

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO EM
GERADORES SÍNCRONOS: UMA NOVA PROPOSTA
UTILIZANDO O MÉTODO DO CÁLCULO CONTÍNUO
DA IMPEDÂNCIA APARENTE**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Yuri Neves Gazen

Santa Maria, RS, Brasil

2015

**PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO EM
GERADORES SÍNCRONOS:
UMA NOVA PROPOSTA UTILIZANDO O MÉTODO DO CÁLCULO CONTÍNUO DA
IMPEDÂNCIA APARENTE**

Yuri Neves Gazen

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Potência, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica.**

**Orientador: Ghendy Cardoso Jr., Dr. Eng.
Coorientador: Adriano Peres de Moraes, Dr. Eng.**

Santa Maria, RS, Brasil

2015

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Gazen, Yuri Neves

Proteção contra perda de excitação em geradores síncronos: uma nova proposta utilizando o método do cálculo contínuo da impedância aparente / Yuri Neves Gazen.-2015.

130 p.; 30cm

Orientador: Ghendy Cardoso Jr.

Coorientador: Adriano Peres de Moraes

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2015

1. Geradores síncronos 2. Proteção de geradores síncronos 3. Proteção contra a perda de excitação 4. Relé mho. 5. Cálculo Contínuo da Impedância Aparente I. Cardoso Jr., Ghendy II. Moraes, Adriano Peres de III. Título.

© 2015

Todos os direitos autorais reservados a Yuri Neves Gazen. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua Vicente da Fontoura, 1531, Bairro Santana, Porto Alegre, RS, 90640-003.

Fone +55 51 37374748; E-mail: yurigazen_gate@yahoo.com.br

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação

**PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES
SÍNCRONOS: UMA NOVA PROPOSTA UTILIZANDO O MÉTODO DO
CÁLCULO CONTÍNUO DA IMPEDÂNCIA APARENTE**

elaborado por
Yuri Neves Gazen

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Ghendy Cardoso Junior, Dr. Eng.
(Presidente/Orientador)

Adriano Peres de Moraes, Dr. Eng. (UFSM)
(Coorientador)

José Carlos De Melo Vieira Junior, Dr. Eng. (USP – São Carlos)

Lenois Mariotto, Dr. Eng. (UFSM)

Santa Maria, 16 de outubro de 2015

Dedico este trabalho primeiramente aos meus pais, Ivan e Claret, por serem a base para tudo que sou. Aos meus irmãos, meus ídolos e exemplos de vida. À minha madrinha, Ivaneti, pelo apoio e incentivo. Por fim, à Thamise, minha esposa, por ser minha parceira, companheira e conselheira em todos os momentos. A todos os meus familiares e amigos, que mesmo sem muita convivência nestes dois anos de trabalho, tenho certeza que torciam por mim.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Ghendy Cardoso Jr. pela confiança e orientação durante o tempo dedicado a esta pesquisa;

Ao Prof. Adriano Peres de Moraes, primeiramente pela amizade, assim como pela orientação e por ser referência para o desenvolvimento deste trabalho;

Aos membros da banca avaliadora, Professores José Carlos De Melo Vieira Junior e Lenois Mariotto, pelas excelentes contribuições ao trabalho.

Aos professores da graduação e pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFSM pela atenção, empenho e qualidade com que sempre trabalharam;

Aos funcionários do curso de graduação e pós-graduação pelo profissionalismo, atenção e disponibilidade de sempre;

À CEEE-GT pela visão de propiciar aos funcionários condições para o desenvolvimento profissional, em especial aos engenheiros Leandro Rippel, Leonardo Campos, André Somavilla e Diego Oliz;

Ao engenheiro Alexandre Bubolz Zarnott que auxiliou nas pesquisas para o desenvolvimento deste trabalho;

Aos demais colegas e amigos do CEESP que de alguma forma contribuíram com a minha formação e com o desenvolvimento desta dissertação.

Aos meus colegas de faculdade e amigos de infância por sempre me acompanharem e proporcionarem inúmeros e indescritíveis momentos de felicidade durante minha passagem por Santa Maria, tornando-a a melhor possível.

A Deus por tudo.

“(…)

E nossa história não estará

Pelo avesso assim

Sem final feliz

Teremos coisas bonitas pra contar

E até lá

Vamos viver

Temos muito ainda por fazer

Não olhe pra trás

O mundo começa agora

Apenas começamos.(…)”

(Renato Russo)

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS: UMA NOVA PROPOSTA UTILIZANDO O MÉTODO DO CÁLCULO CONTÍNUO DA IMPEDÂNCIA APARENTE

AUTOR: YURI NEVES GAZEN

ORIENTADOR: GHENDY CARDOSO JR., DR. ENG.

COORIENTADOR: ADRIANO PERES DE MORAIS, DR. ENG.

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 16 de outubro de 2015.

Este trabalho apresenta um novo método de proteção contra perda de excitação de geradores síncronos fundamentado no Cálculo Contínuo da Impedância Aparente. Este novo conceito visa garantir segurança e disponibilidade para a função de proteção ANSI 40 através da distinção de casos de perda de excitação e outros distúrbios externos ao gerador, tais quais as oscilações estáveis de potência ocorridas após a eliminação de curto-circuitos. As técnicas tradicionais de proteção contra perda de excitação podem apresentar operações indevidas quando da ocorrência de tais distúrbios. Considerando que a metodologia desenvolvida possui ajustes em função dos parâmetros das reatâncias do gerador protegido (X_d e X'_d), são feitos testes com duas máquinas de parâmetros distintos do sistema WSCC 9-barras. Visando testar a técnica proposta e compará-la com métodos amplamente utilizados – Mason, Berdy e *Offset Positivo*, foram simulados três tipos de eventos, ou seja, perda de excitação total, perda de excitação parcial e oscilação estável de potência, para diferentes pontos operacionais do gerador. Os resultados das simulações computacionais demonstraram que o método proposto identifica corretamente a ocorrência de perda de excitação e não opera em situações de oscilação estável de potência, independentemente dos parâmetros do gerador e de sua condição de operação. A função de alarme permite desligar a máquina subexcitada mais rapidamente através de intervenção manual, o que é especialmente útil quando o carregamento inicial é baixo ou a perda de excitação é parcial. Destaca-se ainda a facilidade de ajuste do método, o qual depende apenas dos dados das reatâncias do gerador.

