

Proteção de Geradores Baseada na Curva de Capabilidade Para Minimizar Estresse e Manter Estabilidade do Sistema de Potência

Matchyaraju Alla, Armando Guzmán, Dale Finney e Normann Fischer
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Apresentado na
RVP-AI 2019
Acapulco, Mexico
17–19 de julho de 2019

Anteriormente apresentado na
72nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, março de 2019
e no XIV Simposio Iberoamericano Sobre Proteccion de Sistemas
Electricos de Potencia, fevereiro de 2019

Originalmente apresentado na
45th Annual Western Protective Relay Conference, outubro de 2018

Traduzido para o português em outubro de 2019

Proteção de Geradores Baseada na Curva de Capabilidade Para Minimizar Estresse e Manter Estabilidade do Sistema de Potência

Matchyaraju Alla, Armando Guzmán, Dale Finney e Normann Fischer,
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Resumo—Perda de campo (LOF—loss of field) refere-se à excitação insuficiente para a operação adequada de geradores, fazendo com que operem fora da curva de capacidade (GCC—generator capability curve). A desconexão rápida de geradores durante esta condição minimiza o estresse para o gerador e mantém a estabilidade do sistema de potência. Este artigo apresenta detalhes de implementação de um esquema de proteção de gerador com características adaptadas à GCC da máquina. O esquema proposto fornece proteção aprimorada ao gerador e simplifica a coordenação dos elementos do esquema com o limitador de subexcitação do gerador (UEL—underexcitation limiter). O artigo usa eventos reais de campo para mostrar o desempenho do esquema proposto e de elementos tradicionais sob condições de LOF.

I. INTRODUÇÃO

Uma condição de perda de campo (LOF—loss of field) pode ocorrer devido a um curto-circuito ou circuito aberto no circuito de campo, uma falha de excitação, um erro de operação ou uma perda de serviços auxiliares. Uma condição de LOF pode ser parcial ou total. A resposta de um gerador às condições de LOF é frequentemente afetada pelo carregamento pré-falta do gerador e pelo vigor do sistema de potência. O potencial de danificar geradores e/ou de perder a estabilidade do sistema de potência depende muito desses fatores. Conseqüentemente, o projeto e a aplicação da proteção LOF são um dos aspectos mais desafiadores da proteção de geradores.

A. Efeito de uma Condição LOF em um Gerador Síncrono

A redução da corrente de campo enfraquece o acoplamento magnético entre o estator e o rotor e pode levar a uma perda de sincronismo. Se o gerador perder sincronismo, ele irá exceder a velocidade e operar de forma assíncrona. A carga pré-falta é um fator determinante no valor final do escorregamento. O escorregamento induz correntes prejudiciais nos enrolamentos amortecedores do rotor e no corpo do rotor. Ele também pode induzir uma alta tensão no enrolamento de campo para uma condição de campo aberto, o que poderia resultar em danos na isolação do enrolamento de campo. As turbinas que acionam geradores de rotor cilíndrico geralmente são muito sensíveis ao excesso de velocidade e podem ser danificadas rapidamente. Enquanto desliza os polos, um gerador pode absorver potência reativa igual ou maior que duas vezes a sua capacidade nominal (MVA). Este aumento na absorção de potência pode sobrecarregar rapidamente o estator.

A Fig. 1 mostra uma vista em corte de um gerador de rotor cilíndrico. Quando a corrente de campo diminui, os anéis de retenção do rotor que mantêm o enrolamento de campo mudam de um estado saturado para um estado não saturado. Como resultado, as relutâncias dos trechos entre o final do núcleo do estator e do rotor diminuem. Esta diminuição resulta em aumento da franja, fluxo axial entre as regiões do núcleo da extremidade do estator e os anéis de retenção do rotor [1].

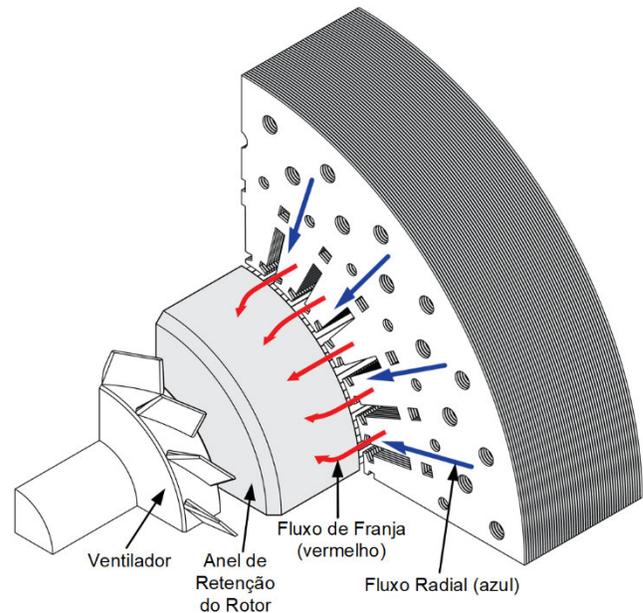


Fig. 1. Fluxo de franja (mostrado em vermelho) entre a região do núcleo da extremidade do estator e o anel de retenção aumenta quando o anel de retenção do rotor sai da saturação.

O fluxo de franja que liga o núcleo do estator gira na velocidade síncrona do gerador, mas é estacionário em relação ao rotor. Portanto, o fluxo de franja causa a circulação de correntes parasitas e perdas nas laminações do núcleo do estator; não há circulação de correntes parasitas nem perdas nos anéis de retenção do rotor. O núcleo do estator do gerador é projetado para transportar fluxo radial paralelo às laminações do núcleo do estator. Para reduzir as correntes parasitas no núcleo do estator, este é composto por finas chapas de aço silício laminado a frio e orientado por grãos. No entanto, quando os anéis de retenção do rotor saem da saturação, ocorre aumento do fluxo axial que flui entre as na extremidade do

núcleo do estator e os anéis de retenção do rotor. Este fluxo de franja nas regiões da extremidade do núcleo do estator flui perpendicularmente (axialmente) à laminação do estator. A área da laminação perpendicular ao fluxo axial torna-se grande, então as perdas por correntes parasitas serão muito maiores do que aquelas produzidas pelo fluxo radial que flui paralelamente às laminações do estator, como mostrado na Fig. 2.

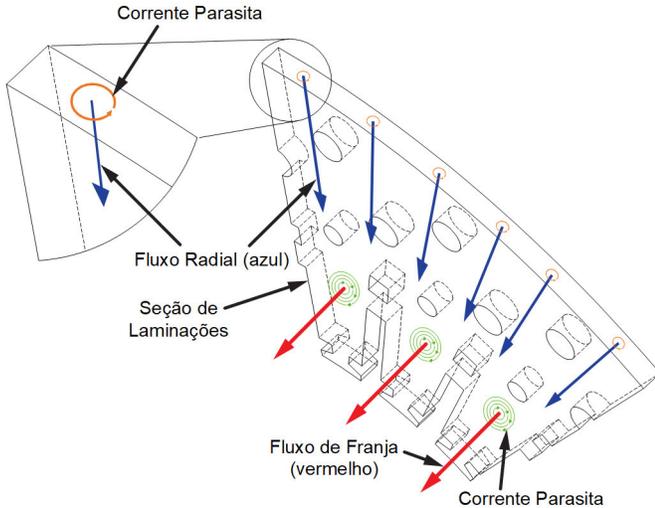


Fig. 2. Correntes parasitas causadas pelo fluxo axial que circula nas extremidades do núcleo do estator.

O calor gerado pelo fluxo axial é alto o suficiente para derreter a laminação do núcleo do estator em poucos minutos. A quantidade de potência reativa que um gerador síncrono de rotor cilíndrico pode absorver é determinada pelo calor que a região da extremidade do núcleo do estator pode dissipar antes de ser danificada. Portanto, o limite inferior de potência reativa da curva de capacidade do gerador (GCC—generator capability curve) para geradores síncronos de rotor cilíndrico é determinado pelo limite de aquecimento da extremidade do núcleo do estator (SECHL—stator end-core heating limit) e não pelo limite de aquecimento da corrente do estator. É importante notar que o fenômeno de aquecimento do núcleo descrito anteriormente não ocorre em geradores de polos salientes.

B. Efeito da LOF no Sistema de Potência

Como mencionado anteriormente, o gerador consome uma quantidade significativa de potência reativa para manter o campo magnético durante um evento de LOF. Este consumo de potência reativa pode comprometer a estabilidade do sistema de potência.

Uma perda de sincronismo pode causar grandes pulsações de tensão e corrente que podem comprometer ainda mais o sistema de potência e afetar negativamente a estabilidade.

II. CURVA DE CAPABILIDADE DE GERADORES

A GCC define os limites de operação de um gerador no plano P-Q, conforme mostrado na Fig. 3.

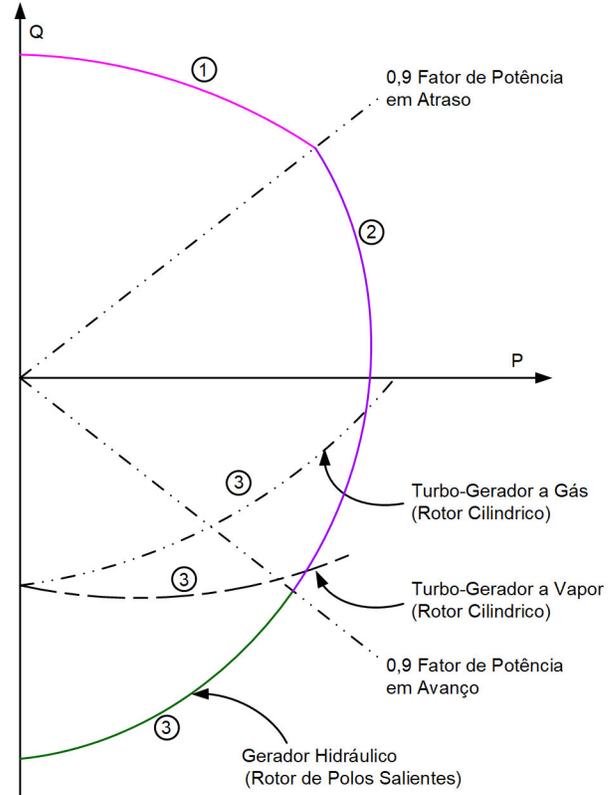


Fig. 3. GCCs para geradores de rotor cilíndrico e de polos salientes.

Os seguintes fatores determinam a GCC:

1. A corrente nominal (limite térmico) do enrolamento de campo impõe o limite para a capacidade de exportação de potência reativa do gerador (região GCC sobreexcitada, Segmento 1 da Fig. 3).
2. O limite térmico da corrente do enrolamento do estator impõe o limite de saída de potência ativa do gerador no fator de potência próximo da unidade (Segmento 2 na Fig. 3).
3. O tipo de gerador determina o limite da região subexcitada da GCC (Segmento 3 na Fig. 3):
 - a) O SECHL limita a importação de potência reativa para a maioria dos geradores de rotor cilíndrico.
 - b) A corrente nominal (limite térmico) dos enrolamentos do estator limitam a região subexcitada de geradores de polos salientes. Geradores de polos salientes com reatância síncrona de eixo direto, X_d , menor que 1,0 pu, possuem apenas dois limites (Segmentos 1 e 2 mostrados na Fig. 3). No entanto, o limite de estabilidade em estado permanente (SSSL—steady-state stability limit) é geralmente mais restritivo do que o limite térmico do enrolamento do estator do gerador e, portanto, normalmente define o limite de subexcitação do gerador.

A. Efeito da Pressão de Resfriamento e Tensão no Terminal na Curva de Capabilidade Dinâmica

1) Efeito da Pressão de Resfriamento na GCC

Geradores síncronos podem ter múltiplos valores nominais dependendo do seu resfriamento, como temperatura do refrigerante (por exemplo, ar ambiente) ou pressão do refrigerante (por exemplo, hidrogênio). Os fabricantes de geradores especificam a GCC com base na temperatura ou pressão de resfriamento normalmente acima e abaixo da temperatura ou pressão nominal do gerador, conforme mostrado na Fig. 4. Quanto maior a pressão de resfriamento, maior o alcance operacional do gerador e vice-versa.

