

## Método para Detecção de Perda de Excitação, Curto-Circuito e Oscilações de Potência em Geradores Síncronos

Mateus C. Franco\*, Eduardo M. Dos Santos\*, Artur Henrique Rodrigues\*, Alex Itczak\*, Paulo R. F. Marques\*, Fábio K. Schons\*, Chrystian Dalla Lana da Silva\*, Cristiane Gomes Schmitt\*)

\*Universidade Federal do Pampa, Centro Tecnológico de Alegrete, Brasil (Tel: (55) 3421-8400; e-mails: [\\*mateusfranco1998@hotmail.com](mailto:mateusfranco1998@hotmail.com), [\\*eduardosantos@unipampa.edu.br](mailto:eduardosantos@unipampa.edu.br), [\\*artur.ar.10@gmail.com](mailto:artur.ar.10@gmail.com), [\\*alex.itczak@gmail.com](mailto:alex.itczak@gmail.com), [\\*prfmarques2@gmail.com](mailto:prfmarques2@gmail.com), [\\*fabioschons@hotmail.com](mailto:fabioschons@hotmail.com), [\\*chrystiansilva@unipampa.edu.br](mailto:chrystiansilva@unipampa.edu.br), [cristianeschmitt@gmail.com](mailto:cristianeschmitt@gmail.com))

**Abstract:** The present work is a presentation of a new technique to detect events of Loss of Excitation (LOE) in synchronous generators. Furthermore, such methodology is able to distinguish events of Stable Power Swings (SPS) and Short-Circuit (SHC) from the LOE. For This, the method presented here uses a transient detector, whose performance defines the departure of the event classification in LOE, SPS or SHC. This classification occurs based on the analysis of the difference functions for the voltage and current signals of one of the generator phases, as well as the verification of the existence of a unidirectional component in the current signal. This methodology was implemented in Matlab® and tested for current and voltage signals obtained from simulations of different cases of LOE, SPS and SHC performed in the DIGSilent® Software. The results shown show that the technique is promising, as it is easy to implement and has great robustness when performing the task of PE detection.

**Resumo:** O presente trabalho apresenta uma nova técnica para a detecção da Perda de Excitação (PE) em geradores síncronos. Além disso, tal metodologia é capaz de distinguir eventos de Oscilações Estáveis de Potência (OEP) e Curto-Circuito (CC) das referidas perdas de excitação. Para tal, o método aqui apresentado utiliza um detector de transitórios, cuja atuação define a partida da classificação do evento em PE, OEP ou CC. Tal classificação ocorre com base na análise das funções-diferença para os sinais de tensão e corrente de uma das fases do gerador, bem como pela verificação da existência de componente unidirecional no referido sinal de corrente. Essa metodologia foi implementada em Matlab® e testada para sinais de corrente e tensão obtidos a partir de simulações de diferentes casos de PE, OEP e CC realizadas no software DIGSilent®. Os resultados obtidos mostram que a técnica é promissora, por ser de fácil implementação e apresentar grande robustez ao desempenhar a tarefa de detecção das PEs.

**Keywords:** Short-Circuit; Synchronous Generator; Loss of Excitation; Power Swings; Difference Functions.

**Palavras-chaves:** Curto-Circuito; Gerador Síncrono; Perda de Excitação, Oscilações de Potência; Funções-Diferença.

### 1. INTRODUÇÃO

A Perda de Excitação (PE) leva os geradores síncronos a operar de forma anormal. Durante uma situação de perda de excitação, o gerador síncrono tem o acoplamento magnético entre rotor e estator reduzido, fazendo com que a máquina acelere. Conforme exposto por Anderson (1998), quando o sistema de excitação é perdido, o gerador passa a drenar grandes quantidades de energia reativa do Sistema Elétrico de Potência (SEP) ao qual está conectado. Como consequência disto, a tensão terminal da máquina é reduzida. A grande quantidade de reativos demandada pela máquina em falha, cria correntes da ordem de duas a quatro vezes a corrente nominal no estator e o rotor sofre com sobreaquecimento. Anderson (1998) acrescenta que o grau de aquecimento do rotor depende de vários fatores, tais como a carga inicial da máquina, as causas da perda de excitação e o tipo de conexão da máquina com o sistema elétrico.

Quando ocorre a PE nos geradores síncronos, percebe-se que a máquina passa a operar como um gerador de indução. De acordo com Reimert (2006), quando o sistema de excitação falha, a corrente do rotor decai a uma taxa definida pelo circuito de campo, sendo que a tensão interna do gerador também diminui na mesma taxa. Com isso, percebe-se que a potência reativa fornecida pela máquina também decresce. Reimert (2006) expõe que, se a máquina inicialmente opera fornecendo reativos ao sistema de potência, a potência reativa fornecida irá decrescer até ao ponto em que a máquina passa a absorver reativos da rede elétrica, de forma a substituir o sistema de excitação fornecido anteriormente pelo circuito de campo. Em situações de falha do sistema de excitação, a quantidade de reativos drenada pela máquina do sistema elétrico de potência pode ser tão grande a ponto de ultrapassar o limite de potência designado em sua curva de capacidade.