Palavras-chave: Geradores síncronos. Proteção de geradores síncronos. Proteção contra a perda de excitação. Relé mho. Cálculo Contínuo da Impedância Aparente.

ABSTRACT

Masters of Science Dissertation
Electrical Engineering Graduation Course
Federal University of Santa Maria

LOSS OF EXCITATION PROTECTION IN SYNCHRONOUS GENERATORS: A NEW APPROACH USING THE CONTINUOUS APPARENT IMPEDANCE CALCULATION METHOD

AUTHOR: YURI NEVES GAZEN

ADVISOR: GHENDY CARDOSO JR., DR. ENG.

CO-ADVISOR: ADRIANO PERES DE MORAIS, DR. ENG.

Santa Maria, october 16th, 2015.

This work presents a new Loss-of-Excitation in synchronous generators protection scheme based on the Continuous Apparent Impedance Calculation. This methodology aiming to improve security and dependability to the ANSI 40 function in order to distinguish cases of loss of excitation from other external disturbances such as stable power swings caused by the elimination of short circuits, for instance. Traditional loss of excitation protection methods may operate incorrectly in the occurrence of this kind of disturbance. Since the proposed methodology have settings related to the reactance parameters of the protected generator (X_d e X'_d), tests have been carried out considering two different machines with distinct parameters of the WSCC 9-bus system. Aiming to test the proposed technique and compare it with other widely used methods – Mason, Berdy and Positive Offset, three kinds of events were simulated, namely, total loss of excitation, partial loss of excitation and stable power swing, for different initial generator loading. The computer simulation results demonstrate that the proposed method correctly identifies the occurrence of loss-of-excitation and does not operate in situations of stable power swings, regardless of the parameters of generators and their operating condition. Its alarm function allows taking the underexcited machine out faster by using manual intervention, which is especially useful when the initial loading is light or when it's a partial loss of excitation case. Another highlight is the ease adjustment of the method, which is related only with the generator's reactances data.

Keywords: Synchronous generator. Synchronous generator protection. Mho relay. Continuous apparent impedance calculation.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Considerações Gerais	17
1.2 Objetivos.....	18
1.3 Motivação.....	19
1.4 Revisão Bibliográfica.....	20
1.5 Estrutura do Trabalho.....	26
2 PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS.....	29
2.1 Considerações Gerais	29
2.2 Sistemas de Excitação.....	29
2.3 Sistemas Clássicos de Excitação.....	31
2.4 Regulador de Tensão.....	33
2.5 Fundamentos da Perda de Excitação.....	34
2.6 Proteção contra Perda de Excitação (ANSI 40)	37
2.6.1 Relés de Distância.....	38
2.7 Métodos Existentes de Proteção Contra a Perda de Excitação.....	55
2.7.1 O Método de Mason	55
2.7.2 O Método de Berdy.....	57
2.7.3 Método <i>Offset</i> Positivo.....	58
2.8 Operações indevidas da proteção contra perda de excitação.....	62
2.9 Considerações Finais	64
3 MÉTODO PROPOSTO PARA A PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO	65
3.1 Considerações Gerais	65
3.2 Cálculo Contínuo da Impedância.....	65

3.3 Método do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente (MCCIA).....	68
3.3.1 Impedância Aparente dentro da Área Operacional do Relé	69
3.3.2 Conjugado Crescente do Relé Operacional	71
3.3.3 Monotonia	75
3.3.4 Suavidade	78
3.3.5 Lógica MCCIA	82
3.4 Considerações Finais.....	82
4 AVALIAÇÃO E ANÁLISE COMPARATIVA DO MÉTODO DO CÁLCULO CONTÍNUO DA IMPEDÂNCIA APARENTE	85
4.1 Considerações Gerais.....	85
4.2 Simulações Computacionais.....	85
4.2.1 Sistema Teste	86
4.2.2 Simulações de Transitórios Eletromecânicos.....	88
4.3 Resultados	89
4.3.1 Simulações com o Gerador 1 (G1): $X_d = 0,995$ p.u.....	89
4.3.2 Simulações com o Gerador 3 (G3): $X_d = 1,68$ p.u.....	100
4.4 Discussão dos Resultados	109
4.5 Considerações Finais.....	111
5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES	113
5.1 Conclusões	113
5.2 Sugestões para futuros trabalhos.....	115
APÊNDICE A	121
APÊNDICE B	124
APÊNDICE C	126
APÊNDICE D	128

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

Os geradores síncronos são equipamentos fundamentais nos sistemas elétricos de potência. Estas máquinas são responsáveis por converter a energia mecânica, fornecida por uma turbina, em energia elétrica, a qual chegará aos consumidores finais por meio dos sistemas de transmissão e de distribuição.

Muito embora sejam raros os defeitos neste tipo de máquina, as condições operacionais as quais estão sujeitas podem vir a causar sérios danos quando da ocorrência de qualquer defeito, podendo ser somente na própria máquina ou, até mesmo, se estender ao sistema onde a máquina está conectada. Sendo assim, a proteção dos geradores deve ser eficiente e rápida no intuito de reduzir os possíveis danos e, em consequente, minimizar o tempo de reparo e seu custo envolvido.

Pode-se citar a perda de excitação como exemplo de evento causador de danos nas máquinas síncronas, pois ocasiona, dentre outras consequências, o aquecimento excessivo dos enrolamentos da armadura e de campo devido à circulação de correntes de magnetização elevadas pelos mesmos.