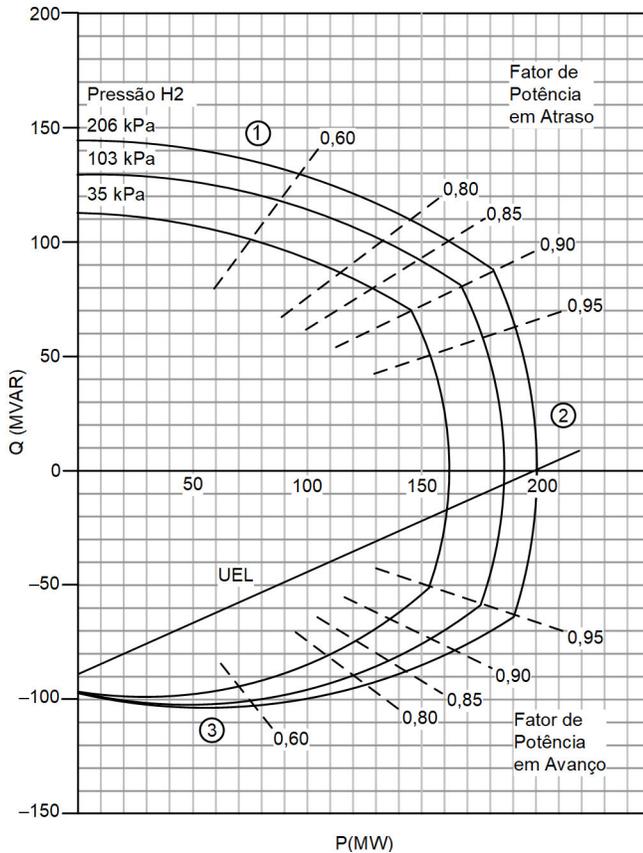


Fig. 4. GCC com valor nominal de 202 MVA, 15 kV, $\cos\phi$ 0,9, 3600 rpm, 60 Hz, gerador de turbina a vapor resfriado a hidrogênio para várias pressões de hidrogênio.

2) Efeito da Tensão do Terminal na Região Subexcitada do Gerador

Os geradores de concessionárias de energia na América do Norte são normalmente projetados de acordo com [2] e [3] para operarem em tensões entre 95 e 105 por cento da tensão de placa (tensão nominal). Este requisito está sujeito aos limites da capacidade de potência reativa e da elevação de temperatura permitida do gerador [4]. Para ilustrar o efeito da tensão no terminal (V_T) na região subexcitada do gerador, usamos um simplificado circuito equivalente em regime permanente de um gerador síncrono conectado a um sistema de potência mostrado na Fig. 5.

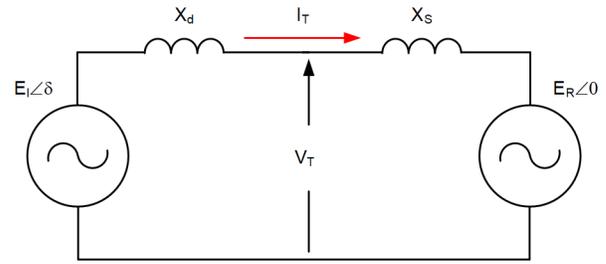


Fig. 5. Circuito equivalente simplificado de um gerador síncrono conectado a um sistema de potência.

A tensão interna (E_1) é a soma de V_T e a queda de tensão através X_d . E_1 é diretamente proporcional à corrente de campo (I_{FD}). Valores inferiores de I_{FD} traduz-se em aumento do aquecimento do núcleo.

Os fabricantes fornecem GCCs em $V_T = 1$ pu; usamos essas curvas, juntamente com a relação declarada no parágrafo anterior, para estimar a GCC em outras magnitudes de V_T . A Fig. 6 mostra um exemplo que usa a GCC da Fig. 4 e $X_d = 1,54$ pu para ilustrar a relação entre V_T e I_{FD} . Quando este gerador é carregado em excesso de 0,4 pu da sua capacidade nominal, a I_{FD} em $V_T = 1,05$ pu é ligeiramente menor do que quando opera em $V_T = 1,0$ pu.

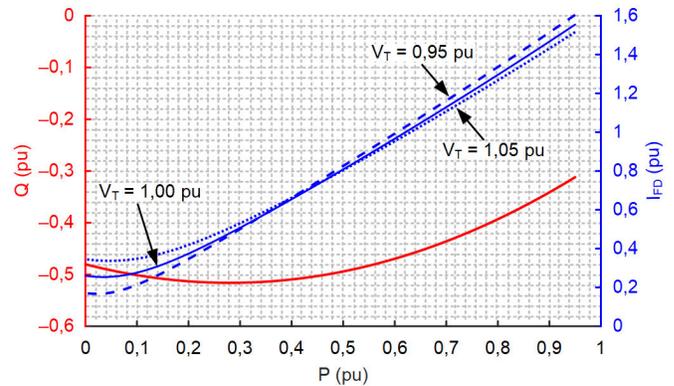


Fig. 6. As correntes de campo com tensão fora da nominal podem ser menores que as correntes em $V_T = 1,00$ pu para determinadas condições de carga.

Para geradores de rotor cilíndrico, a capacidade de absorção de potência reativa do gerador geralmente diminui com um aumento de V_T . As equações (1) e (2) são uma aproximação deste fenômeno [5], que é ilustrado na Fig. 7 [6].

$$\text{Center}(P, Q) = \left(0, \frac{k_1 \cdot V_T^2}{X_d} \right) \quad (1)$$

$$\text{Radius} = \frac{k_2 \cdot V_T}{X_d} \quad (2)$$

onde:

k_1 e k_2 são constantes térmicas, que variam entre geradores.

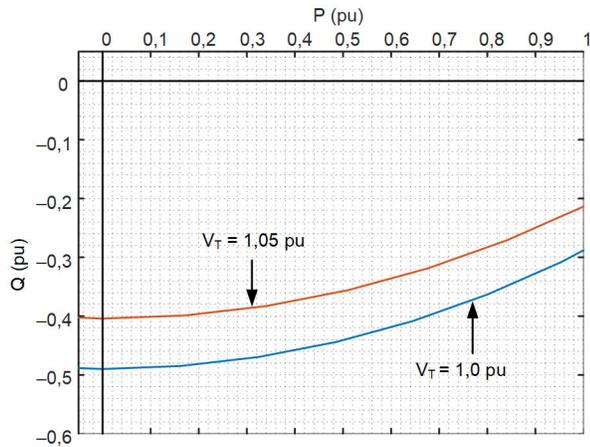


Fig. 7. Variação da capacidade de absorção de potência reativa com a tensão no terminal, V_T .

III. LIMITES DE ESTABILIDADE E UEL

Os limites de estabilidade são importantes porque um LOF geralmente resultará em perda de estabilidade. Esta seção discute por quê é necessário coordenar as características do limitador de subexcitação (UEL—underexcitation limiter) e SSSL com os elementos de proteção de LOF do gerador.

A. Limites de Estabilidade

Os geradores síncronos têm dois diferentes limites de estabilidade que dependem do modo de operação (manual ou automático) do regulador automático de tensão (AVR—automatic voltage regulator). O SSSL é o limite quando o AVR opera no modo manual. A estabilidade dinâmica é o limite quando o AVR opera no modo automático.

1) Limite de Estabilidade em Estado Permanente

O SSSL pode ser melhor entendido usando a equação simplificada de potência-ângulo aplicada a um gerador. Referindo à Fig. 5 e ignorando a saliência do rotor, podemos escrever a equação de potência-ângulo como (3).

$$P = \frac{|E_I| \cdot |E_R| \sin \delta}{X_d + X_S} \quad (3)$$

onde:

E_R é a tensão da fonte remota.

δ é o ângulo de carga.

X_S é a impedância do sistema de potência.

Quando o AVR está no modo manual, o E_I é fixo. Para um E_I constante, se P for aumentado, então δ deve aumentar para balancear (3), assumindo que E_R é constante. Em $\delta = 90^\circ$, o lado direito de (3) está no máximo. Um aumento adicional de potência resulta em uma perda de estabilidade no estado permanente. Note que o SSSL depende principalmente de X_d e X_S .

As equações para o SSSL são definidas no plano P-Q, como mostrado na Fig. 8 [6]. A característica do SSSL no plano P-Q varia com o quadrado de V_T . O gerador está conectado a um sistema de potência, no qual o X_S muda. Portanto, conforme mostrado na Fig. 8, a característica do SSSL muda com o vigor do sistema de potência (sistema forte). Note também que o

SSSL pode ser considerado o pior cenário possível, porque só se aplica se o AVR estiver no modo manual [7]. No entanto, um AVR com estabilizador de sistema de potência (PSS—power system stabilizer) melhora substancialmente os limites de estabilidade, como descreve a próxima subseção.

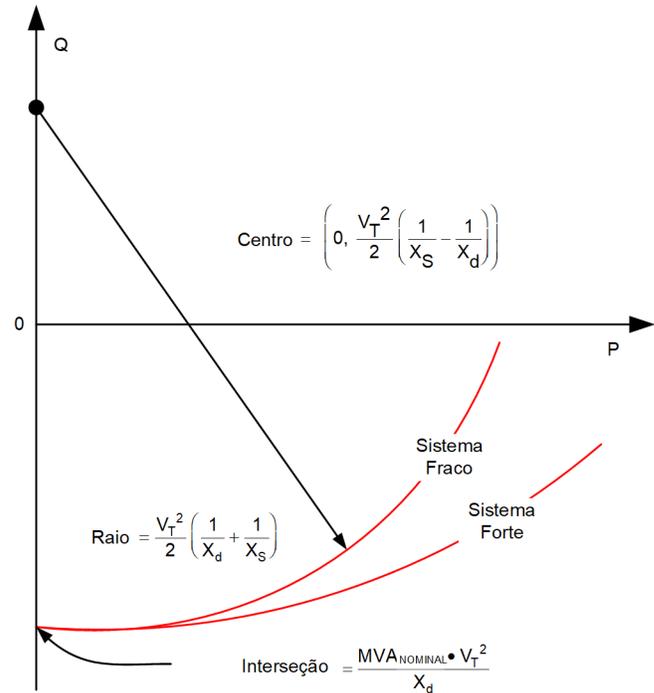


Fig. 8. Variação da característica do SSSL com o vigor do sistema de potência.

2) Limite de Estabilidade Dinâmica

Na subseção anterior, o gerador E_I era fixo porque o AVR estava no modo manual. DeMello e outros [8] desenvolveram um modelo de gerador linearizado para explicar as variações de E_I que ocorrem quando o AVR está no modo automático. De acordo com esse desenvolvimento, o torque elétrico é decomposto em dois componentes: um componente de sincronização que é proporcional a um desvio em δ e um componente de amortecimento que é proporcional a um desvio na velocidade.

Com um E_I constante, não há limite de torque de amortecimento; o torque de sincronização é o único limite.

Torque de sincronismo insuficiente resulta em uma perda de estabilidade de estado permanente, conforme descrito na subseção anterior. Torque de amortecimento insuficiente resulta em instabilidade dinâmica. Esta instabilidade pode ser caracterizada como uma oscilação crescente (não amortecida) ao longo do tempo.

Benmouyal [7] descreve um método que usa autovalores para caracterizar estabilidade dinâmica. Usando este método, é possível plotar limites de estabilidade dinâmica no plano P-Q para vários valores de ganho do AVR (K_e), conforme mostrado na Fig. 9. Após uma eliminação de falta externa, é necessário que a tensão de excitação fique a mais alta possível no menor tempo possível para que o campo do gerador possa contribuir positivamente para a estabilidade transitória do gerador. Tal contribuição é viável com excitatrizes de alta velocidade. Esta

condição implica que K_e deva ser o mais alto possível. No entanto, K_e elevado diminui o torque de amortecimento, fazendo com que o gerador sofra oscilações. Note que o limite dinâmico com alto K_e pode ser mais restritivo que o SSSL, conforme ilustrado na Fig. 9.