O evento de PE no gerador síncrono pode trazer sérias consequências. Sabe-se que os principais fatores que caracterizam a PE são: elevado consumo de energia reativa, aumento de corrente terminal, redução de tensão terminal e sobreaquecimento. Já os principais problemas que estes efeitos podem acarretar à máquina são: sobrecarregamento dos enrolamentos do estator, sobreaquecimento do rotor e extremidade do núcleo do estator, além da presença de torque pulsante.

A falha no sistema de excitação do gerador síncrono também pode trazer danos ao sistema elétrico de potência. Segundo Reimert (2006), a PE em um gerador síncrono de pequeno porte em um sistema elétrico de potência robusto trará mínimas complicações. Por outro lado, o mesmo autor expõe que, nas situações em que o sistema elétrico não é robusto o suficiente para atender a demanda de reativos provocada pela máquina em falha, poderá ocorrer uma interrupção generalizada do sistema. Nesta situação, em um primeiro instante, o sistema de excitação das máquinas vizinhas àquela em falha irá operar em máxima capacidade, de forma a suprir a demanda de reativos e manter os níveis de tensão da rede. A grande demanda de reativos pode sobrecarregar as linhas de transmissão do sistema elétrico e as proteções podem vir a atuar, desabilitando grandes áreas do SEP. Se o gerador em falha não for retirado, os limitadores de corrente de campo das unidades adjacentes serão temporizados, reduzindo a corrente nominal do circuito de campo. Assim, a produção de potência reativa diminui, levando a degradação da tensão da rede elétrica, o que provoca instabilidades e pode causar uma interrupção regional do sistema elétrico. Adicionalmente, se a perda de excitação persistir e o sinal de potência ativa for mantido, a máquina perde o sincronismo com a rede, sendo assim, se o sistema de excitação não for restabelecido em tempo, as proteções de sobrevelocidade da máquina também deverão atuar, retirando a máquina de operação, evitando possíveis danos permanentes ao gerador síncrono em falha.

Devido ao impacto da PE sobre o gerador síncrono e o sistema elétrico no qual a máquina se encontra, fez-se necessário o desenvolvimento de técnicas de proteção contra falha do sistema de excitação (ANSI 40). As principais técnicas contra PE têm como objetivo principal mitigar os impactos provocados por este evento, podendo até desconectar o gerador síncrono em condição de PE do sistema ao qual ele está conectado.

Inicialmente, a proteção dos geradores síncronos contra PE, por algum tempo, foi realizada através de relés de subtensão e subcorrente de campo. Entretanto, este modelo de proteção apresentava algumas dificuldades de ajuste. Quando as máquinas síncronas operavam subexcitadas em períodos de baixa demanda, os ajustes destes relés não conseguiam diferenciar a subexcitação proposital da máquina de eventos de perda de excitação, provocando desligamentos indevidos das unidades geradoras

Na tentativa de eliminar esses erros de atuação, novas técnicas foram propostas, dentre as quais destacam-se os métodos desenvolvidos por Mason (1949), Treimaine e Blackburn (1954) e Berdy (1975) que utilizavam relés de distância do tipo mho para detecção da PE. Entretanto,

percebeu-se ao longo dos anos que estes métodos, em algumas situações, poderiam vir a atuar de forma indevida para oscilações de potência do sistema elétrico, desligando geradores desnecessariamente. Sendo assim, ao longo dos anos, novas técnicas de proteção foram inseridas com a determinação de desenvolver métodos mais robustos, diminuindo atuações indevidas da proteção.

No final da década de 70, Lee et al. (1979) propôs um método de proteção contra PE, onde o relé proposto monitorava a tensão de campo e a tensão terminal do gerador. Quando a subtensão da máquina era percebida pelo relé, a primeira ação a ser tomada seria alterar o modo de operação do controle de excitação de automático para manual. Caso a modificação do sistema de excitação não extinguisse o problema de excitação dentro dos critérios de tempo definidos pela proteção, o passo subsequente seria a autorização do trip da unidade geradora. O método de Lee et al. (1979) obteve maior sucesso operando como complemento aos métodos de Mason (1949) e Berdy (1975), melhorando o desempenho destes.

Em um estudo de proteção contra PE em geradores síncronos operando de forma isolada, Pierre (1985) avaliou que, em situações onde não existe um sistema elétrico para suprir a demanda de reativos da máquina em falha, as proteções baseadas na impedância vista nos terminais do gerador podem enfrentar dificuldades na detecção da PE. Desta forma, o autor sugere um estudo mais detalhado para estas situações, apontando para uma proteção mais específica.

Sendo assim, nos anos subsequentes, com o avanço das tecnologias microprocessadas, foram desenvolvidas novas técnicas para proteção dos geradores síncronos contra PE, destacando-se os trabalhos de Sharaf e Lie (1994), Moore e Stangenberg (1998), Tambay e Paithankar (2005), Amini et al. (2014), Noroozi et al. (2018) e Hasani et al. (2019). Entre as principais diferenças de tais metodologias, encontram-se as limitações de suas aplicações e a complexidade computacional para implementação.