Por outro lado, o desligamento de uma unidade geradora devido à operação indevida de algum dispositivo de proteção pode ocasionar dificuldades técnicas na operação do sistema elétrico, além de trazer como consequência perdas de faturamento e multas por indisponibilidade. Por esta razão, as operações indevidas das proteções devem ser evitadas.

A Tabela 1.1 apresenta uma lista dos relés de proteção e suas funções mais utilizadas em esquemas de proteção de geradores.

Tabela 1.1 - Relés mais usuais para proteção de geradores (GRIGSBY, 2012)

Função ANSI	Descrição da função	Tipo de relé
87G	Proteção contra faltas no estator	Proteção diferencial
87U	Proteção diferencial contra faltas no conjunto gerador-transformador	Proteção diferencial
40	Proteção contra perda de excitação	Relé de admitância
46	Proteção contra correntes desequilibradas	Relé de sobrecorrente temporizado
32	Proteção contra motorização do gerador	Relé de potência inversa
24	Proteção contra sobreexcitação V/Hz	Relé Voltz/Hertz
59	Proteção contra sobretensões	Relé de sobretensão
60	Supervisão de queima de fusíveis de TPs	Relé de balanço de tensão
81	Proteção contra subfrequência e sobrefrequência	Relé de frequência
51V	Proteção de retaguarda contra defeitos no sistema	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão ou com supervisão de tensão
21	Proteção de retaguarda contra defeitos no sistema	Relé de distância
78	Proteção contra perda de sincronismo	Combinação do relé de admitância e direcionais
61	Proteção contra defeitos entre espiras dos enrolamentos do estator	Relé de balanço de corrente
64E	Proteção contra faltas a terra nos enrolamentos do estator	Relé de sobretensão residual e subtensão de terceira harmônica no neutro
64R	Proteção contra faltas a terra nos enrolamentos do rotor	Relé de falta à terra sensitiva
49	Proteção contra sobreaquecimento nos enrolamentos do estator	Relé térmico

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal propor um novo método de proteção contra perda de excitação (função ANSI 40), de acordo com os requisitos de Disponibilidade e Segurança (DIAS e ELKATEB, 1992), conforme descrito a seguir:

- O relé irá atuar corretamente (Disponibilidade) no caso de uma perda de excitação, evitando danos na máquina e efeitos adversos no sistema;
- O relé não irá atuar desnecessariamente (Segurança) perante oscilação estável de potência ou distúrbios transitórios.

Como objetivos secundários, estão a facilidade de implementação e desempenho que independe do porte da máquina, além de rapidez na atuação, quando comparado aos métodos de proteção existentes.

1.3 Motivação

Quando o gerador está operando sem excitação ou parcialmente excitado ele pode sofrer danos decorrentes de sobreaquecimento imposto aos enrolamentos do estator, corpo do rotor, anéis de retenção e demais extremidades do núcleo do estator, especialmente em máquinas com rotores cilíndricos. Um gerador operando subexcitado também pode criar problemas ao sistema elétrico devido à possibilidade de produzir uma instabilidade e até mesmo um colapso de tensão, por causa do afundamento da tensão provocado pela absorção de potência reativa do sistema pelo gerador subexcitado. Pode ainda provocar a sobre-excitação das máquinas vizinhas, que tentarão suprir a demanda de potência reativa solicitada pelo gerador subexcitado. Desta forma, o relé 40 deve ser rápido e efetivo para proteger o gerador e, conseqüentemente, o sistema.

Exemplificando a importância da proteção contra perda de excitação, dados estatísticos chineses de falhas em geradores mostram que mais de 60% dos problemas em geradores ocorrem no sistema de excitação (WANG apud SHI, 2012; YULAN apud LI et al., 2005).

Tradicionalmente, a proteção contra perda de excitação se fundamenta na impedância aparente medida nos terminais da barra geradora. Quando a impedância medida permanece dentro da área operacional do relé de proteção 40 por um tempo pré-determinado, a condição de perda de excitação é detectada.

Este conceito de proteção foi inicialmente idealizado por Mason (1949), quando propôs o uso de um relé mho monofásico com atuação instantânea e ajuste no plano R-X com *offset* negativo.

Entretanto, esta abordagem fundamentada na impedância aparente não é perfeitamente seletiva, visto que existem relatos de atuação indevida durante situações que levam a impedância vista pelo relé a entrar na área de atuação do relé mho (BERDY, 1975; LIMA, 2002). Em especial, destacam-se as oscilações estáveis

de potência ocasionadas após o restabelecimento de curtos-circuitos. Neste caso, a proteção poderá atuar e retirar a unidade de serviço sem necessidade.

Como exemplo de atuação incorreta do relé 40, merece destaque o evento do apagão ocorrido em 2003 nos Estados Unidos e Canadá, onde 14 unidades geradoras foram retiradas de operação indevidamente (U.S.-CANADA POWER SYSTEM OUTAGE TASK FORCE, 2004, p. 96).

Para prevenir atuações indevidas, outros métodos foram desenvolvidos, onde se pode citar, por exemplo, a técnica de Berdy (1975), que faz uso de um relé mho adicional, além do acréscimo de temporização sobre a atuação do relé. Porém, além desta iniciativa não ser totalmente segura, ela atrasa a operação da proteção em caso de perda de excitação, o que pode resultar em danos ao gerador e até mesmo levar a uma perda de sincronismo, podendo implicar em desligamentos mais desastrosos para o sistema elétrico de potência.