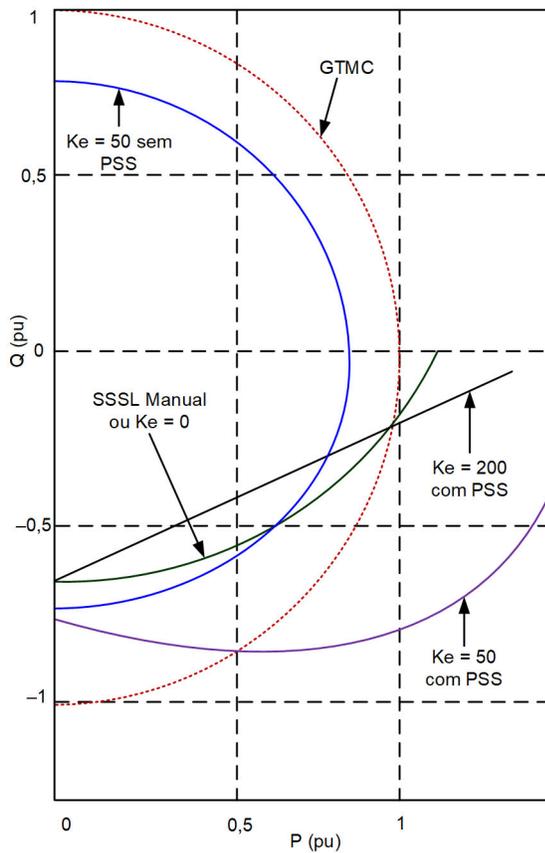


Fig. 9. Impacto do PSS no limite de estabilidade do gerador.

a) Impacto do AVR e do PSS na Estabilidade do Sistema

Para abordar a redução no torque de amortecimento, excitatrizes de alta velocidade são equipadas com PSSs. O efeito de um PSS é aumentar artificialmente o torque de amortecimento para melhorar o limite de estabilidade dinâmica. A Fig. 9 mostra a melhoria. Quando $K_e = 50$ (sem PSS), o limite de estabilidade dinâmica está dentro da curva de capacidade teórica máxima do gerador (GTMC—generator theoretical maximum capability), que é uma corrente de estator, um círculo com raio de 1 pu. Com a adição do PSS, o gerador pode ser operado em sua plena capacidade. Para este exemplo, K_e poderia ser ajustado para 200 ou valor superior sem comprometer a operação normal do gerador. As características mostradas na Fig. 9 fornecem uma visualização útil do comportamento do sistema de controle no plano P-Q, mas não substituem a necessidade de simulações dinâmicas para coordenar a proteção com a resposta do sistema de controle [9].

B. Limitador de Subexcitação

Os UELs foram introduzidas no final da década de 1940, quando a estabilidade de sistemas de potência tornou-se uma grande preocupação. Os UELs foram planejados para impedir a operação do gerador além do SSSL ou do SECHL. Portanto, a

característica de um UEL deve ser ajustada de acordo com o SSSL ou SECHL, o que for mais restritivo [10]. O impacto de V_T no ajuste do UEL depende do fabricante do AVR. Algumas características do UEL não são afetadas por mudanças na V_T , enquanto outras são uma função da V_T .

Se a SECHL é a curva mais restritiva, o ajuste do UEL pode ser definido para seguir essa característica com uma margem mínima (por exemplo, 5 a 10 por cento da capacidade nominal em MVA). Uma breve excursão além do limite pode ser permitida. Num caso improvável no qual o SSSL calculado seja usado como base para o ajuste do UEL, a margem pode não ser necessária devido ao método conservador usado para calcular esse limite [4]. O elemento de proteção LOF e as características do UEL devem ser coordenados para que o elemento LOF permita ao UEL tempo suficiente para responder a uma condição de subexcitação.

C. Redundância do AVR

Como discutido anteriormente, o sistema de excitação normalmente possui dois modos de operação: automático e manual. Uma falha do AVR ou de uma de suas entradas (uma falha de fusível de TP, por exemplo) geralmente faz com que o sistema de excitação entre no modo de falha e execute comando de *failover* mudando do modo automático para manual. Em operação automática, o SSSL não se aplica, mas, devido à possibilidade de *failover*, tem sido típico coordenar a característica do UEL com a característica do SSSL. Esta coordenação restringe a operação subexcitada do gerador, mesmo no modo automático. AVRs redundantes foram implementados recentemente em alguns geradores [6]. Devido à baixa probabilidade de ambos os AVRs falharem, o SSSL raramente poderá ser o limite operativo.

IV. CARACTERÍSTICAS DA GCC, DO UEL E DO SSSL NOS PLANOS P-Q, ADMITÂNCIA E IMPEDÂNCIA

Os dados do gerador e do AVR normalmente incluem as características da GCC e do UEL no plano P-Q e a característica do SSSL é representada no plano de impedância porque depende das impedâncias do gerador e do sistema de potência e é independente da variação de tensão. Essas características devem ser apresentadas em um plano comum ao definir ajustes e analisar o desempenho dos elementos de uma LOF. Através do uso de transformações adequadas entre os planos, podemos representar as características da GCC, do UEL e do SSSL simultaneamente nos planos P-Q, admitância ou impedância.

A. Plano P-Q

Para obter as características da GCC e do UEL em pu no plano P-Q, dividimos os valores que definem essas características pelo MVA nominal do gerador.

A Fig. 10a mostra as características da GCC e do UEL no plano P-Q em pu. Elas correspondem às características representadas na Fig. 4. A Fig. 10a também mostra a característica do SSSL que corresponde ao mesmo gerador que possui $X_d = 1,54$ pu e um sistema de potência com $X_s = 0,298$ pu. Observe que a região subexcitada está no lado esquerdo da Fig. 10a.

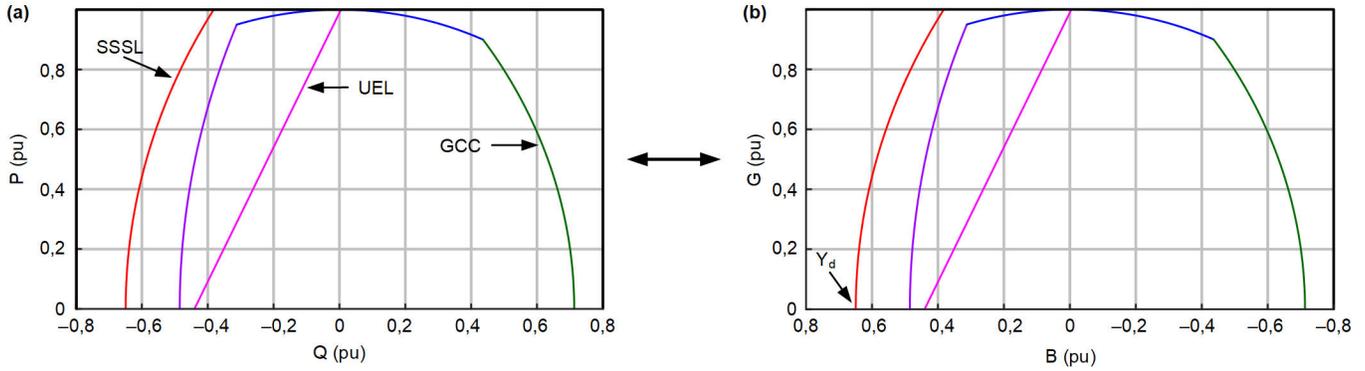


Fig. 10. Características em pu da GCC, do UEL e do SSSL no plano P-Q (a) e plano admitância (b).

B. Plano Admitância

Utilizamos as características do plano P-Q e (4) para obter as características correspondentes no plano de admitância em pu (Y).

$$Y = \frac{S^*}{V_T^2} \cdot Z_{BASE} = G + jB \quad (4)$$

onde:

V_T é a tensão no terminal em kV.

S é a potência complexa em MVA.

* indica conjugado complexo.

Z_{BASE} é a impedância base do gerador em ohms.

G é condutância em pu.

B é susceptância em pu.

A Fig. 10b mostra a representação do plano admitância das características representadas na Fig. 10a. Note que as características representadas no plano P-Q em pu têm a mesma forma e formato do que as características representadas no plano admitância em pu. Na Fig. 10b, os valores de B aumentam para a esquerda do eixo horizontal. O valor em pu da admitância síncrona de eixo direto $Y_d = 1/X_d = 0,65$ pu, como a Fig. 10b ilustra.

C. Plano de Impedância

Usamos as características do plano P-Q em MVAs e (5) para obter as características correspondentes no plano impedância em pu.

$$Z = \frac{V_T^2}{S^* \cdot Z_{BASE}} = R + jX \quad (5)$$

onde:

R é resistência em pu.

X é reatância em pu.

A característica do SSSL no plano impedância para um sistema ideal sem perdas com um gerador conectado a um sistema de potência é um círculo descrito por (6).

$$Z_{SSSL}(\alpha) = \left(\frac{1}{X_d} + \frac{1}{X_s} \right) \cdot e^{j\alpha} + j \left(\frac{1}{X_d} - \frac{1}{X_s} \right) \quad (6)$$

A Fig. 11 mostra a representação no plano impedância das características representadas na Fig. 10a e Fig. 10b.

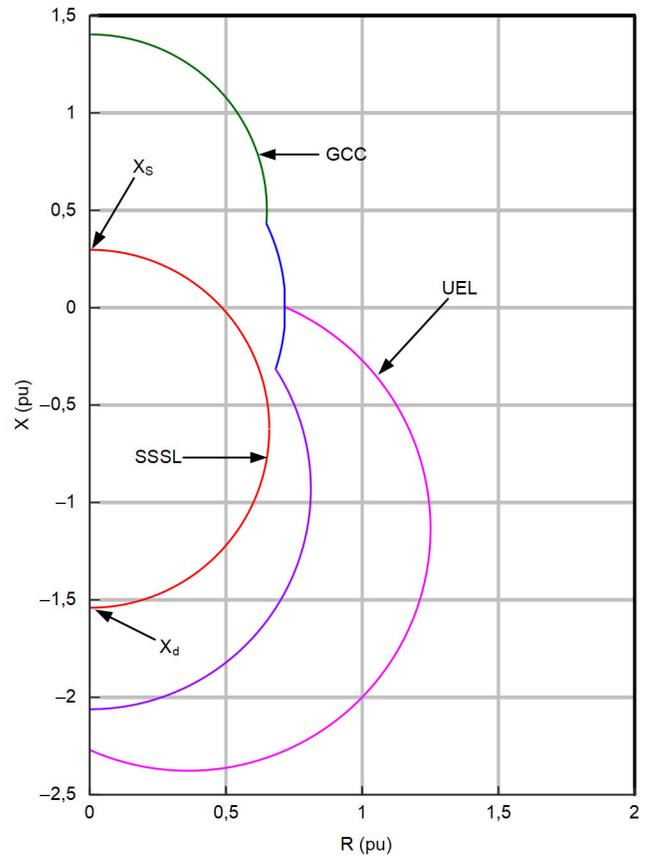


Fig. 11. Características da GCC, do UEL e do SSSL no plano de impedância em pu que correspondem às características mostradas na Fig. 10a e Fig. 10b.

V. PRÁTICAS USUAIS DE PROTEÇÃO CONTRA LOF

A. Proteção Contra Perda de Campo Baseada na Impedância

A proteção baseada em impedância é um dos primeiros métodos aplicados para detecção de LOF [11]. Os elementos LOF baseados em impedância respondem à impedância aparente, Z_{APP} . Antes de uma condição LOF, a Z_{APP} voltada em direção ao gerador é definida pelo carregamento do gerador. Da Fig. 5, é evidente que a Z_{APP} fica aproximadamente igual a X_d para uma condição total de LOF ($E_1 = 0$). Se o gerador perde sincronismo durante um evento de LOF, a velocidade do rotor do gerador aumenta e o Z_{APP} aproxima-se da reatância

transitória de eixo direto, X'_d . Para geradores de polos salientes, como os polos da máquina escorregam, a Z_{APP} da máquina varia entre X_d e a reatância síncrona do eixo em quadratura, X_q , se o escorregamento é baixo, e entre X'_d e a reatância transitória do eixo em quadratura X'_q se o escorregamento é alto.

