica”

Para comparar o método proposto com os tradicionais, foram simulados os casos descritos na Metodologia, cujos tempos de atuação constam na Tabela 2. O método apresentou, na maioria das situações de LOE, tempos de atuação menores que os convencionais. A exceção ocorreu no carregamento 1 com SVC, em que o desempenho foi inferior ao método com offset positivo na zona 2. Para eventos que não caracterizam LOE, o método proposto mostrou ótimo desempenho, sem atuações indevidas.

Tabela 2 – Tempo de atuação de cada método

Evento	ANSI 40 Offset Positivo	ANSI 40 Offset Negativo	Método Proposto
	TRIP (s)	TRIP (s)	TRIP (s)
LOE C1 sem SVC	1,855	2,959	1,087
LOE C1 com SVC	0,994	2,503	2,413
LOE C2 sem SVC	2,517	2,580	0,848
LOE C2 com SVC	1,175	1,879	1,005
LOE C3 sem SVC	2,07	2,109	0,807
LOE C3 com SVC	1,365	1,499	0,897
OEP C3 sem SVC	Sem TRIP	Sem TRIP	Sem TRIP
OEP C3 com SVC	0,95	Sem TRIP	Sem TRIP
Desligamento da LT da barra 4 a barra 5 sob C3	Sem TRIP	Sem TRIP	Sem TRIP
Curto-circuito trifásico LT de 4 a 6 sob C3 sem SVC	Sem TRIP	Sem TRIP	Sem TRIP
Curto-circuito trifásico LT de 4 a 6 sob C3 com SVC	Sem TRIP	Sem TRIP	Sem TRIP

Conclusões

O estudo validou um esquema alternativo de proteção contra perda de excitação, baseado na variação da potência reativa e da tensão terminal do gerador. Testado no sistema IEEE 9 Barras, o método foi capaz de identificar corretamente os eventos de LOE em diferentes condições de carregamento, com e sem SVC, além de não atuar em situações que não correspondiam à perda de excitação. Os resultados mostraram tempos de atuação menores que os da proteção convencional ANSI 40 e seletividade adequada, sem disparos indevidos em outras perturbações. A única limitação observada foi no caso de carregamento leve com SVC, em que o método tradicional com offset positivo apresentou melhor desempenho.

Conclui-se que a técnica proposta é uma alternativa viável, e confiável para a proteção de geradores síncronos, contribuindo para aprimorar as estratégias de proteção em sistemas modernos.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à Unifei e ao programa PIBIC Unifei pelas bolsas concedidas durante a execução desta pesquisa.

Referências

AMINI, M.; DAVARPANA, M.; SANAYE-PASAND, M. A Novel Approach to Detect the Synchronous Generator Loss of Excitation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 3, p. 1429–1438, jun. 2015.

BÉRARD, J. **IEEE 9 Bus System Example**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://www2.kios.ucy.ac.cy/testsystems/wp-content/uploads/2020/03/IEEE9_model_documentation_R0.pdf>. Acesso em: 19 ago. 2025.

BERDY, J. Loss of excitation protection for modern synchronous generators. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 94, n. 5, p. 1457–1463, set. 1975.

IEEE. **Guide for test procedures for synchronous machines including acceptance and performance testing and parameter determination for dynamic analysis**. IEEE Std 115-2019. New York: IEEE, 2019.

IEEE. **Guide for AC Generator Protection**. IEEE Std C37.102-1995. New York: IEEE, 1996.

IEEE. **IEEE tutorial on the protection of synchronous generators**. 2. ed. New York: IEEE Power System Relaying Committee, 2011.

IEEE PES, **IEEE Guide for AC Generator Protection**. IEEE Std. C37. 102TM, 2006

NEVES, F. C.; COELHO, A. L. M.; FARIA, I. P. A testbed for assessing the impact of static var compensator on loss of excitation protection of synchronous generators. **Electric Power Systems Research**, v. 201, n. 0378-7796, p. 107496–107496, 1 dez. 2021.

RODRIGUES, H. DA S.; COELHO, A. L. M. Aplicação da Lógica Fuzzy na Proteção Contra Perda de Excitação em Geradores Síncronos Conectados a Linhas de Transmissão com SVCs. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 2022