Como a técnica de Berdy não garantiu a seletividade desejada para a proteção contra perda de excitação (MORAIS, 2008), outros métodos vêm sendo desenvolvidos no intuito de buscar um desempenho confiável da proteção 40. Moraes (2008) apresenta um estudo comparativo entre técnicas tradicionalmente utilizadas comercialmente em relés e aquelas recentemente apresentadas em artigos científicos, além de propor dois novos conceitos para a proteção contra perda de excitação. No trabalho, fica evidente que o desempenho de alguns métodos é função dos parâmetros das máquinas, ou seja, depende da potência do gerador síncrono.

Tais problemas motivaram o desenvolvimento deste trabalho, onde, além de buscar garantir confiabilidade e segurança necessária ao relé 40, também será objetivado o desenvolvimento de uma técnica de proteção com simplicidade de ajuste e que possua desempenho indiferente aos parâmetros da máquina protegida.

1.4 Revisão Bibliográfica

Os primeiros métodos de proteção contra perda de excitação eram baseados na aplicação de um relé de subcorrente com o objetivo de dar um alarme no caso da corrente de campo cair abaixo do valor ajustado para a operação do relé. Porém, devido à ineficiência desta proteção, Mason (1949) propôs um método de proteção

que é utilizado até os dias de hoje e serve de base para a maioria dos métodos criados desde então. Sua atuação se fundamenta na impedância medida nos terminais do gerador, a qual é monitorada por um relé mho com atuação instantânea caso a impedância medida esteja dentro da zona de atuação. A área operacional deste relé é ajustada no plano R-X utilizando como parâmetros a reatância síncrona e a reatância transitória de eixo direto do gerador.

Logo após Mason apresentar seu conceito de proteção, Tremaine e Blackburn (1954) propuseram um novo ajuste utilizando um relé mho com uma área operacional maior do que a de Mason, porém limitada por um relé direcional e conectada em série com uma unidade de subcorrente. De acordo com Pajuelo et al. (2013), o método de Mason passou a ser utilizado para casos de perda de excitação mais severos, enquanto o método de Tremaine e Blackburn teve sua aplicação direcionada à supervisão das máquinas.

Entretanto, esta abordagem fundamentada na impedância demonstrou não ser totalmente seletiva, visto que algumas situações podem ocasionar sua atuação indevida, onde se destacam as oscilações estáveis de potência em decorrência do restabelecimento do sistema elétrico após curtos-circuitos. Isto se tornou mais evidente à medida que a potência das máquinas aumenta, com o consequente aumento da área operacional dos relés de proteção.

Buscando aumentar a seletividade da proteção contra perda de excitação, Berdy (1975) sugeriu a aplicação de dois relés de admitância para proteger o gerador, sendo um de ação instantânea e outro temporizado. Porém, este método também sofreu algumas críticas devido à possibilidade da temporização permitir que ocorra uma perda de sincronismo no sistema (MACKENZIE et al., 1975; IEEE COMMITTEE REPORT, 1988; RANA et al., 1990; MOZINA, 2004; e, MORAIS, 2008).

Em 1979, Lee et al. propuseram um método que não utiliza relés de distância. O esquema proposto baseia-se na detecção de subtensão na bobina de campo por um determinado período de tempo e, depois desse intervalo, encaminha ordem de desligamento assim que a tensão nos terminais de estator da máquina cai a um nível abaixo de um valor ajustado previamente. Com o passar do tempo, este esquema passou a complementar os conceitos de Mason.

Tambay e Paithankar (2005) ressaltam que a reatância vista nos terminais da máquina varia mais lentamente quando há uma perda de excitação do que varia em uma oscilação estável e, desta forma, propõem adicionar esta variável à lógica de operação do relé. Também sugerem a utilização de um relé com característica quadrangular com uma área menor no plano R – X para reduzir a probabilidade de invasão devida a transitórios eletromecânicos. Os valores de derivada da reatância que identificariam uma perda da excitação estariam entre limites calculados para o sistema estudado e que dependeriam da configuração do sistema elétrico e do número de unidades geradoras em operação. O relé opera se o valor da impedância entra na região de operação proposta e, além disso, se os valores da reatância estiverem na faixa especificada para esse sistema em particular. Sendo assim, este método possui certa dificuldade de ajuste, pois devem ser feitos estudos detalhados para cada máquina em que se deseja aplicar estes conceitos a fim de parametrizar o método (MORAIS, 2008, p. 48).

Em uma abordagem semelhante, Li et al. (2005) propõem o monitoramento do escorregamento da máquina e do ângulo δ entre a tensão interna e do equivalente do sistema. O ângulo de potência é dividido em três faixas de operação: normal, anormal e faixa de perda de sincronismo. A faixa de perda de sincronismo é definida como a faixa em que δ é maior que o ângulo δ_{CR} e menor que 90° , sendo que a definição de δ_{CR} depende de um estudo de estabilidade do sistema. O método permite a redução do carregamento da máquina a partir do momento em que a mesma passa a operar na faixa de perda de sincronismo, desde que também exista escorregamento na máquina. Para a aplicação desta técnica, são necessários sistemas que permitam medir δ e o escorregamento diretamente.

Com o maior aprimoramento dos relés digitais, passou a ser possível a utilização de novos formatos de áreas operacionais como, por exemplo, a Característica Tomate/Lenticular. Leite e Silveira (2007) destacam como pontos fortes desta proteção: atuação rápida da proteção para uma perda total da excitação; maior confiabilidade da proteção devido aos critérios do rotor e do estator; maior maleabilidade nas faixas de ajuste e a facilidade de implementação em relés numéricos.

Morais et al. (2007) propôs um novo método de proteção que visa maximizar a área de operação da curva de capacidade da máquina síncrona delimitada pelo

regulador de tensão, curva de excitação mínima e estabilidade prática, visto que por vezes, a proteção contra perda de excitação acaba limitando uma boa parte operacional da curva de capacidade da máquina síncrona. Para isso duas unidades adicionais de relé de distância tipo mho com *offset* são necessárias. De acordo como os ajustes propostos o limitador de tensão pode ser recuado para a esquerda da curva de capacidade e assim a máquina poderá ter um ganho operacional nesta região em regime permanente.