A correlação entre o Z_{APP} e a impedância do gerador para um evento de LOF motivou o projeto dos primeiros esquemas LOF que usavam um único relé com uma característica tipo *mho-offset* para circundar tanto X_d como X'_d . Com o passar do tempo, conforme os projetos de geradores melhoraram, os valores de X_d aumentaram para 1,5–2,22 pu. O aumento resultante no diâmetro exigido da característica *mho* criou a preocupação de que poderia invadir a região subexcitada da GCC. Isto levou ao desenvolvimento dos esquemas de impedância de zona dual [12].

A Fig. 12 apresenta os dois esquemas incluídos em [13]. Para cada método, a Fig. 12 mostra as diretrizes básicas para ajustes do deslocamento e diâmetros da impedância. Observe que essas diretrizes atendem aos critérios de circundar X_d e X'_d . O padrão IEEE C37.102 [13] fornece as seguintes diretrizes de ajustes.

1) Esquema 1

O elemento de Zona 1 (Z1) destina-se a fornecer rápido disparo para um LOF em carga pesada. O retardo da Zona 1 é ajustado em vários ciclos (por exemplo, seis ciclos [14]). A cobertura reduzida desta zona oferece segurança para oscilações estáveis. A Zona 2 (Z2) destina-se a detectar um LOF em condição de carga leve. A maior cobertura para esta zona torna-a mais suscetível a oscilações de potência, de modo que uma temporização pode ser normalmente definida entre 30 a 45 ciclos.

2) Esquema 2

O elemento de Zona 1 também é destinado a fornecer rápido disparo para um LOF em condição de carga pesada. A temporização da Zona 1 é normalmente definida em 15 ciclos. A Zona 2 inclui um elemento de impedância, um elemento direcional e um elemento de subtensão [15]. X_S é definida como a impedância do transformador elevador do gerador (GSU—generator step-up transformer) mais a impedância

equivalente do sistema de potência com a fonte mais forte fora de serviço e determina o alcance direto (olhando para a frente). O elemento de Zona 2 tem uma temporização na faixa entre 10 a 60 s. O disparo da Zona 2 é acelerado de 12 a 18 ciclos se o elemento de subtensão for ativado. O pickup do elemento de subtensão é tipicamente ajustado entre 0,8 a 0,87 pu.

B. Proteção Contra Perda de Campo Baseada na Admitância

Como no caso da proteção LOF baseada em impedância, a proteção baseada na admitância tem sido aplicada há décadas. Os sinais de operação dos dois métodos estão intimamente relacionados; admitância é o inverso da impedância.

Como discutimos na Seção IV, a representação da GCC no plano de admitância preserva a forma da GCC durante o mapeamento da GCC do plano P-Q para o plano de admitância. A Fig. 10 ilustra essa relação.

Tradicionalmente, as características de operação dos elementos de admitância LOF são compostas por linhas retas no plano de admitância. Cada característica pode ser definida por um valor de susceptância e uma inclinação. O esquema de admitância possui duas zonas. A Zona 1 destina-se a coordenar com o limite teórico de estabilidade dinâmica (TDSL—theoretical dynamic stability limit). Esse limite é derivado de uma solução dos dois eixos, modelo de gerador síncrono no estado transitório [16]. O TDSL está relacionado ao conceito de estabilidade dinâmica descrito na Seção III, mas não considera o comportamento dos controles do gerador. Como mostrado na Fig. 13, o TDSL é originado no eixo B em $1/X_q$ e é assintótico para $1/X'_d$. As diretrizes básicas de ajustes exigem um ajuste para B de $2/X_d$ e uma inclinação de 110° com uma temporização de menos de 0,3 s.

A Zona 2 é destinada a coordenar com o limite teórico de estabilidade em estado permanente TSSL (TSSL—theoretical steady-state stability limit), TSSL = SSSL quando $X_S = 0$. Para geradores de rotor cilíndrico, este limite é uma linha vertical em $1/X_d$. Para geradores de polos salientes, este limite origina-se no eixo B em $1/X_q$ e é assintótico para $1/X_d$ [17]. A Zona 2 é composta por duas características. Para geradores de rotor cilíndrico, as diretrizes básicas de ajustes requerem que a

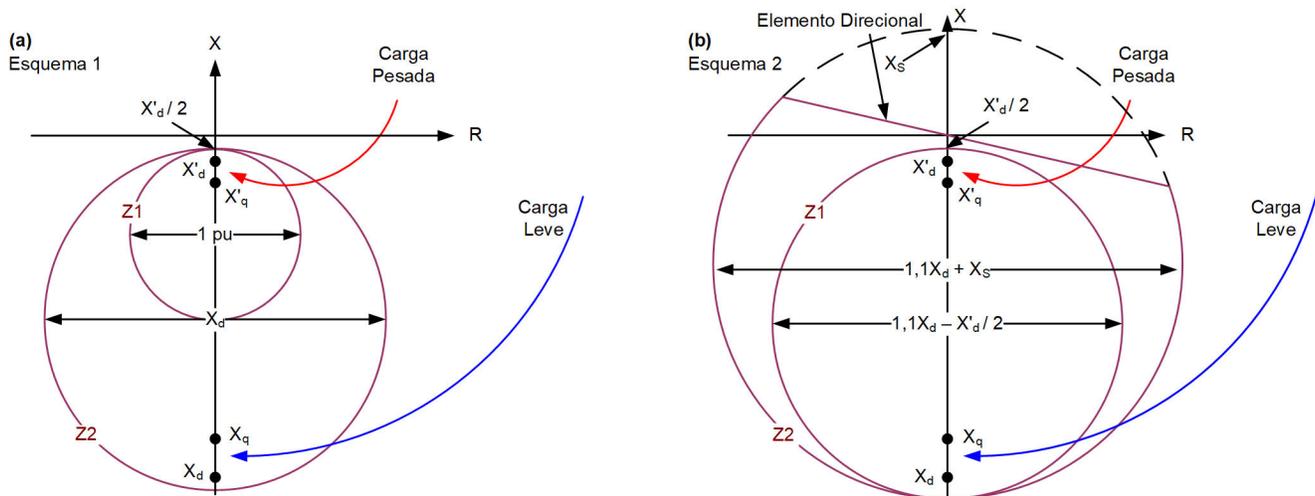


Fig. 12. Características de proteção de LOF baseadas em impedância, Esquema 1 (a) e Esquema 2 (b).

primeira característica tenha um ajuste B de $1/X_d$ e uma inclinação de 80° e a segunda característica tenha um ajuste B de $0,9/X_d$ e uma inclinação de 90° . Para os geradores de polos salientes, as diretrizes básicas de ajustes requerem que a primeira característica tenha uma configuração B de $1/X_d$ e uma inclinação de 100° e a segunda característica tenha um ajuste B de $1/X_d + (1/X_q - 1/X_d)/2$ e uma inclinação de 90° . A temporização é ajustada para aproximadamente 10s, mas o disparo é acelerado para 0,5 a 1,5 s para qualquer detecção de baixa tensão de campo [16].

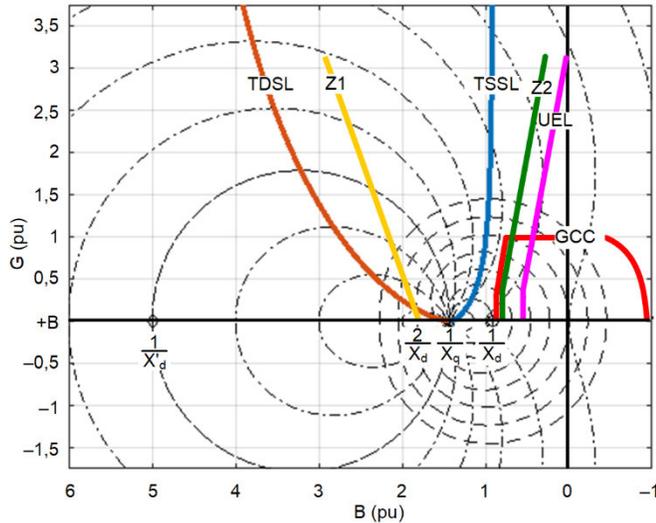


Fig. 13. Coordenação do esquema de proteção por admitância com TSSL para um gerador de polos salientes.

Na Fig. 13, Z1 e Z2 são plotados para $X_d = 1,1$, $X_q = 0,7$ e $X'_d = 0,2$. As linhas tracejadas são soluções para as equações de gerador síncrono geral no estado síncrono para a constante IFD [17]. O TSSL conecta o máximo dessas linhas. As linhas pontilhadas são soluções para as equações do gerador síncrono geral no estado transitório (X_d é substituído por X'_d) para IFD constante. O TDSL conecta o máximo dessas linhas.

Na Fig. 14, comparamos a cobertura dos esquemas de impedância e admitância para um gerador de rotor cilíndrico com $X'_d = 0,25$ pu, $X_d = 1,8$ pu e $X_s = 0,15$ pu. Para uma condição total de LOF, a Z_{APP} termina entre X_d e X'_d e todos os esquemas LOF operam.

A cobertura de cada esquema difere de alguma forma da cobertura que os outros esquemas fornecem. Por exemplo, a Zona 1 do esquema de impedância 2 (IMP Z1) na Fig. 14 fornece mais cobertura do que a Zona 1 do esquema de admitância (ADM Z1), mas poderia ser mais suscetível a operações incorretas durante oscilações de potência estáveis. É importante lembrar que o comportamento dinâmico de cada elemento é também uma função dos elementos de supervisão e temporizações.

Os gráficos mostrados na Fig. 14 consideram apenas as diretrizes básicas de ajustes. Ajustes detalhados vão além do critério de circundar X_d e X'_d . A norma IEEE C37.102 [13] requer coordenação entre o esquema LOF com as características do SSSL, da GCC e do UEL. Para os esquemas por impedância, a coordenação implica no mapeamento dessas curvas do plano P-Q para o plano de impedância. Observe que,

para o Esquema 2, os ajustes básicos de alcance direto e reverso da Zona 2 garantem que este elemento coordene com a característica do SSSL, que também é uma função de X_d e X_s . Da mesma forma, as diretrizes básicas de ajustes para o esquema por admitância garantem a coordenação com os limites teóricos de estabilidade.

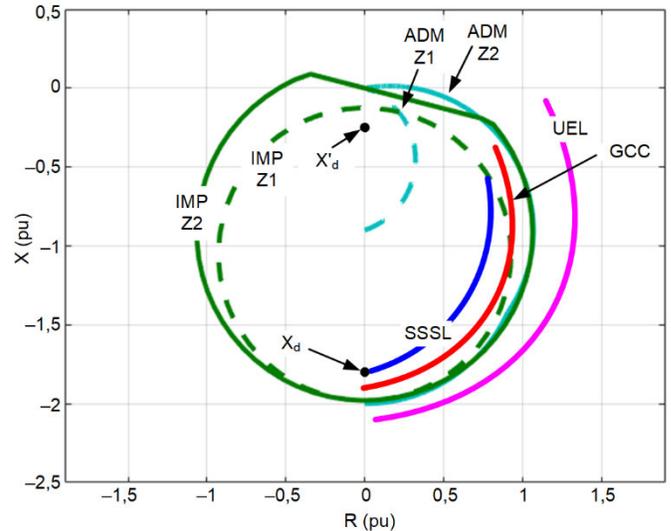


Fig. 14. Comparação da cobertura de esquemas de proteção de admitância e impedância com as diretrizes básicas de ajustes.

VI. ELEMENTO LOF BASEADO NO PLANO P-Q

Nesta seção, descrevemos um novo esquema de proteção LOF baseado na GCC definida no plano P-Q. O esquema compreende três zonas de proteção LOF e uma zona de alarme GCC, como mostrado na Fig. 15.

A. Elemento de Disparo de Zona 1

Quando uma condição de LOF ocorre em um sistema de potência forte, o sistema fornece potência reativa ao gerador. Se o gerador estiver muito carregado antes da condição de LOF, ele absorve uma grande quantidade de potência reativa do sistema. Essa condição pode afetar a estabilidade do gerador à medida que o gerador transita de uma operação síncrona para assíncrona. A Zona 1 é definida no plano P-Q como uma linha reta, mas opera no plano de admitância. Como mostrado na Fig. 15, o ponto de operação se move rapidamente entrando na Zona 1 para essas condições de carga. A Zona 1 destina-se a operar rapidamente para severos eventos de LOF (por exemplo, circuito aberto no enrolamento de campo).