Devido a simplicidade dos ajustes, os métodos de Mason (1949) e Berdy (1975) são muito difundidos até mesmo nos dias atuais, mesmo com suas limitações em eventos de oscilações de potência. Com base nisso, o presente trabalho apresenta um novo método para detecção de eventos de PE em geradores síncronos. O método proposto, utiliza os sinais de corrente e tensão terminal do gerador síncrono para diagnosticar o problema de excitação, bem como eventos de oscilações de potência e curto-circuito. As Seções seguintes descrevem a técnica proposta.

## 2. METODOLOGIA

No método proposto, a busca pela PE se inicia a partir da detecção de transitório, feita através da análise das distâncias euclidianas entre pontos consecutivos do plano formado pelas amostras do sinal avaliado e seus respectivos valores da primeira função-diferença, conforme abordado por Dos Santos et al. (2013). Ressalta-se que, após a detecção do

transitório, passa-se às etapas subsequentes, que consistem em classificar o evento como PE, OEP ou CC. Os ajustes para detecção dos respectivos eventos foram dimensionados de forma empírica. As subseções seguintes explicam cada etapa da técnica proposta.

## 2.1 Detecção do Transitório

Como abordado por Oliveira (2015), para os sinais de tensão da rede trifásica, as primeiras funções-diferença para as fases A, B e C podem ser representadas por (1), (2) e (3), respectivamente.

$$\text{dell}_{V_a}(n) = V_a(n) - V_a(n-1) \quad (1)$$

$$\text{dell}_{V_b}(n) = V_b(n) - V_b(n-1) \quad (2)$$

$$\text{dell}_{V_c}(n) = V_c(n) - V_c(n-1) \quad (3)$$

Em (1), (2) e (3),  $n$  diz respeito às amostras atuais dos respectivos sinais de tensão de fase do gerador síncrono. O mesmo processo pode ser feito para as correntes das fases A, B e C. Quando as amostras do sinal de tensão são colocadas juntamente o respectivo valor de sua função-diferença como seus pares ordenados em um plano cartesiano de eixos  $\text{dell}_V \times V$ , os pontos aparecerão distribuídos em uma trajetória bem definida em torno da origem do sistema. Em uma situação normal de funcionamento, a distância euclidiana entre dois pontos consecutivos amostrados é relativamente pequena. Porém, na ocorrência de um transitório, essa trajetória sofre algumas alterações e a distância euclidiana entre dois pontos consecutivos é alterada, sofrendo um incremento. Assim, pode-se detectar a presença de um transitório nos sinais analisados através da comparação da distância euclidiana dos pares ordenados e um valor limítrofe, que representa o parâmetro de operação normal do sistema (Oliveira, 2015; Dos Santos et al., 2013).

As distâncias euclidianas entre dois pontos consecutivos em seus respectivos planos  $\text{dell}_{V_a} \times V_a$ ,  $\text{dell}_{V_b} \times V_b$  e  $\text{dell}_{V_c} \times V_c$  podem ser calculadas através de (4), (5) e (6), respectivamente.

$$\text{dist}_{V_a}(n) = \sqrt{[\text{dell}_{V_a}(n) - \text{dell}_{V_a}(n-1)]^2 + [V_a(n) - V_a(n-1)]^2} \quad (4)$$

$$\text{dist}_{V_b}(n) = \sqrt{[\text{dell}_{V_b}(n) - \text{dell}_{V_b}(n-1)]^2 + [V_b(n) - V_b(n-1)]^2} \quad (5)$$

$$\text{dist}_{V_c}(n) = \sqrt{[\text{dell}_{V_c}(n) - \text{dell}_{V_c}(n-1)]^2 + [V_c(n) - V_c(n-1)]^2} \quad (6)$$

Conforme exposto por Oliveira (2015), o valor limítrofe pode ser obtido e atualizado com base na estatística do histórico das respectivas distâncias. Portanto, quando estes valores limítrofes são ultrapassados, fica caracterizada a incidência de um evento na rede. Para cada fase do sistema analisado, atribui-se (7), (8) e (9), onde  $\mu$  e  $\sigma$  representam a média e o

desvio padrão da janela contendo  $N$  amostras dos valores de distância, respectivamente.

Neste estudo, foi considerado um número de amostras por ciclo igual a 96, representando uma frequência de amostragem de 5760 Hz. Sendo assim, para esta situação, tem-se que as respectivas janelas de dados da fase podem ser apresentadas conforme (10).

$$\text{Th}_A(n) = \mu[\text{janela}_A(n)] + 1,2 \times \sigma[\text{janela}_A(n)] \quad (7)$$

$$\text{Th}_B(n) = \mu[\text{janela}_B(n)] + 1,2 \times \sigma[\text{janela}_B(n)] \quad (8)$$

$$\text{Th}_C(n) = \mu[\text{janela}_C(n)] + 1,2 \times \sigma[\text{janela}_C(n)] \quad (9)$$

A janela de dados é atualizada a cada nova amostra de tensão, onde são calculados os novos valores de distância euclidiana que irão preencher uma nova posição na janela associada à respectiva fase amostrada. Conforme representado por Oliveira (2015), para cada nova amostra de tensão, é calculada a respectiva função-diferença do referido sinal e o valor de distância entre os pontos ( $\text{dell}_{V_a}(n), V_a(n)$ ) e ( $\text{dell}_{V_a}(n-1), V_a(n-1)$ ). Para cada nova amostra ( $n+1$ ), a janela de dados é atualizada, descartando-se o primeiro elemento da janela e deslocando os demais termos para a esquerda. O novo valor ( $n+1$ ) é colocado na última posição da janela, conforme exposto em (11).