Herrmann e Smit (2009) propuseram o uso da admitância medida pra proteger o gerador contra perda de excitação. Nesta abordagem, são extraídas amostras instantâneas dos vetores de tensão fase-terra e corrente nas três fases e, a partir destes vetores, são derivados os sinais de tensão e corrente e calculadas as potências ativa e reativa para então serem transformadas ao plano de admitância. No plano G-B, são mapeados os limites de estabilidade estático e dinâmico. O limite de estabilidade estático é monitorado por duas características (linhas) que são também supervisionadas por um relé de subtensão no campo da máquina, de modo a evitar atuações indevidas frente a casos de oscilação estável de potência. O limite de estabilidade dinâmico é monitorado por uma linha no plano G-B. As três características são coordenadas por tempo de atuação. Dois controles básicos são usualmente implementados no gerador visando satisfazer as necessidades deste método – o controle de velocidade-carga do regulador da turbina e os controles associados ao sistema de excitação (CIGRÉ, 2011).

Sandoval et al. (2007) elaboraram estudo onde foram simuladas perdas de excitação em dois geradores de uma usina termoeletrica. O trabalho apresenta uma boa revisão dos fatores limitantes da curva de capacidade do gerador e, como contribuição, propõem um esquema baseado no plano P-Q que habilita a proteção contra perda de sincronismo e que aciona um alarme em caso de violação da curva de capacidade. Os testes simulam a condição de perda de excitação em um dos geradores síncronos e perda de sincronismo com um dos geradores previamente desligado para diferentes casos com arranjos operacionais distintos.

Também em decorrência da aplicação de relés digitais, modernas técnicas computacionais passaram a ser desenvolvidas e aplicadas na proteção contra perda de excitação, tais quais, lógicas adaptativas, técnicas de reconhecimento de padrões, teoria dos conjuntos nebulosos (*Fuzzy*) e redes neurais artificiais (RNA).

Sharaf e Lie (1994) propuseram um conceito utilizando redes neurais artificiais e que monitorava o comportamento do gerador através da transformada rápida de Fourier (FFT) de diversas de suas variáveis. A partir do resultado da FFT, a lógica gerava um vetor com os principais componentes e, com isto, classificava o estado da máquina dentre diversas opções: em falta ou normal, subexcitada, tipo de perda de excitação, dentre outros. Sua precisão ficou entre 67% e 92% (PAJUELO et al., 2013).

Morais (2008) propôs um novo método baseado na teoria dos conjuntos nebulosos aplicada aos conceitos tradicionais da proteção contra a perda de excitação. A metodologia envolve regras de inferência fundamentadas nas características da impedância aparente e tensão durante a perda de excitação, oscilação de potência e operação normal, onde o método é capaz de diferenciar com precisão cada situação operacional.

Bo et al. (2009) desenvolveram outra técnica fundamentada em redes neurais artificiais onde são monitoradas a tensão de excitação aplicada e a potência ativa fornecida pelo gerador no intuito de detectar perda de excitação no gerador. A curva de convergência ao erro da técnica mostra que a precisão é de 99%, desde que sejam realizadas acima de 70 simulações de treinamento. Entretanto, o trabalho não indica quantos casos teste foram realizados para verificação da precisão do método.

Pajuelo et al. (2013) utiliza os conceitos de *support vector machine (SVM)* como técnica de reconhecimento de padrão para diferenciar casos de perda de excitação e outros distúrbios. Em uma abordagem análoga, Aziz et al. (2014) aplicam a transformada discreta de Wavelet às grandezas nos terminais do gerador e, após este processamento, utilizam a SVM para classificação de perda de excitação.

Amraee (2013) propôs um esquema para detecção de perda de excitação fundamentado na técnica da árvore de decisão. Nesta proposta, são usadas as medições feitas nos terminais da máquina e, utilizando-se dos dados de impedância, tensão, potência e ângulo de carga, busca-se separar comportamentos típicos ocorridos em casos de perda de excitação daqueles que acontecem durante uma oscilação estável de potência. Os resultados apresentados mostram que o conceito consegue atingir este objetivo, embora não sejam realizadas comparações de performance com métodos tradicionais.

Um revés dos métodos de Pajuelo et al. (2013), Amraee (2013) e Aziz et al. (2014) é que, para aplicá-los, faz-se necessário que sejam criados cenários de simulação para treinamento dos métodos de forma a ensiná-los a distinguir os distúrbios, que tendem a variar de acordo com o sistema onde serão implantados.

Yaghobi e Mortazavi (2014) propõe uma abordagem onde visam prevenir atuações incorretas do relé 40 através da verificação da corrente de sequência negativa combinada com a medição da variação do enlace de fluxo magnético nos *gaps* do estator. Os testes apresentados no trabalho demonstram que o método possui velocidade e sensibilidade quando comparado às técnicas tradicionais. Entretanto, para a medição do fluxo magnético é necessária a instalação de sensores nas ranhuras do estator.

Elsamahy et al. (2014) avaliam os impactos que a presença de compensadores síncronos estáticos (STATCOM) no sistema de transmissão podem causar à performance da proteção contra perda de excitação. No trabalho, fica evidente que um STATCOM pode causar problemas de atraso na atuação do relé 40, bem como causar subbalcance em casos de perda de excitação parcial com carregamento inicial leve. Logo, o trabalho torna evidente que há necessidade de pesquisas em busca de melhorias da função ANSI 40 nestas situações.

Amini et al. (2015) apresentam uma nova estratégia em que avaliam os sinais das derivadas de tensão e potência reativa nos terminais do gerador. De acordo com os autores, estes sinais são iguais em casos de perda de excitação e diferem quando da ocorrência de outros distúrbios. Embora sejam realizados apenas quatro testes, dois de perda de excitação e dois de oscilação estável de potência, os resultados mostram que o método distingue situações de perda de excitação de outros distúrbios e é promissor principalmente no que se refere ao seu tempo de atuação. O método possui ainda a inconveniência de requerer ajustes diversos dependendo da configuração do sistema e porte da máquina.