A característica e a temporização da Zona 1 podem ser ajustadas seguindo a prática tradicional para elementos LOF. A temporização para a Zona 1 é tipicamente ajustada curta o suficiente para evitar danos permanentes em uma condição de LOF em carga máxima, porém com tempo suficiente para evitar um disparo devido a oscilações de potência estáveis.

B. Elemento de Disparo de Zona 2

O elemento de Zona 2 opera para eventos LOF em condições de carga leve. Ele também fornece proteção térmica durante operação em subexcitação. A operação subexcitada de um gerador é governada pelo UEL. Há uma variedade de

características para UEL que foram modeladas em [18]. No plano P-Q, a característica do UEL muda proporcionalmente para V_T^k , onde k pode ter um valor de 0, 1 ou 2.

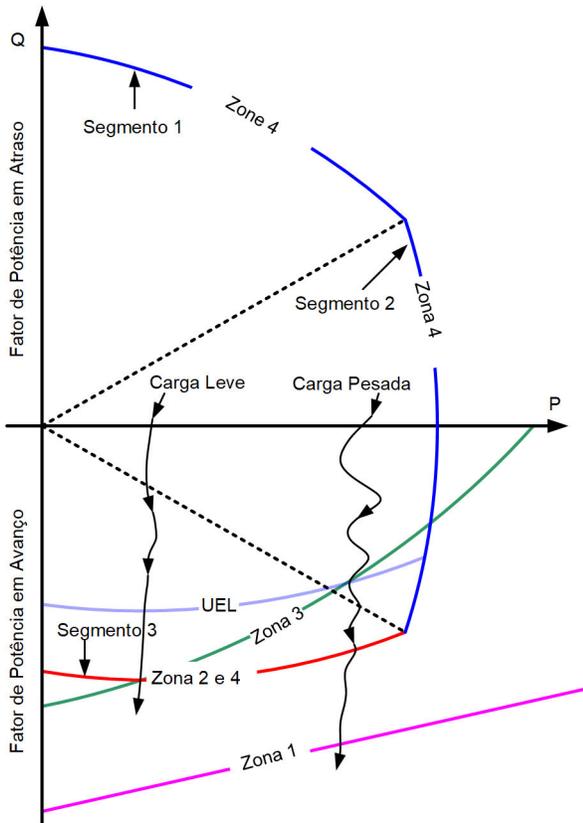


Fig. 15. Esquema de proteção LOF com quatro zonas baseado no plano P-Q.

Por exemplo, a característica IEEE UEL1 é um círculo que muda de acordo com o V_T^2 ($k = 2$). A característica IEEE UEL2C é uma linha reta simples ou uma característica multi-segmentada; pode ser configurada para ser independente de V_T ($k = 0$) ou dependente de V_T ($k = 1$) ou ainda dependente de V_T^2 ($k = 2$).

O elemento Zona 2 pode ser adaptado de acordo com a característica do UEL e inclui uma margem e um ajuste k para coordenar com a característica do UEL. Além disso, o elemento da Zona 2 pode se adaptar às mudanças na capacidade de resfriamento do gerador se essa adaptabilidade for suportada pelo UEL.

A temporização da Zona 2 é curta o suficiente para evitar danos perantes em uma condição LOF em cargas leves, porém com tempo suficiente para evitar atuação por oscilações de potência estáveis. Recomenda-se um ajuste na faixa de 1 a 60 s. Assim como nos esquemas de impedância, o elemento da Zona 2 pode ser ajustado para ter um disparo acelerado durante condições de subtensão no campo ou no terminal. Uma temporização na faixa de 0,25 a 0,5 s pode ser usada durante condições de subtensão ($V_T < 0,8$ pu conforme [19]). As oscilações de potência estáveis ou respostas dinâmicas do UEL podem causar a operação da Zona 2, portanto, estudos detalhados do sistema de potência devem ser realizados para determinar um ótimo ajuste para a temporização.

C. Elemento de Zona 3 para Disparo e Alarme do SSSL

Em sistemas de potência mais fracos, a característica do SSSL pode invadir a GCC. Para uma coordenação adequada, o elemento de Zona 3 é baseado na réplica da característica do SSSL e é ajustado de acordo com (7), onde X_d e X_s são ajustes. A característica da Zona 3 é definida como um segmento circular no plano P-Q delimitado nos 3º e 4º quadrantes. A característica é implementada neste plano, mas opera no plano de admitância. É notável que alguns AVRs usem (7) para implementar a característica do UEL.

$$Z3_{pu} = \text{Re} \left(\left((P + jQ) - \frac{j3 \cdot V_T^2}{X_s} \right) \cdot \left(\frac{-j3 \cdot V_T^2}{X_d} - (P + jQ) \right)^* \right) \quad (7)$$

A característica da Zona 3 sempre se moverá em sincronismo com a característica do SSSL. Portanto, não perde a coordenação quando V_T muda.

A Zona 3 atinge valor de *pick-up* e fornece alarme instantaneamente quando o ponto de operação se aproxima ou cruza a característica do SSSL. Como a perda da estabilidade em estado permanente pode não ocorrer quando o AVR e o PSS estão em serviço, essa condição de alarme pode ser corrigida pelo operador. Além disso, quando a Zona 3 atinge *pick-up*, poderá haver um comando de disparo após uma pequena temporização, caso o AVR esteja operando no modo manual ou $V_T < 0,8$ pu.

É importante notar que o SSSL é significativo quando o AVR opera no modo manual. Se o AVR fornece uma indicação de que está no modo manual, esta indicação pode ser encaminhada para o elemento de Zona 3 para supervisionar o disparo. Alternativamente, uma perda real da estabilidade em estado permanente deve ser acompanhada por uma condição significativa de subtensão ($V_T < 0,8$ pu) [19]. Portanto, a Zona 3 inclui um elemento dedicado para supervisão de subtensão para acelerar o disparo independentemente do modo de operação do AVR. Um deslizamento de polos pode ocorrer rapidamente, então uma temporização deve ser ajustada na ordem de 0,25 s.

O elemento tradicional de Zona 2 do esquema de impedância 2 é frequentemente ajustado para coordenar com a característica do SSSL. No esquema proposto, a Zona 3 é dedicada a coordenar com a característica do SSSL e a Zona 2 é dedicada a coordenar com a característica do UEL. Portanto, nenhum compromisso é requerido ao ajustar a Zona 2.

D. Elemento de Zona 4 para Alarme da GCC

A função de alarme GCC usa os três segmentos identificados como 1, 2 e 3 na Fig. 15 para implementar uma réplica digital da GCC. Um dos algoritmos no esquema se ajusta a uma curva para cada segmento da GCC. Além disso, o algoritmo pode modelar o Segmento 3 usando qualquer ajuste de curva quadrática ou linear para acomodar várias GCCs com características lineares ou circulares.

As coordenadas P e Q são usadas para definir cada segmento. Como a Seção II descreve, muitos geradores, como o da Fig. 4, possuem uma GCC que se expande e contrai de acordo com o nível de resfriamento do gerador. O algoritmo é projetado para reduzir e expandir a réplica da GCC com base

em uma medição analógica da capacidade de resfriamento ou uma entrada binária (se disponível), conforme mostrado na Fig. 16.

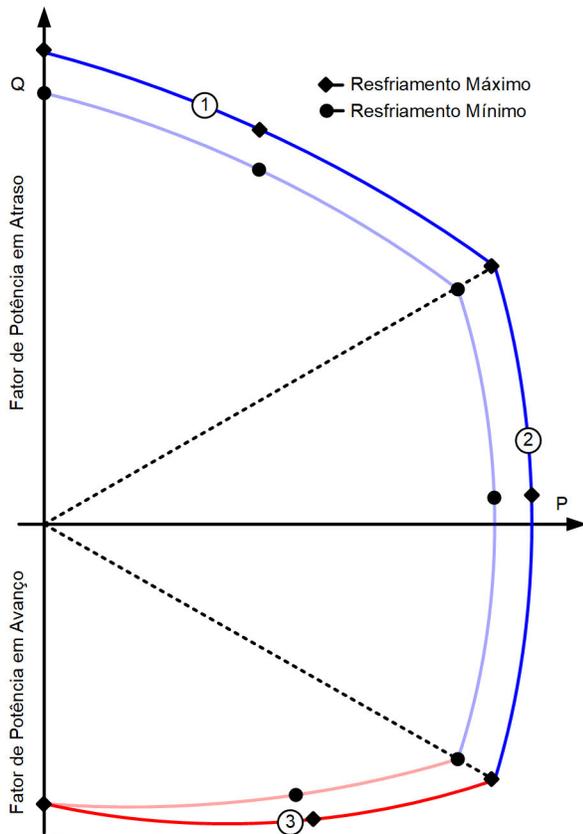


Fig. 16. Réplica da GCC adaptativa baseada na capacidade de resfriamento do gerador.

Neste caso, as coordenadas da mínima GCC (identificada com pontos circulares na Fig. 16) também são inseridas junto com as coordenadas da máxima GCC (identificada com losangos na Fig. 16).

O elemento de Zona 4 destina-se a fornecer um alarme sempre que o gerador operar próximo aos limites da GCC. Esse elemento não desarma o gerador, portanto, sua temporização pode ser ajustada na faixa de 1 a 10 s para minimizar a ocorrência de falsas atuações.

O Segmento 3 da Zona 4 pode ser ajustado entre as características do UEL e da Zona 2 para emitir um alarme antes que o ponto de operação atinja a Zona 2. O Segmento 3 coordena dinamicamente com as características do UEL e da Zona 2 com base na configuração k . Uma característica da Zona 4 ajustada corretamente também pode variar com a capacidade de resfriamento do gerador.

E. Coordenação de Elementos LOF com as Características de UEL Durante Variações de Tensão no Terminal

A Fig. 17 mostra uma abordagem para a coordenação da Zona 2, Zona 4 e características do UEL com $k = 0$. Nessa abordagem, consideremos um UEL independente de tensão ($k = 0$) com características de duas linhas retas ajustadas com 10 por cento de margem em relação ao Segmento 3 da GCC, conforme descrito na Tabela II do Apêndice. De acordo com o esquema proposto, a Zona 2 segue os ajustes do UEL, mas, por

ter uma margem de ajuste de 10 por cento, está localizada no Segmento 3 da GCC. Opcionalmente, para alarmes, o Segmento 3 da Zona 4 pode ser ajustado com 5 por cento de margem em relação a GCC. Para $k = 0$ as características do UEL, Zona 2 e Zona 4 são estáticas no plano P-Q e a característica da Zona 3 varia em proporção a V_T^2 .

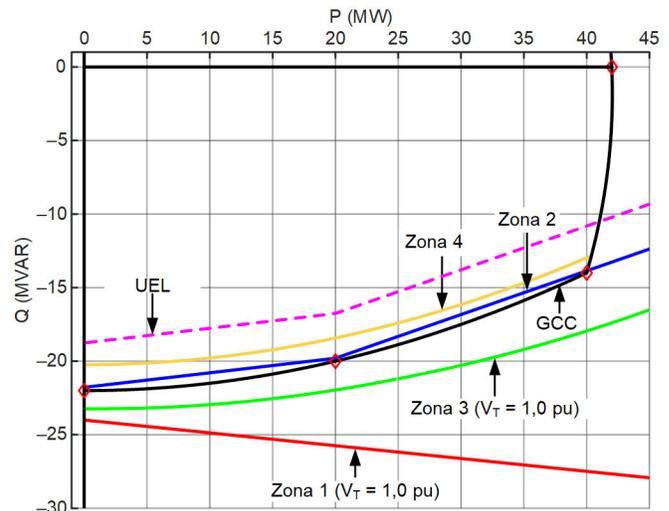


Fig. 17. Características do UEL e LOF para $k = 0$.

A Fig. 18 mostra a coordenação da Zona 2 e as características do UEL para $k = 1$, conforme descrito na Tabela III do Apêndice. A figura também mostra as características do UEL e da Zona 2 para $V_T = 1$ e $0,85$ pu, e a característica da Zona 3 para $V_T = 0,85$ pu. Observe que a característica da Zona 2 se move da mesma maneira que a característica do UEL.