$$\text{janela}_A(n) = [\text{dist}_{V_a}(n-95), \text{dist}_{V_a}(n-94), \dots, \text{dist}_{V_a}(n)] \quad (10)$$

$$\text{janela}_A(n+1) = [\text{dist}_{V_a}(n-94), \text{dist}_{V_a}(n-93), \dots, \text{dist}_{V_a}(n+1)] \quad (11)$$

Para as demais fases (B e C), os procedimentos são análogos ao da fase A. Portanto, a detecção do transitório ocorre quando pelo menos uma das condições expressas em (12), (13) ou (14) forem satisfeitas. Após a detecção do transitório, inicia-se o procedimento de classificação da causa do transitório.

$$\text{dist}_{V_a}(n) > \text{Th}_A(n) \quad (12)$$

$$\text{dist}_{V_b}(n) > \text{Th}_B(n) \quad (13)$$

$$\text{dist}_{V_c}(n) > \text{Th}_C(n) \quad (14)$$

## 2.2 Classificação do Curto-Circuito

Conforme exposto por Batistella (2018), a corrente de falta pode ser expressa pela combinação da componente periódica de regime, determinada pela fonte de tensão e por uma componente exponencial. Assim, a corrente de falta pode ser expressa por (15):

$$i(k) = A \cdot \cos\left(2\pi \cdot \frac{f}{f_{\text{samp}}} \cdot k + \varphi\right) + B \cdot e^{\lambda k} \quad (15)$$

Em (15), os termos  $k$  e  $f_{\text{samp}}$  denotam a amostra do sinal de corrente e frequência de amostragem, respectivamente. Já os parâmetros  $\lambda$ ,  $\varphi$ ,  $B$  e  $A$  são coeficientes a serem estimados pelo método. Ainda, o parâmetro  $f$  significa a frequência do sistema de potência. Segundo Bastistella (2018), o primeiro termo definido em (15) pode ser expresso conforme (16), expandindo o termo cosseno e utilizando a primeira ordem da Série de Taylor para a componente exponencial. Em (16),  $\omega$  denota a frequência angular resultante fração do arco para o qual o cosseno é calculado em (15).

$$i(k) = A \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega \cdot k) - A \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\omega \cdot k) + B + \lambda \cdot k \quad (16)$$

Assumindo que  $C_1 = A \cdot \cos(\varphi)$  e  $C_2 = A \cdot \sin(\varphi)$ , podemos reescrever conforme (17).

$$i(k) = C_1 \cdot \cos(\omega \cdot k) + C_2 \cdot \sin(\omega \cdot k) + B + \lambda \cdot k \quad (17)$$

A equação expressa em (17) também pode ser representada de forma matricial, conforme exposto em (18).

$$\begin{bmatrix} \cos(\omega \cdot k_1) & \sin(\omega \cdot k_1) & k_1 & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \cos[\omega \cdot (k_i + m_i)] & \sin[\omega \cdot (k_i + m_i)] & k_i + m_i & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ \lambda \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i(k_1) \\ \vdots \\ i(k_i + m_i) \end{bmatrix} \quad (18)$$

Através de (18) é possível obter (19), onde  $M$  é a matriz de senos e cossenos,  $P$  o vetor que contém os coeficientes não conhecidos e  $I$  que se trata do vetor com as amostras de corrente do sinal de entrada (Batistella, 2018).

$$M \cdot P = I \quad (19)$$

Sendo assim, os coeficientes desconhecidos, em  $P$ , podem ser determinados através da pseudo inversão de  $M$  multiplicada pelo vetor  $I$ , conforme (20).

$$P = (M^T \cdot M)^{-1} \cdot M^T \cdot I \quad (20)$$

Segundo Batistella (2018), após a determinação dos parâmetros desconhecidos, torna-se possível estimar a parcela da componente DC da corrente de curto-circuito a partir do termo exponencial em (15).

Após determinado a forma de estimar a componente DC ( $I_{DC}$ ), torna-se possível detectar os eventos de curto-circuito. O processo para detecção deste tipo de evento pode ser visto através do fluxograma apresentado na Fig. 1. Onde o parâmetro  $Th_1$  representa o valor limítrofe para comparação dos valores obtidos da função-diferença  $dell_{Va}$  o qual representa o maior valor do módulo de  $dell_{Va}$  do início da operação até o instante em que ocorre o transitório (ini), conforme (21).