Bluemschein et al. (2008) propuseram a aplicação do conceito do Cálculo Contínuo da Impedância visando detectar corretamente oscilações de potência no sistema com o intuito de reduzir os riscos de desligamentos indevidos e, por conseguinte, a possibilidade de ocorrência do efeito cascata no sistema de potência. O método não requer parametrização, pois é independente dos parâmetros do sistema. As impedâncias são monitoradas continuamente em cada fase

separadamente, onde os principais critérios usados para detectar a oscilação de potência são Monotonia, Continuidade e Suavidade, sendo que os limiares de atuação utilizados em cada critério são calculados dinamicamente. Além disso, também é calculada dinamicamente uma zona de atuação no plano R-X denominada zona de oscilação de potência. Esta área possui função de bloqueio visando dar maior seletividade ao método, sendo que os critérios do método só serão analisados para cada fase a partir do momento em que entrarem na zona de oscilação de potência. As fases são avaliadas separadamente no intuito de detectar oscilações de potência em condições de abertura monofásica, assim como durante curtos-circuitos.

Tendo como base os conceitos introduzidos por Blumschein et al. (2008), foi desenvolvido o Método do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente, que é adaptado nesta dissertação para proteção contra perda de excitação em geradores síncronos. Nesta adaptação, são utilizados apenas os critérios Monotonia e Suavidade do método original, e é introduzido um novo critério denominado Conjugado Crescente do Relé Operacional, o qual se fundamenta no equacionamento do torque dos relés eletromecânicos de distância. Além disso, também é introduzida uma zona de atuação com função de bloqueio, a qual segue os conceitos de Mason (1949), com o objetivo de garantir seletividade ao método proposto.

1.5 Estrutura do Trabalho

O trabalho está organizado em mais quatro capítulos, além desta Introdução.

O Capítulo 2 descreve os sistemas de excitação e dispõe os fundamentos da perda de excitação, tais como: causas, consequências, e os eventos que ocorrem durante este fenômeno. Também é apresentado aqui o relé de distância do tipo admitância, visto que este é o relé mais utilizado na proteção contra perda de excitação e será utilizado ao longo do trabalho. Após, são apresentados três conceitos de proteção contra perda de excitação, amplamente utilizados. São eles: o Relé de Mason, o Relé de Berdy e o método Offset Positivo. Por fim, são descritos os problemas das operações indevidas da função ANSI 40

No Capítulo 3 é proposto um novo método de proteção contra perda de excitação, o Método do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente.

No Capítulo 4 são feitas simulações computacionais que visam avaliar e comparar o método proposto no Capítulo 3 com aqueles abordados no Capítulo 2. Os critérios utilizados nas simulações, carregamentos utilizados em cada gerador, eventos simulados e sistema teste utilizado também são abordados. Ao final deste Capítulo, são feitas discussões sobre os resultados.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 PERDA DE EXCITAÇÃO EM GERADORES SÍNCRONOS

2.1 Considerações Gerais

Este capítulo apresenta uma descrição dos sistemas de excitação de geradores síncronos. Um gerador estará subexcitado quando perder o seu suprimento de campo, sendo que o principal resultado disto será a instabilidade da máquina. Sendo assim, também é feita uma abordagem sobre o fenômeno da perda de excitação, suas causas, consequências e os eventos que ocorrem durante o distúrbio.

Na sequência, será apresentada uma breve teoria sobre os relés de distância, em especial o do tipo admitância, visto que este é o relé mais utilizado na proteção contra perda de excitação em geradores síncronos.

Por último, são apresentados três métodos amplamente utilizados na proteção contra perda de excitação, posteriormente utilizados em comparações que objetivam validar o método aqui proposto. São eles: Mason, Berdy e *Offset Positivo*.

2.2 Sistemas de Excitação

A função básica de um sistema de excitação é prover corrente contínua para o enrolamento de campo do gerador síncrono, o que irá garantir que a máquina se mantenha em sincronismo com o sistema de potência onde está conectada. Adicionalmente, o sistema de excitação oferece funções de controle e proteção responsáveis pelo modo de operação do gerador e do sistema de potência ao qual o mesmo está conectado. Isto se dá através do controle da tensão de campo e, portanto, da corrente de campo.

Este nível de corrente de campo é responsável por estabelecer a tensão interna de um gerador síncrono. Junto a isso, o sistema de excitação acaba também sendo responsável pelo fator de potência e pelo módulo da corrente gerada pela máquina. A Figura 2.1 mostra o diagrama de blocos com a configuração física de um sistema de excitação típico.

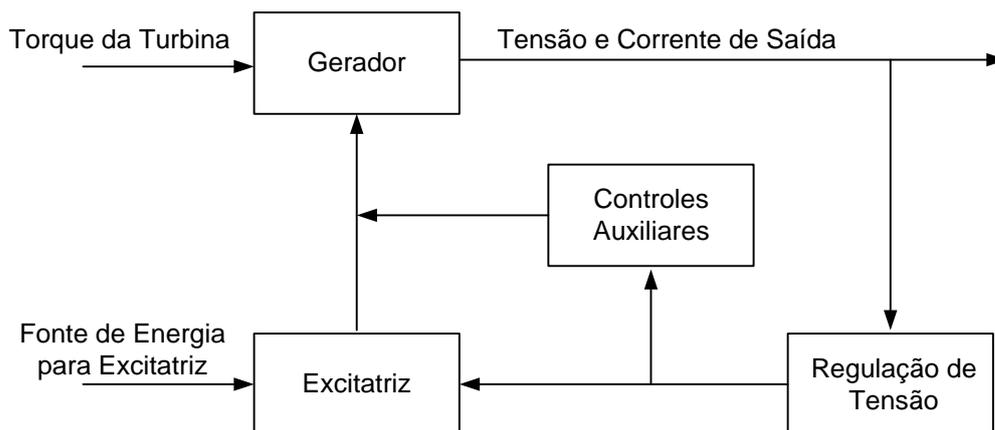


Figura 2.1 - Configuração física dos componentes do sistema de excitação (ANDERSON e FOUAD, 2002).