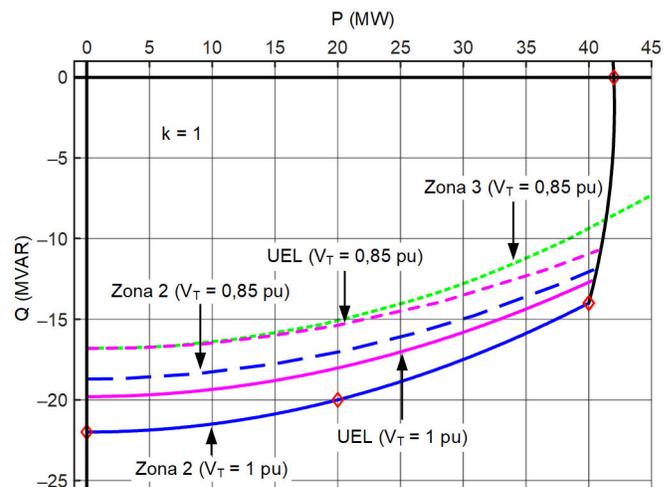


Fig. 18. Características do UEL e LOF para $k = 1$.

Quando $V_T < 0,8$ pu e o ponto de operação estiver dentro da característica da Zona 3, se o AVR não corrigir a condição de baixa tensão, a temporização da Zona 3 expirará e emitirá um comando de disparo para evitar escorregamento dos polos do gerador. Com esta abordagem, esquemas com $k = 0$ ou $k = 1$ aceleram o disparo durante condições severas de subtensão (por exemplo, $V_T < 0,8$ pu) via Zona 3.

O SECHL muda de acordo com (1) e (2), portanto a característica do UEL deve ser ajustada acima do SECHL em

$V_T = 1,05$ pu para coordenação adequada quando $k = 2$, como mostrado na Fig. 19. Portanto, a margem entre a característica do UEL e a GCC não deve ser menor que 15 a 20 por cento em $V_T = 1,0$ pu.

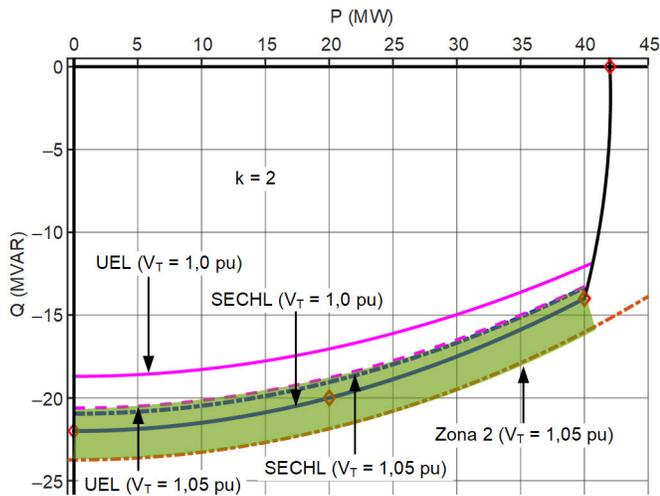


Fig. 19. Característica do UEL para $k = 2$ e o SECHL.

A Zona 2 deve ser ajustada em relação ao UEL com uma margem de 5 a 10 por cento para proteger o gerador quando $1,0 \text{ pu} < V_T \leq 1,05 \text{ pu}$. Com essa margem, a Zona 2 fornece proteção para aquecimento do núcleo durante condições de sobretensão, mas diminui a capacidade de operação do gerador na tensão nominal. Este problema é tipicamente mais pronunciado em turbinas de combustão a gás, onde o SECHL é extremamente restritivo, como mostrado na Fig. 3. Se, no entanto, a Zona 2 for ajustada para coincidir com a GCC, ela não fornecerá proteção para o gerador quando $1,0 \text{ pu} < V_T \leq 1,05 \text{ pu}$ (ver a parte destacada na Fig. 19).

Em resumo, os principais recursos do proposto esquema de proteção e monitoramento para condição de LOF são os seguintes:

- Todas as zonas são ajustadas no plano P-Q, usando a GCC do gerador e a folha de dados.
- Zona 1 e Zona 3 operam no plano de admitância e respondem por mudanças na V_T .
- A Zona 2 e o Segmento 3 da característica da Zona 4 coordenam com a característica do UEL por meio de seus correspondentes ajustes de k .
- O disparo da Zona 2 pode ser acelerado durante severas condições de LOF acompanhadas de subtensões ($V_T < 0,8$ pu).
- A Zona 3 emite um alarme quando o ponto de operação se aproxima ou atravessa a característica do SSSL e emite um disparo durante condições de subtensões ($V_T < 0,8$ pu).
- A Zona 3 também pode disparar com uma pequena temporização quando o AVR opera no modo manual.
- Devem ser realizados estudos no plano de admitância para se determinar ajustes adequados para as temporizações de Zona 1, Zona 2 acelerada (quando $k = 2$) e Zona 3.

VII. ANÁLISE DE DESEMPENHO USANDO EVENTOS DE CAMPO

A. Estudo de Caso 1: Violação do SSSL Durante Teste de Partida

Sosa-Aguiluz e outros [14] analisaram uma operação LOF durante um teste de partida. A operação ocorreu enquanto o operador aumentava a potência de saída do gerador e o AVR operava inadvertidamente no modo manual. Sua análise baseou-se nas formas de onda de tensão (V_T) e corrente (I_T), do gerador, capturadas durante esse evento e que são mostradas na Fig. 20. Os intervalos entre os traçados estão relacionados aos períodos em que o relé não capturou dados. A partir desses sinais, podemos inferir que as oscilações causaram um significativo estresse no eixo do gerador. As oscilações de potência ativa e reativa também podem ser vistas na Fig. 20. Em seguida, usamos os planos de impedância e P-Q para analisar esse evento em detalhes.

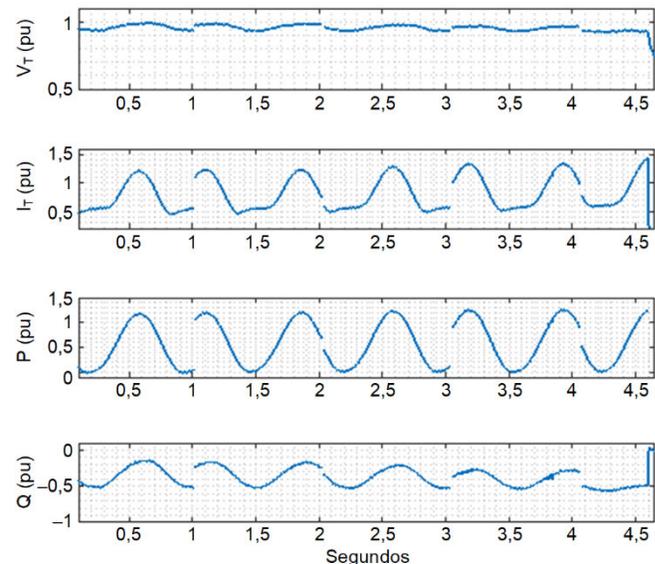


Fig. 20. Oscilações no gerador enquanto o AVR estava em modo manual: V_T , I_T , P e Q.

A Fig. 21 mostra a trajetória do ponto de operação no plano de impedância durante este evento. No início do evento, o ponto de operação moveu para dentro das Zonas 1 e 2, mas não permaneceu em nenhuma dessas zonas por mais tempo que o correspondente ajuste de temporização. Posteriormente, quando o ponto de operação ficou dentro da Zona 2 por tempo suficiente para a temporização expirar, o relé emitiu um comando de disparo para o disjuntor do gerador.

A Fig. 22 mostra a potência complexa no plano P-Q para o mesmo evento.

A saída de potência ativa e reativa do gerador sob condições de estado quase permanente (escorregamento desprezível) pode ser calculada usando (8) e (9), respectivamente.

$$P = \frac{E_1 E_R}{X_d + X_S} \sin \delta + E_R^2 \frac{X_d - X_q}{2(X_d + X_S) \cdot (X_q + X_S)} \sin 2\delta \quad (8)$$

$$Q = \frac{E_1 E_R}{X_d + X_S} \cos \delta - E_R^2 \left(\frac{\cos^2 \delta}{X_d + X_S} + \frac{\sin^2 \delta}{X_q + X_S} \right) \quad (9)$$

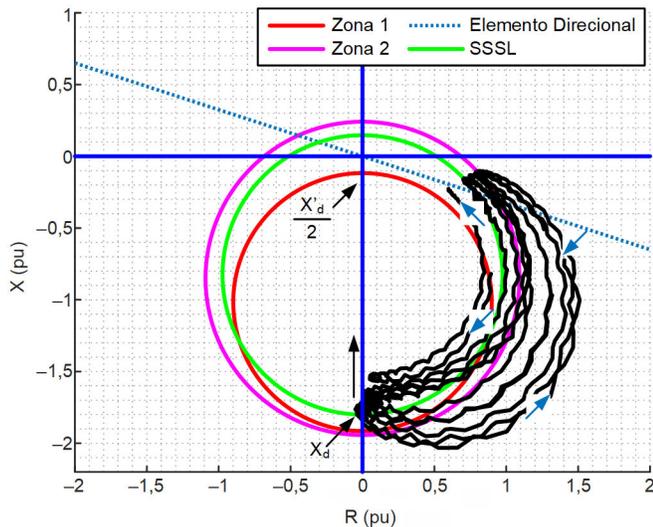


Fig. 21. Trajetória de impedância durante um evento de LOF enquanto o AVR estava em modo manual.

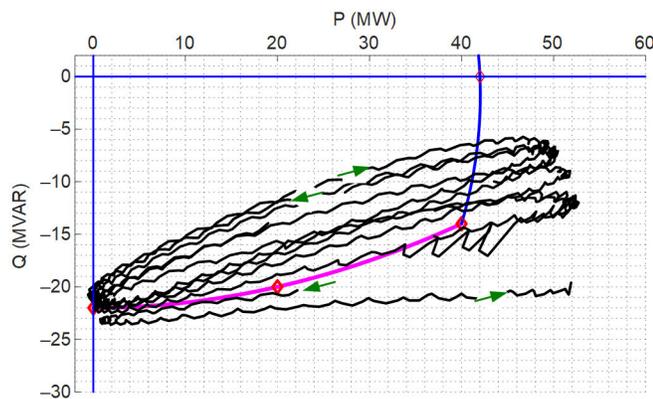


Fig. 22. Trajetória da potência complexa durante um evento de LOF enquanto o AVR estava no modo manual.

A potência ativa de qualquer gerador é governada por (8). Durante condições transitórias, a capacidade de potência do gerador (a curva rotulada E'_1 na Fig. 23) é maior do que durante condições de estado permanente devido à diminuição em X_d .

Com o AVR inadvertidamente deixado em modo manual, a potência mecânica, P_M , de entrada para o gerador foi aumentada (como mostrado pelas linhas azuis na Fig. 23). No modo manual, a I_{FD} é mantida constante. Isso resulta em um E_1 constante da máquina, portanto a curva de potência-ângulo não pode mudar dinamicamente. Para que a potência elétrica de saída, P_E , seja igual a P_M , δ deve aumentar.

Quando há uma discrepância entre P_E e P_M , o gerador começa a escorregar. Este escorregamento causa tensão induzida adicional no circuito do rotor, que tende a manter o campo do eixo direto na máquina. A absorção de potência reativa aumenta até $\delta = 90^\circ$, para o qual atinge aproximadamente V_T^2/X_d .

Por causa da adicional força eletromotriz induzida (EMF—electromotive force) no circuito de campo do rotor e nas barras de amortecimento, a potência reativa que o gerador absorve para δ maior que 90° continua a aumentar. Portanto, o gerador absorve a máxima potência reativa quando $160 < \delta < 180^\circ$. Se a EMF induzida no rotor aumenta, o gerador

se opõe a qualquer aumento no ângulo do rotor resultante do torque de amortecimento. Pouco antes de δ atingir 180° , o polo do estator ($N_{ESTATOR}$) afasta o polo do rotor (N_{ROTOR}), como mostra a Fig. 24b. Empurrar o rotor de volta para a posição do estator sem carga ($S_{ESTATOR}$), como mostrado na Fig. 24a, mantém o sincronismo do gerador. O polo do estator empurrando o polo do rotor para fora ocorre somente se a excitação do campo for pequena, mas diferente de zero. Com o rotor se aproximando da posição sem carga ($\delta \approx 0^\circ$), a exportação de potência ativa do gerador diminui, o rotor começa a acelerar, δ aumenta e o gerador aumenta sua potência ativa de saída.