Quando a magnitude de  $I_{DC}$  se torna maior do que 0,01 A e a função-diferença  $dell_{Va}$  torna-se inferior à  $0,5Th_1$ , o contador "CC" é incrementado. Quando CC torna-se maior ou igual à  $0,75N$ , tem-se a classificação do evento de curto-circuito. Além disso, conforme exposto no fluxograma, se as condições de  $I_{DC}$  e  $dell_{Va}$  não forem atendidas, o contador CC é reiniciado e assume valor zero.

$$Th_1 = \max(\text{abs}(dell_{Va}(1 : ini - 1, 1))) \quad (21)$$

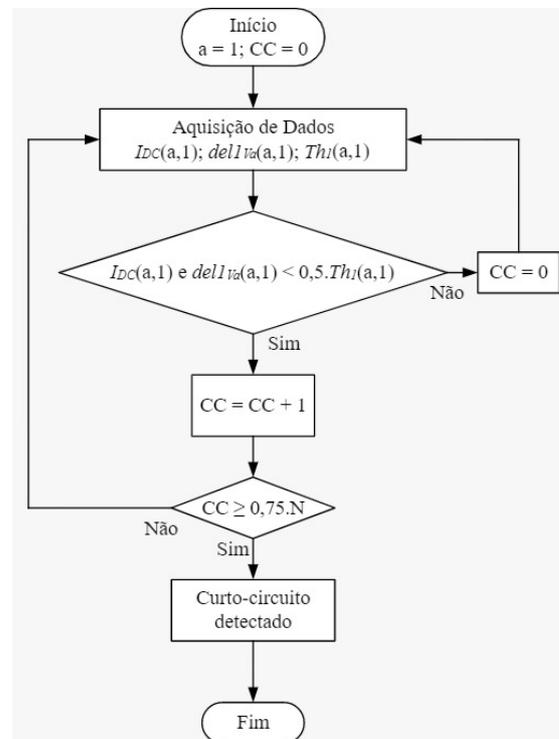


Fig. 1. Fluxograma do detector de Curto-Circuito

### 2.3 Classificação das Oscilações de Potência

Nesta proposta, após a detecção do transitório, a classificação de um evento de Oscilação de Potência é realizada através da comparação entre o módulo do sinal  $dell_{Ia}$  com um valor  $Th_2$ , dado por (22), o qual indica o valor máximo do módulo da função-diferença  $dell_{Ia}$  até o instante anterior à ocorrência do transitório. Para esta situação, foram atribuídos dois contadores, sendo estes denominados como  $Op_1$  e  $Op_2$ , onde o primeiro monitora variações do módulo de  $dell_{Ia}$  superiores a  $1,15Th_2$ , enquanto o segundo monitora quando o módulo de  $dell_{Ia}$  é inferior à  $1,15Th_2$ . A classificação deste transitório é

validada quando os contadores  $Op_1$  e  $Op_2$  são incrementados por 60 vezes em um intervalo de tempo inferior à 1 segundo. Caso esse intervalo de tempo seja superado, aos contadores são atribuídos valores zero e uma nova análise é encaminhada. Esse processo pode ser melhor visualizado no fluxograma da Fig. 2.

$$Th_2 = \max(\text{abs}(\text{del}1_{Ia}(1 : \text{ini} - 1, 1))) \quad (22)$$

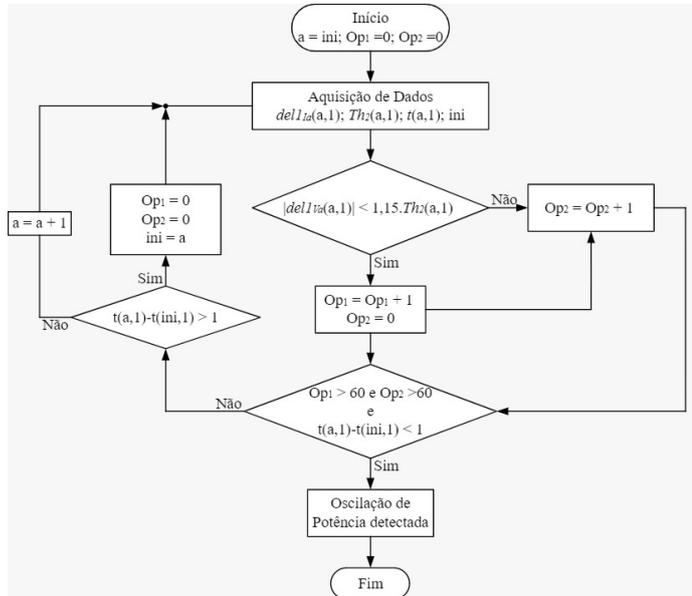


Fig. 2. Fluxograma do detector de Oscilações de Potência

#### 2.4 Classificação de Perda de Excitação

A classificação de um evento de PE aqui proposta é realizada através de análises das funções-diferenças  $\text{del}1_{Ia}$  e  $\text{del}1_{Va}$ , juntamente com os valores determinados para  $Th_1$  e  $Th_2$ . Como neste método são avaliadas as variações nos sinais de corrente e tensão do gerador síncrono, optou-se por verificar a existência da componente DC, conforme mencionado anteriormente, de forma a assegurar que as influências nos sinais de tensão e corrente medidos dos terminais do gerador tenham sido realmente provocados por falhas no sistema de excitação. Na Fig. 3, é ilustrado o fluxograma que representa a metodologia de detecção dos eventos de PE.