O bloco da regulação de tensão é um sistema automatizado que foi criado para exercer uma função que até então era feita pelos operadores das usinas: a de supervisionar e ajustar a tensão e a potência reativa na saída das máquinas. Ele possui um sistema automático que supervisiona a tensão de saída do gerador e, ao comparar este valor com uma tensão de referência, efetua os comandos necessários na excitatriz para que a tensão gerada esteja no valor desejado.

O bloco denominado dos Controles Auxiliares, na Figura 2.1 inclui funções como adição de amortecimento ao sistema de controle, compensação de corrente reativa, estabelecimento de limites de sobre e subexcitação e limitadores de sobrecorrente de excitação e sobrecorrente no estator do gerador.

Geralmente, existem dois tipos de sistemas de excitação, os rotativos que usam geradores CA ou CC como fonte, e os estáticos que obtêm tensão CC de uma ponte retificadora de estado sólido conectada a um gerador auxiliar de corrente alternada trifásico ou de um transformador rebaixador conectado aos terminais da máquina síncrona. Este último sistema é o mais utilizado em instalações modernas devido a sua rapidez de atuação (CIGRÉ, 2011).

As características gerais essenciais a serem consideradas na escolha de um tipo de sistema de excitação são: confiabilidade, simplicidade de operação e facilidade de manutenção. O custo também tem importância na escolha, mas deve ficar subordinado àqueles requisitos mencionados, tendo em vista os prejuízos que podem advir de uma parada do gerador causada por uma falha no sistema de excitação.

2.3 Sistemas Clássicos de Excitação

A Figura 2.2 apresenta a configuração típica de um sistema de excitação com excitatriz de corrente contínua autoexcitada.

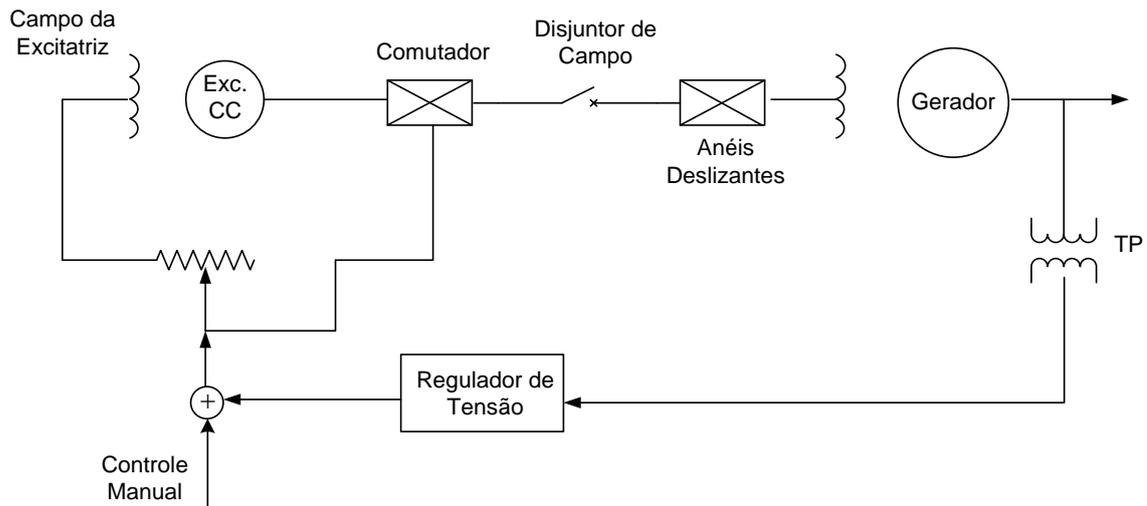


Figura 2.2 - Excitatriz principal com controle do reostato de campo (ANDERSON e FOUAD, 2002).

O regulador de tensão do sistema da Figura 2.2 detecta o nível de tensão na saída do gerador, compara-o com uma referência e, quando houver diferença entre os valores, aciona um dispositivo mecânico para controlar a resistência do reostato. Na etapa seguinte de aperfeiçoamento do sistema da Figura 2.2 a excitatriz principal, ao invés de ser autoexcitada, passou a ser excitada por uma excitatriz piloto. Isto acelera as respostas do sistema em relação ao autoexcitado, já que o controle de campo da excitatriz é independente de sua tensão de saída.

Um grau maior de sofisticação foi atingido com o uso de amplificadores rotativos. Estes amplificadores permitiram o uso de reguladores de tensão estáticos, cuja saída de baixa potência pode ser amplificada de modo a induzir respostas ainda mais rápidas.

Com o aumento da capacidade nominal dos geradores síncronos, o uso de excitatrizes de corrente contínua começou a revelar alguns inconvenientes, tais como:

- (i) altas correntes de excitação a baixa tensão, exigindo muitas escovas;
- (ii) dificuldades inerentes ao comutador, provocando faíscas durante variações súbitas de carga;
- (iii) dificuldade em acoplar grandes máquinas CC ao eixo do gerador, que gira em altas velocidades, no caso de turbogeradores.

Os itens (i) e (ii) também apresentavam o inconveniente do elevado número de paradas das máquinas para manutenção, pois há muitos desgastes mecânicos, principalmente nas escovas, ocasionando centelhamento. Quanto ao item (iii), uma solução encontrada foi o uso de engrenagens de redução, cuja complexidade reduzia a confiabilidade do sistema de excitação, se comparado aos sistemas que usam o acionamento direto do eixo do gerador (MORAIS, 2008).