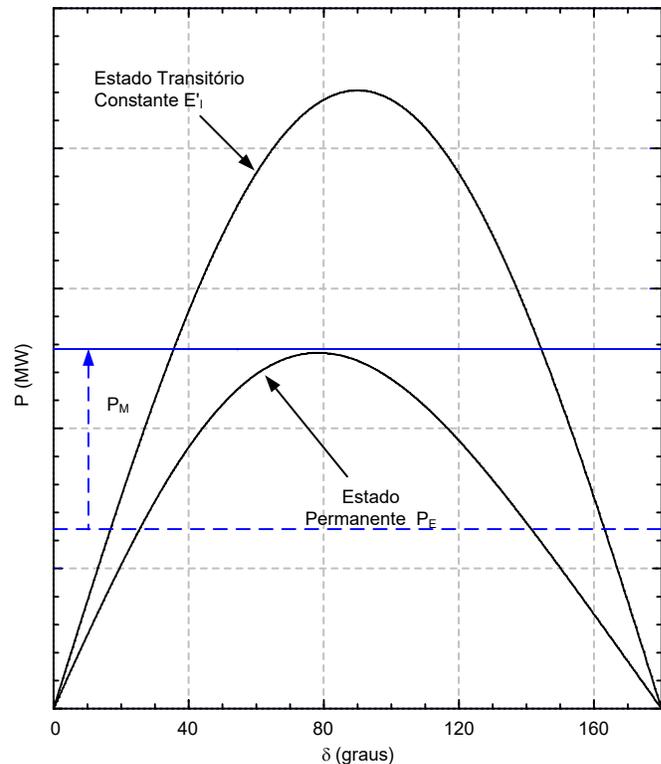


Fig. 23. Curvas potência-ângulo de gerador para condições em estado permanente e transitório.

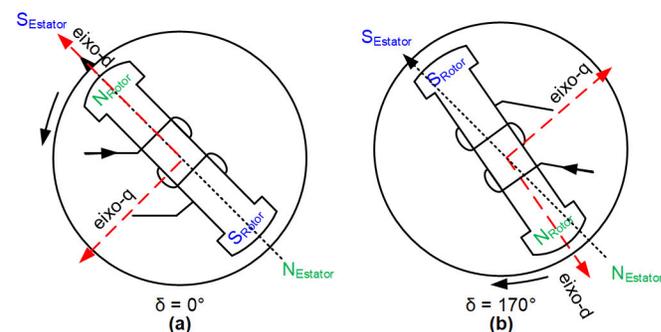


Fig. 24. Posição relativa dos campos do estator e do rotor para $\delta = 0^\circ$ (a) e $\delta = 170^\circ$ (b).

Essas alterações de escorregamento fazem com que a Z_{APP} se desvie da X_d . Denominando a reatância instantânea de eixo direto como $X_d(t)$, podemos afirmar que $X'_d < X_d(t) < X_d$. Com $X_d(t)$ mudando (como mostrado na Fig. 21), a curva potência-ângulo também muda. O gerador é, portanto, capaz de fornecer

transitoriamente potência ativa acima de sua capacidade nominal, como mostrado nas Fig. 20 e Fig. 22. Essa oscilação de δ continua até que o campo magnético entre o estator e o rotor seja aumentado ou o gerador comece a apresentar escorregamento de polos.

Para uma condição de teste de partida, X_s pode ser grande (sistema fraco). A característica do SSSL pode, portanto, estar bem dentro da GCC. O ajuste da Zona 2 para resolver essa condição restringe a capacidade de operação do gerador. Como mostrado na Fig. 17, a Zona 3 foi projetada para lidar com condições quando o AVR é alterado inadvertidamente para o modo manual ou é ajustado no modo manual. A Zona 3 destina-se a fornecer ao operador, um alarme de que o gerador está se aproximando do SSSL enquanto está na região subexcitada. Quando a indicação de estado de modo manual do AVR estiver disponível, a Zona 3 emitirá um disparo acelerado, conforme descrito na Seção VI.

B. Estudo de Caso 2: Disparo do Gerador Durante Testes do UEL

A referência [14] também descreve um evento de uma operação incorreta de LOF durante teste do UEL a 90 por cento da capacidade em MVA do gerador. Como o ponto de operação do gerador invadiu a característica de Zona 2 do elemento de impedância LOF, como mostrado na Fig. 25, houve disparo do gerador. Neste AVR, a característica do UEL é fixada no plano P-Q. Quando $V_T = 0,95$ pu, a característica da Zona 2 do elemento LOF invadiu a característica do UEL e sua temporização expirou.

Normalmente, a CFE (Comissão Federal de Eletricidade—Concessionária no México) define a característica do UEL entre 90 e 95 por cento da GCC na região subexcitada. O SECHL é a principal restrição na região subexcitada para este tipo de gerador, de modo que a CFE define o ajuste para a Zona 2 do elemento LOF com base na GCC. Para evitar operação incorreta do elemento LOF nessas condições, a CFE recalculou o alcance da Zona 2 aumentando os valores da GCC para 110 por cento da GCC original na região subexcitada.

Como descrito na seção anterior, quando usamos o plano P-Q para proteção LOF, podemos definir os ajustes da Zona 2 identicamente as características do UEL. Para este evento, a margem de ajustes da Zona 2 teria colocado o ponto de operação do gerador fora da característica da Zona 2. A vantagem da abordagem do plano P-Q é que o elemento da Zona 2 pode ser ajustado para responder de forma idêntica ao UEL com relação a V_T (se usarmos $k = 0$ para esta aplicação). Dessa maneira, podemos manter uma graduação entre o UEL e o elemento de Zona 2. Por outro lado, no caso do elemento de impedância sabemos que a impedância é diretamente proporcional a V_T^2 , portanto podemos alcançar a coordenação em detrimento da margem da GCC.

C. Estudo de Caso 3: Condição LOF Através da Abertura do Enrolamento de Campo

Este evento demonstra a operação dos elementos LOF propostos quando o enrolamento de campo de um gerador de polos salientes está em circuito aberto, como mostrado na Fig. 26. A Tabela I mostra os parâmetros da máquina.

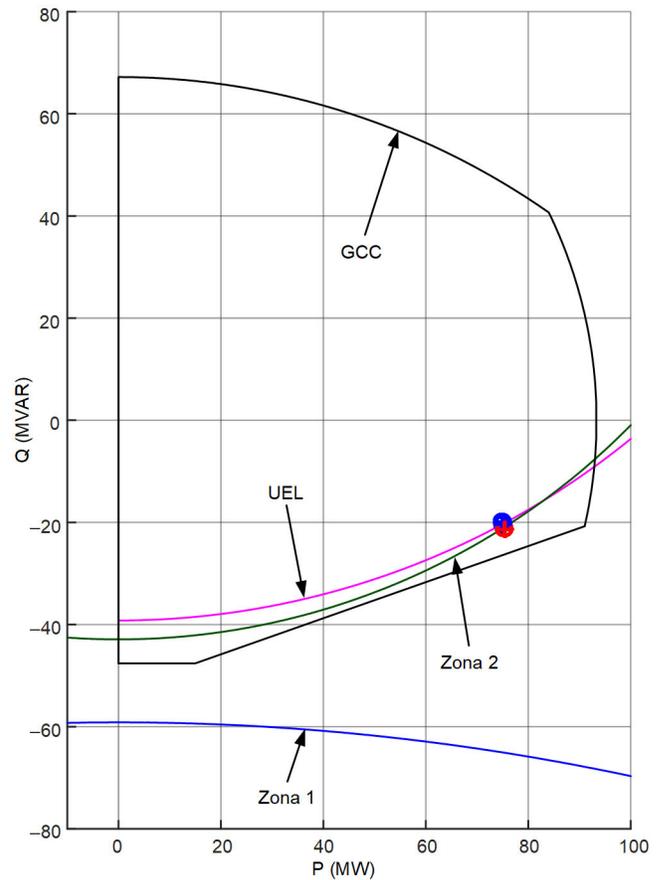


Fig. 25. O ponto de operação entrou na Zona 2 ($V_T = 0,95$ pu) durante o teste de UEL, causando um disparo indesejado do gerador.



Fig. 26. Condição LOF Resultante de um Enrolamento de Campo em Circuito Aberto.

TABELA I
PARÂMETROS DO GERADOR

| | |
|--------------------------|----------|
| MVA Nominal | 23,5 MVA |
| Corrente Nominal | 2.056 A |
| Tensão Nominal | 6,6 kV |
| X_d | 0,9 pu |
| X'_d | 0,315 pu |

A Fig. 27 mostra V_T , I_T , P e Q para o gerador antes e durante a condição de campo aberto. Com o enrolamento do campo aberto, o V_T cai rapidamente para abaixo de 0,7 pu, como mostra a Fig. 27.

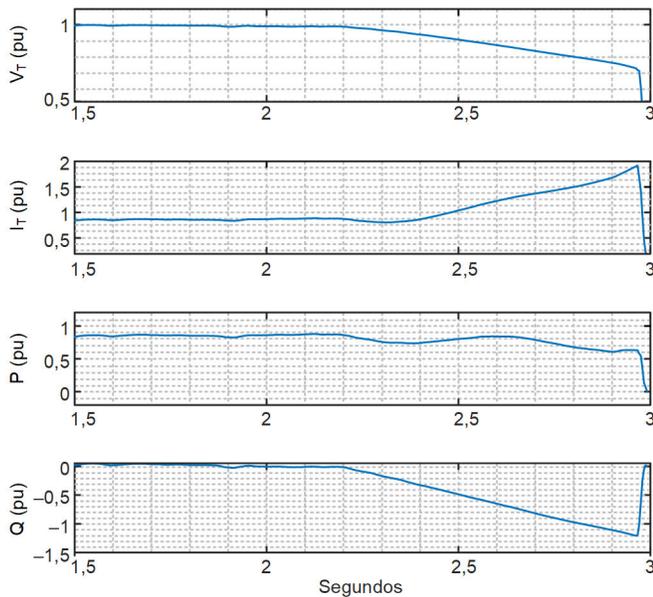


Fig. 27. Resposta do gerador durante uma condição de circuito de campo aberto; V_T , I_T , P e Q .

A queda momentânea de potência por causa dessa condição faz com que o rotor do gerador acelere com um significativo escorregamento. Este escorregamento induz correntes nos enrolamentos amortecedores. Neste caso, a impedância do gerador muda de X_d para um valor aproximadamente igual a X'_d . Portanto, o SSSL, que é baseado em X_d , não representa adequadamente o limite de estabilidade real. Assim, o gerador não perdeu estabilidade e não apresentou escorregamento dos polos, mesmo depois de atravessar a característica da Zona 2.

Analisamos este evento no plano de admitância porque as Zonas 1 e 3 operam neste plano, como mostra a . A Zona 2 pode operar tanto no plano P-Q ($k = 0$) quanto no plano de admitância ($k = 2$) para coordenar com a característica do UEL. A Zona 1 teria operado para este severo LOF para evitar escorregamento de polos, como mostrado na Fig. 27 e Fig. 28.

VIII. CONCLUSÕES

A primeira geração de esquemas de proteção LOF foi desenvolvida décadas atrás. Naquela época, os sistemas de excitação e os AVRs eram mais simples e a estabilidade do sistema era a principal preocupação. Os esquemas de proteção LOF legados forneciam boa velocidade de operação para a maioria dos eventos LOF e eram seguros para faltas externas e oscilações de potência. Eles usaram tecnologia eletromecânica, portanto a implementação também foi simples. No entanto, esses esquemas herdados deixaram espaço para melhorias.

Este artigo técnico apresenta um novo esquema de proteção contra LOF que fornece melhor proteção sem sacrificar as vantagens das implementações herdadas. O esquema proposto é construído em torno do conceito de uma réplica da GCC. A

capacidade do gerador muda com as condições de resfriamento. Geradores modernos possuem instrumentação que fornecem indicação analógica da condição de resfriamento. O esquema pode usar essas medições analógicas para expandir e contrair dinamicamente a réplica da GCC.