O método proposto avalia o pico do módulo das funções-diferenças  $\text{del}1_{Ia}$  e  $\text{del}1_{Va}$ . Quando o módulo de  $\text{del}1_{Ia}$  se torna maior do que  $1,15Th_2$  e o módulo de  $\text{del}1_{Va}$ , inferior à  $0,85Th_1$ , juntamente com um valor nulo de componente DC, tem-se a possibilidade da ocorrência de um evento de PE. Portanto, mediante a estas características um contador  $PE_1$  é acionado, sendo incrementado à cada amostra com as mesmas características. Se estas características perdurarem por até 15 vezes em um instante de tempo inferior à 0,5 segundo, o método aponta à ocorrência de um evento de PE. Caso o intervalo de tempo exceda o referido intervalo antes que  $PE_1$  seja maior ou igual a 15, o contador é zerado e uma nova análise é iniciada.

### 3. RESULTADOS

Os resultados desta metodologia foram construídos a partir do sistema teste exposto na Fig. 4. Os dados referentes aos elementos são apresentados no Apêndice A. O gerador utilizado neste trabalho foi uma máquina síncrona de 390MVA de polos salientes operando em 60 Hz. Os eventos de PE, Curto-Circuito e Oscilações de potência foram simulados no software DigSilent® e o dados foram processados no Matlab®. Todas as simulações tiveram duração total de 20 segundos, sendo que os eventos que provocaram o transitório ocorriam a partir de 2 segundos do início da simulação. A taxa de amostragem de dados utilizada neste trabalho foi de 96 amostras por ciclo.

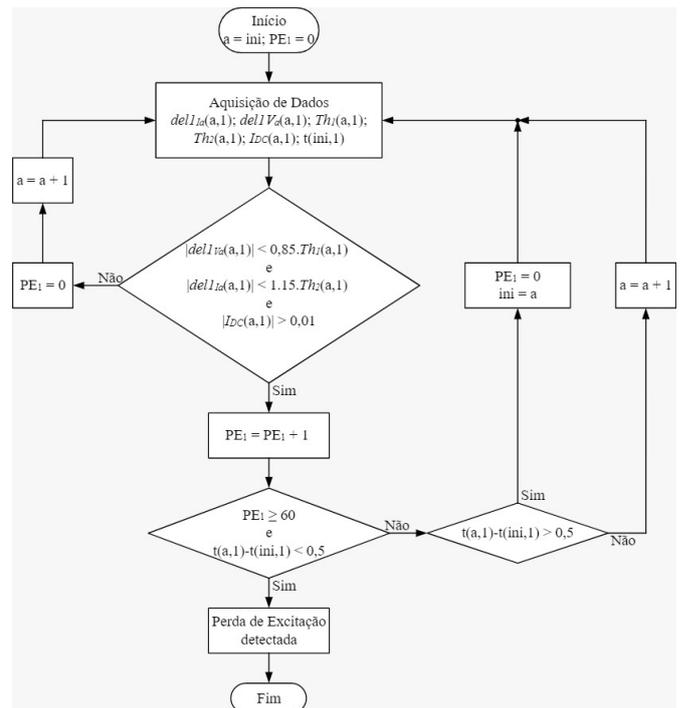


Fig. 3. Fluxograma do detector de Perda de Excitação

Os eventos de PE foram provocados por uma falha no sistema de excitação, onde a tensão de alimentação do mesmo era reduzida à zero. Já os eventos de Curto-Circuito e Oscilação de Potência foram realizados em uma mesma simulação. O evento de Curto-Circuito foi provocado por uma falta trifásica na LT1 à 10 metros da Barra B com duração de 150 ms. Os eventos de Oscilações de Potência foram provocados pela extinção do Curto-Circuito trifásico, ocorrendo após a retirada da falta trifásica na linha de transmissão LT1. Para todos os eventos, foram simulados 10 condições de carregamento do gerador síncrono. Neste artigo, os eventos de Curto-Circuito analisados foram apenas de faltas trifásicas.

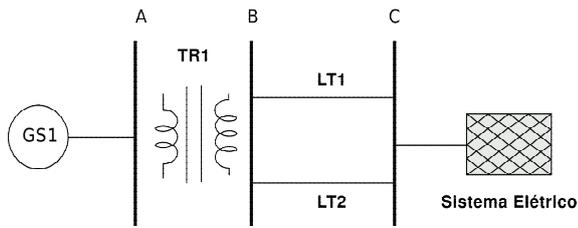


Fig 4. Sistema Teste

### 3.1 Perda de Excitação

O comportamento típico da metodologia para detecção dos eventos de PE pode ser observado na Fig. 5, onde é possível averiguar a interação entre as funções-diferenças  $\text{del}1_{va}$ ,  $\text{del}1_{ia}$  e os respectivos limites  $Th_1$  e  $Th_2$ . Na Tabela 1 é possível observar o desempenho do método para todos os 10 casos simulados.

Com base nos dados da Tabela 1, pode-se observar que, para todos os carregamentos simulados, a classificação da PE ocorre adequadamente, mostrando a robustez da técnica para a detecção desses eventos. Embora tenha detectado corretamente todos os casos de perda de excitação, é importante ressaltar que, para os casos 1 e 8, onde a máquina opera com baixa demanda de potência ativa e sob subexcitação, respectivamente, a técnica leva mais tempo para detectar a PE. Embora atue de forma mais lenta nesses casos, sua atuação não prejudicaria as ações operacionais de controle e proteção, salvaguardando o sistema de propagação dos efeitos da perda de excitação.

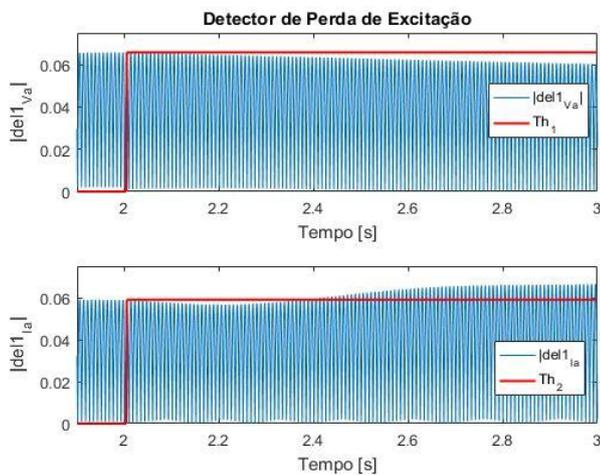


Fig. 5. Análise Método de detecção de Perda de Excitação

Caso	Carregamento (p.u.)	Primeiros Instantes de Detecção	
		Transitório	Perda de Excitação
1	$0,1 + j0,5$	2,0054s	5,3189s
2	$0,3 + j0,2$	2,0054s	3,4547s
3	$0,5 + j0,2$	2,0052s	3,9047s
4	$0,7 + j0,4$	2,0052s	3,9962s
5	$0,9 - j0,2$	2,0049s	3,7290s
6	$0,7 - j0,2$	2,0054s	3,7540s
7	$0,5 - j0,2$	2,0052s	3,3957s
8	$0,3 - j0,6$	2,0051s	7,1170s
9	$0,3 - j0,4$	2,0051s	3,2202s
10	$0,3 - j0,2$	2,0051s	2,7457s

Tabela 1. Desempenho do Método de detecção de Perda de Excitação

### 3.2 Curto-Circuito e Oscilações de Potência

Na Fig. 6 é possível observar o desempenho dos métodos de detecção dos eventos de Curto-Circuito e Oscilações de Potência. Na Fig. 6, tem-se a componente DC, o comportamento da função-diferença  $\text{del}1_{va}$  e do limite  $Th_1$ . Também, pode-se observar o comportamento da função-diferença  $\text{del}1_{ia}$  e o respectivo limite  $Th_2$ . Os resultados alcançados pelo método proposto pode ser observado na Tabela 2, onde pode-se verificar os instantes de detecção dos eventos para os 10 carregamentos utilizados, mostrando que o método atuou corretamente em todas as situações.

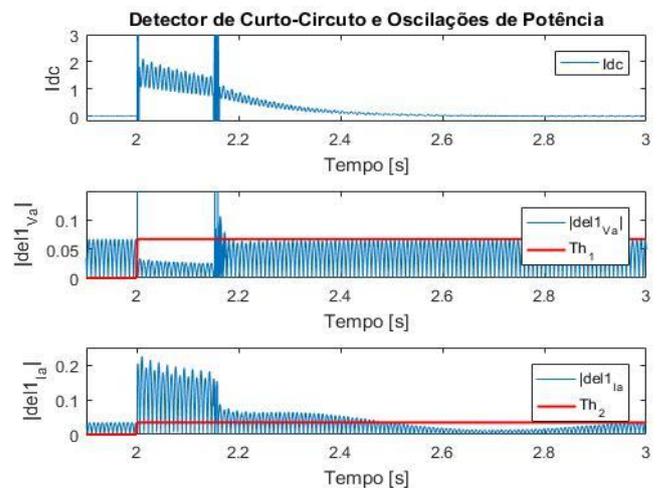


Fig 6. Análise dos Métodos de Detecção de Curto-Circuito e Oscilações de Potência

Caso	Carregamento (p.u.)	Primeiros Instantes de detecção		
		Transitorio	Curto-Circuito	Oscilações de Potência
1	0,1 + j0,5	2,0001s	2,016s	2,1623s
2	0,3 + j0,2	2,0001s	2,016s	2,2136s
3	0,5 + j0,2	2,0001s	2,016s	2,1753s
4	0,7 + j0,4	2,0001s	2,016s	2,4512s
5	0,9 - j0,2	2,0001s	2,0162s	2,5154s
6	0,7 - j0,2	2,0001s	2,0162s	2,5074s
7	0,5 - j0,2	2,0001s	2,016s	2,5403s
8	0,3 - j0,6	2,0001s	2,016s	2,4557s
9	0,3 - j0,4	2,0001s	2,016s	2,6721s
10	0,3 - j0,2	2,0001s	2,016s	2,6311s

Tabela 2. Desempenho dos Métodos de detecção de Curto-Circuito e Oscilações de Potência.