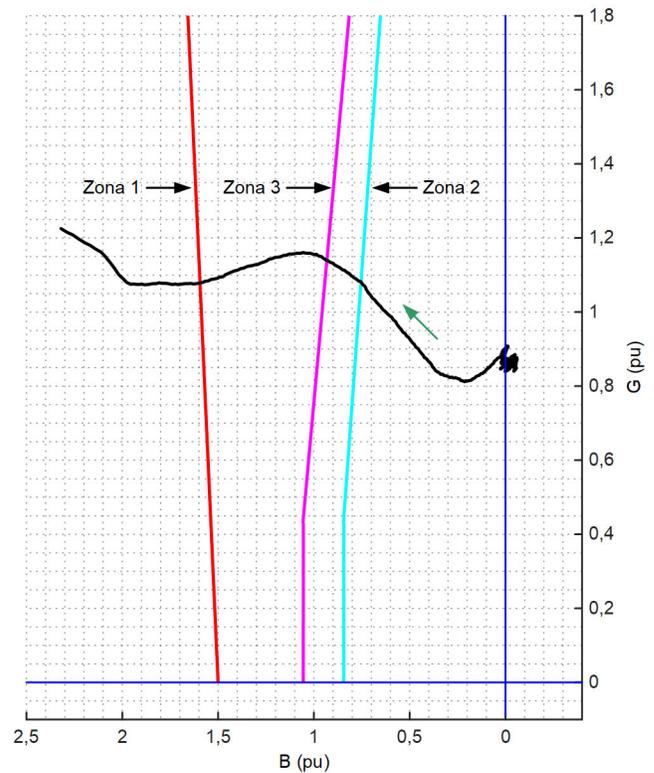


Fig. 28. Trajetória do ponto de operação no plano de admitância para uma condição de LOF total no gerador.

O SECHL é um problema para máquinas de rotor cilíndrico e varia com a V_T . Os UELs modernos podem mudar suas características para combinar com a GCC. Os elementos de Zona 2 e Zona 4 apresentados neste artigo possuem características que podem mudar na mesma direção e grau que a característica do UEL. Essa adaptação permite uma menor margem entre as características dos elementos UEL e LOF, resultando em melhor proteção para o gerador.

Os esquemas de LOF também fornecem proteção contra perda de estabilidade em estado permanente e, por esse motivo, os esquemas legados são frequentemente coordenados com a característica do SSSL, além da característica do UEL, que pode comprometer a proteção de LOF do gerador. O novo esquema LOF inclui uma zona dedicada (Zona 3) para coordenar com a característica do SSSL para melhor coordenação sem sacrificar a proteção do gerador.

Finalmente, o novo esquema LOF é definido no plano P-Q, o que facilita os ajustes dos elementos. Você pode inserir os ajustes do esquema com os valores obtidos na folha de dados do gerador. Além disso, uma interface gráfica exibe as características do relé e fornece garantia de que o esquema está parametrizado corretamente. Essa abordagem reduz a possibilidade de implementar ajustes errados.

IX. APÊNDICE

A. Exemplo 1

A Tabela II mostra os ajustes do esquema LOF para a aplicação com UEL independente de tensão ($k = 0$) descrita na Seção VI, Subseção E.

TABELA II
UEL COM $K = 0$

| Zona 1 por Impedância Esquema 2 | | Coordenação das Características da Zona 2 e UEL | | | Característica do SSSL | |
|---------------------------------|----------|---|---------------------------|------------------|------------------------|------------|
| Ajustes Zona 1 | Valor | Ajustes UEL no AVR [P, Q] (Primário) | Ajustes Zona 2 | Valor (Primário) | Ajustes Zona 3 | Valor (pu) |
| 40PIP | 0,6 pu | [40, -12,6] | [UEL P1, UEL Q1] | [40, -12,6] | X_d | 1,8 |
| Inclinação | -5 graus | [20, -18] | [UEL P2, UEL Q2] | [20, -18] | X_s | 0,2 |
| | | [0, -19,8] | [UEL P3, UEL Q3] | [0, -19,8] | Aceleração de Tensão | 0,8 |
| | | | Margem | 10% | | |
| | | | Característica | Linear | | |
| | | | Dependência de Tensão (k) | 0 | | |

B. Exemplo 2

A Tabela III mostra os ajustes do esquema LOF para a aplicação com UEL dependente de tensão ($k = 1$) descrito na Seção VI, Subseção E.

TABELA III
UEL COM $K = 1$

| Zona 1 por Impedância Esquema 2 | | Coordenação das Características da Zona 2 e UEL | | | Característica do SSSL | |
|---------------------------------|----------|---|---------------------------|------------------|------------------------|------------|
| Ajustes Zona 1 | Valor | Ajustes UEL no AVR [P, Q] (Primário) | Ajustes Zona 2 | Valor (Primário) | Ajustes Zona 3 | Valor (pu) |
| 40PIP | 0,95 pu | [40, -12,6] | [UEL P1, UEL Q1] | [40, -12,6] | X_d | 1,8 |
| Inclinação | -5 graus | [20, -18] | [UEL P2, UEL Q2] | [20, -18] | X_s | 0,2 |
| | | [0, -19,8] | [UEL P3, UEL Q3] | [0, -19,8] | Aceleração de Tensão | 0,8 |
| | | | Margem | 10% | | |
| | | | Característica | Quadrática | | |
| | | | Dependência de Tensão (k) | 1 | | |

X. AGRADECIMENTO

Os autores agradecem a ajuda de Paulo Lima da Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. e M. Sosa-Aguiluz da CFE por fornecerem os eventos para análise.

XI. REFERÊNCIAS

- [1] S. B. Farnham and R. W. Swarthout, "Field Excitation in Relation to Machine and System Operation," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, Vol. 72, Part III, Issue 6, December 1953, pp. 1215–1223.
- [2] IEEE Standard C50.12–2005 (Previously designated as ANSI C50.12-1982), Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above.
- [3] IEEE Standard C50.13-2014 (Revision of IEEE Standard C50.13-2005), IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above.
- [4] Generator Control Testing to Certify Reactive Power Capability, Excitation System Functions and Frequency Response, Guidelines for NERC Compliance, Product Id: 1014911, November 29, 2007.
- [5] S. S. Choy and X. M. Xia, "Under Excitation Limiter and Its Role in Preventing Excessive Synchronous Generator Stator End-Core Heating," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, Issue 1, February 2000, pp. 95–101.
- [6] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*. CRC Press Taylor & Francis Group, Boca Raton, Florida, 2006.
- [7] G. Benmouyal, "The Impact of Synchronous Generators Excitation Supply on Protection and Relays," proceedings of the 34th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2007.
- [8] F. P. DeMello and C. Concordia, "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS–88, Issue 4, April 1969, pp. 316–329.
- [9] R. Sandoval, A. Guzmán, and H. J. Altuve, "Dynamic Simulations Help Improve Generator Protection," proceedings of the 33rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2006.
- [10] G. R. Berube and L. M. Hajagos, "Coordination of Under Excitation Limiters and Loss of Excitation Relays With Generator Capability," 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009, pp.1–8.
- [11] C. R. Mason, "A New Loss-of-Excitation Relay for Synchronous Generators," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, Vol. 68, Issue 2, July 1949, pp. 1240–1245.
- [12] J. Berdy, "Loss-of-Excitation Protection for Modern Synchronous Generators," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS–94, Issue 5, September 1975, pp. 1457–1463.
- [13] IEEE Standard C37.102-2006, IEEE Guide for AC Generator Protection.
- [14] M. Sosa-Aguiluz, A. Guzmán, and J. León, "CFE Generator Protection Guidelines for Setting 40 and 64G Elements Based on Simulations and Field Experience," proceedings of the 41st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2014.
- [15] R. L. Tremaine and J. L. Blackburn, "Loss-of-Field Protection for Synchronous Machines [includes discussion]," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, Vol. 73, Issue 1, Jan. 1954, pp. 765–777.
- [16] H.-J. Hermann and D. Gao, "Underexcitation Protection Based on Admittance Measurement – Excellent Adaptation on Capability Curves," 1st International Conference on Hydropower Technology and Key Equipment, Beijing, China, 2006. Available: <http://www.lic.com.cn/asp/ext/images/78.pdf?iydlfad=38966>.
- [17] J. H. Walker, "Operating Characteristics of Salient-Pole Machines," *Proceedings of the IEE – Part II*, Vol. 100, Issue 73, 1953, p. 13.
- [18] IEEE Standard 421.5-2016 (Revision of IEEE Standard 421.5-2005), IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.

- [19] NERC Reliability Standard PRC-026–1, Relay Performance During Stable Power Swings.

XII. BIOGRAFIAS

Matchyaraju Alla recebeu seu bacharelado em engenharia pela Gitam University, na Índia, em 2010 e seu mestrado em engenharia pela University of Idaho, EUA, em 2017. Ele recebeu seu diploma de pós-graduação em engenharia de usinas térmicas pelo National Power Training Institute, Índia, em 2012. Iniciou sua carreira na Vedanta Resources Plc, onde trabalhou na proteção e controle de geradores e foi encarregado de testar e comissionar três usinas térmicas de 660 MW. Desde 2016, o Sr. Raju trabalha como engenheiro de potência na Schweitzer Engineering Laboratories Inc. Suas áreas de interesse incluem proteção de geradores, proteção de transformadores e proteção de motores. Ele é um membro do IEEE.

Armando Guzmán recebeu seu BSEE com honras da Universidade Autónoma de Guadalajara (UAG), no México. Ele recebeu um diploma em engenharia de fibras ópticas do Instituto de Tecnologia e Estudos Avançados de Monterrey (México) e mestrado em ciência e doutorado em engenharia elétrica e mestrado em engenharia da computação pela Universidade de Idaho, EUA. Ele atuou como supervisor regional do Departamento de Proteção na Região de Transmissão Oeste na CFE – Comissão Federal de Eletricidade (a empresa de energia elétrica do México) em Guadalajara, no México, por 13 anos. Ele lecionou na UAG e na Universidade de Idaho em proteção de sistemas de potência e estabilidade de sistemas de potência. Desde 1993, ele trabalha na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. em Pullman, Washington, onde é engenheiro de pesquisa. Ele detém inúmeras patentes em proteção de sistemas de potência e tecnologia de localização de faltas e sincrofasores. Ele é um membro sênior do IEEE.

Dale Finney recebeu seu diploma de bacharel em engenharia pela Universidade de Lakehead e seu mestrado em engenharia pela Universidade de Toronto. Ele começou sua carreira na Ontario Hydro, onde trabalhou como engenheiro de proteção e controle. Atualmente, o Sr. Finney é engenheiro de potência da Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Suas áreas de interesse incluem proteção de geradores, proteção de linhas e automação de subestações. O Sr. Finney possui mais de dez patentes e é autor de mais de 30 trabalhos na área de proteção de sistemas de potência. Ele é membro do comitê principal e vice-presidente do subcomitê de máquinas rotativas do IEEE PSRC. Ele é membro sênior do IEEE e engenheiro profissional registrado na província de Nova Scotia.

Normann Fischer recebeu um Diploma Superior em Tecnologia, com honras, da Technikon Witwatersrand, Joanesburgo, África do Sul, em 1988; um bacharelado em Engenharia Elétrica, com honras, da Universidade da Cidade do Cabo em 1993; um MSEE da Universidade de Idaho em 2005; e um PhD da Universidade de Idaho em 2014. Ele ingressou na Eskom como técnico de proteção em 1984 e foi engenheiro sênior de projetos no departamento de projetos de proteção da Eskom por três anos. Ele então ingressou na IST Energy como engenheiro sênior de projetos em 1996. Em 1999, Normann ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., onde atualmente é engenheiro associado na divisão de pesquisa e desenvolvimento. Ele era um engenheiro profissional registrado na África do Sul e membro do Instituto Sul-Africano de Engenheiros Eletricistas. Atualmente é membro sênior do IEEE e membro da Sociedade Americana de Educação em Engenharia (ASEE). Normann é autor de mais de 60 documentos técnicos, 10 de transações e 22 patentes (2 pendentes) relacionadas à engenharia elétrica e à proteção de sistemas de potência.