#### 4. CONCLUSÕES

O presente trabalho propõe uma nova técnica para detecção das perdas de excitação em geradores síncronos, a qual é capaz de distinguir também os eventos de curto-circuito e oscilação de potência. Os resultados alcançados demonstram que a técnica foi capaz de detectar de forma eficaz os transitórios e os eventos de curto-circuito trifásico, oscilações de potência e perdas de excitação em todos os casos analisados. Entretanto, deve-se destacar que a detecção de perda de excitação ocorre de forma mais lenta em situações em que a máquina opera com baixa demanda de energia ativa ou de forma subexcitada, drenando reativos da rede. Portanto, torna-se interessante a aplicação de novos testes e a comparação da metodologia junto a outros métodos propostos na literatura para comprovação de seu desempenho e possíveis aprimoramentos, como para os casos onde a PE ocorre durante uma oscilação de potência, que será tema dos estudos seguintes. Novos testes com diferentes situações de Curto-Circuito também será tema de estudos futuros, visando confirmar a robustez do método na detecção do respectivo evento e oscilações de potência. Por fim, destaca-se a possibilidade de atuação conjunta com os métodos de Mason (1949) e Berdy (1975), já que a técnica aqui apresentada mostrou-se capaz de detectar os eventos de oscilações de potência, podendo inibir atuações indevidas dos métodos clássicos de proteção contra perda de excitação do gerador síncrono.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA), ao Grupo de Energia e Sistemas Elétricos de Potência (GESEP) e a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS) pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho.

#### REFERÊNCIAS

AMINI, Mahdi; DAVARPANAH, Mahdi; SANAYE-PASAND, Majid. A novel approach to detect the synchronous generator loss of excitation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 3, p. 1429-1438, 2014.

ANDERSON, P. M. Power system protection. New Jersey, Piscataway: Ed. IEEE Press Power Engineering Series – McGraw-Hill, 1998.

Batistella, J. C. (2018). Uma nova proposta para a remoção da componente DC das correntes de falta usando mínimos quadrados e transformada discreta de Fourier.

Berdy, J. Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. n. 5, p.1457-1463, 1975. 94 v.

DOS SANTOS, E. M. et al. CT saturation detection based on the distance between consecutive points in the plans formed by the secondary current samples and their difference-functions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 1, p. 29-37, 2012.

HASANI, Abbas et al. A Current-based Differential Technique to Detect Loss of Field in Synchronous Generators. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2019.

Lee, D. C. Kundur, P.; Brown, R. D. (1979). A High Speed, Discriminating Generator Loss Of Excitation Protection. *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, nº.6. p. 1895-1899.

MASON, C. R. The Art and Science of Protective Relaying. New York: John Willey and Sons, 1956.

MOORE, P. J.; STANGENBERG, A. An investigation into the impedance characteristics of a synchronous generator under loss of excitation condition. In: Proceedings of EMPD'98. 1998 International Conference on Energy Management and Power Delivery (Cat. No. 98EX137). IEEE, 1998. p. 619-624.

MORAIS, Adriano Peres de; CARDOSO JR, Ghendy; MARIOTTO, Lenois. Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos. *Sba Controle & Automação*, Natal, v.20, n.4, p.526-545, Dec. 2009.

NOROOZI, Naser; ALINEJAD-BEROMI, Yousef; YAGHOBI, Hamid. Fast approach to detect generator loss of excitation based on reactive power variation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 13, n. 4, p. 453-460, 2018.

Oliveira, K. S. D. (2015). Proposição de uma nova técnica para detecção de oscilações estáveis de potência em SEP.

Pierre, C. R. ST., (1985). Loss-Of-Excitation Protection for Synchronous Generators on Isolated Systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol. IA-21. Nº 1. pp. 81-98

REIMERT, D. Protective relaying for power generator systems. Boca Raton: CRC Press, 2006. 561p.

SHARAF, A. M.; LIE, T. T. Neural network pattern classifications of transient stability and loss of excitation for synchronous generators. In: Proceedings of 1994 IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN'94). IEEE, 1994. p. 2916-2921.

Tambay, S. R. & Paithankar, Y. G. (2005). "A New Adaptive Loss of Excitation Relay Augmented by rate of Change of Reactance". In: *Power Engineering Society General Meeting -IEEE*. pp. 1831-1835. Vol. 2.

TREMAINE, R. L.; BLACKBURN, J. L. Loss of field protection for synchronous machines. *Electrical Engineering*, v. 73, n. 11, p. 1008-1008, 1954.

#### APENDICE A

Parâmetros do Gerador Síncrono			
S (MVA)	390	X0 (p.u.)	0.14
V (kV)	13.80	Xp (p.u.)	0.20
FP	0.96	T'd0 (s)	5.00
Xd (p.u.)	1.20	T''d0 (s)	0.10
X'd (p.u.)	0.27	T''q0 (s)	0.09
X''d (p.u.)	0.18	H (s)	5.50
Xq (p.u.)	0.70	PS-1.0 (p.u.)	0.08
X2 (p.u.)	0.21	PS-1.2 (p.u.)	0.35

Tabela 3. Parâmetros do Gerador Síncrono

Transformador	
S (MVA)	510
V (kV)	13.8/500
X (p.u.)	0.19
Linhas de Transmissão LT1 = LT2	
V(kV)	500
Z1,Z2 ( $\Omega$ /km)	0.017 + j0.266
Z0 ( $\Omega$ /km)	0.424 + j1.357
B1, B2 ( $\mu$ S/km)	5.097
B0 ( $\mu$ S/ km)	3.3097

Tabela 4. Dados do Transformador e Linhas de Transmissão