As razões citadas intensificaram os estudos de um sistema de excitação usando uma excitatriz de corrente alternada e retificadores. Inicialmente, a substituição de uma excitatriz CC e sistema de engrenagens de redução por uma excitatriz CA e retificadores trouxe um pequeno aumento de custo, além do problema técnico decorrente do fato de os primeiros sistemas usarem retificadores com diodos de germânio, os quais possuem uma tensão máxima inversa baixa, que parecia ser insuficiente para satisfazer as necessidades dos grandes geradores. Ambos os inconvenientes foram superados, pois logo se tornou claro que o aumento do custo inicial era largamente compensado pela diminuição da necessidade de manutenção, e a utilização de diodos de silício elevou a máxima tensão inversa a valores satisfatórios. Hoje, usam-se excitatrizes CC diretamente acopladas ao eixo do gerador para geradores até 50 MW e excitatrizes CC de baixa velocidade, acionadas através de engrenagens pelo eixo do gerador, em geradores de até 275 MW. A partir dessa capacidade nominal, têm-se usado tão somente excitatrizes de corrente alternada com retificadores.

Os tipos de excitatrizes alternadas usando retificadores que estão em uso ou em fase de testes são os seguintes:

- excitatriz de campo rotativo com retificador a diodo estático;
- excitatriz de armadura rotativa com retificadores a diodos rotativos (sistema sem escovas);
- excitação estática, com potência de excitação obtida através de transformador e utilizando tiristores estáticos;
- sistema de excitação sem escovas, com tiristores montados no eixo.

2.4 Regulador de Tensão

A Figura 2.3 apresenta um diagrama de blocos típico de um sistema de regulação de tensão para geradores. As principais funções de um regulador automático de tensão são:

- Controlar a tensão terminal da máquina, dentro dos limites estabelecidos;
- Regular a divisão de potência reativa entre máquinas que operam em paralelo, particularmente quando estas estão em barra comum, gerando a mesma tensão terminal, isto é, sem transformador;
- Controlar a corrente de campo, para manter a máquina em sincronismo com o sistema, quando esta opera a fator de potência unitário ou adiantado;
- Aumentar a excitação durante curto-circuito no sistema elétrico, para manter a máquina em sincronismo com os demais geradores do sistema;
- Amortecer oscilações de baixa frequência que podem trazer problemas de estabilidade dinâmica.

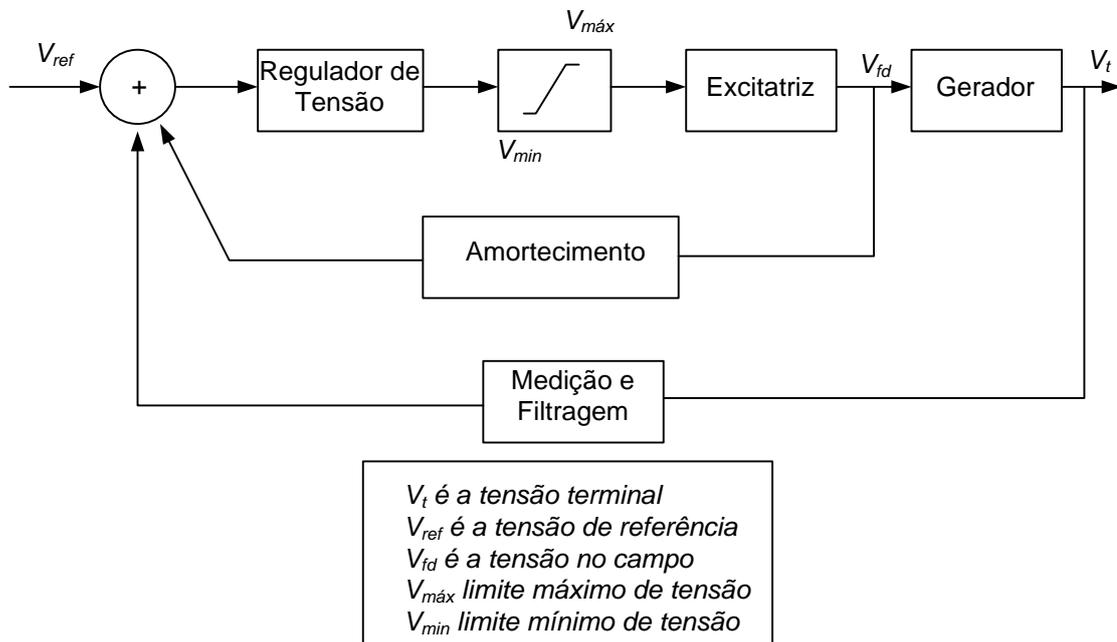


Figura 2.3 - Diagrama de bloco do sistema de regulação de tensão.

Neste sistema, o nível de tensão CC fornecida aos enrolamentos de campo será definido por um *loop* de controle de modo que a tensão fornecida pelo gerador corresponda a um valor de referência. Este valor de referência, por sua vez, está próximo à tensão de saída. Assim que o regulador atingir seu ponto de operação

nominal, o gerador passará a suprir ou absorver a potência reativa requerida pela carga (por imposição do sistema) de tal modo que a regulação de tensão almejada é obtida.

Os reguladores são necessários em compensadores síncronos (cuja finalidade é controlar tensão), em hidrogeradores (para manter a tensão baixa no caso de súbita perda de carga e conseqüente sobrevelocidade) e em turbogeradores sujeitos a grandes variações de carga. Na verdade, os reguladores de tensão são indispensáveis para manter a estabilidade dos geradores síncronos.

2.5 Fundamentos da Perda de Excitação

Conforme abordado anteriormente, um gerador síncrono requer corrente contínua em seu enrolamento de campo para que possua sincronismo com o sistema de potência. Quanto maior for a corrente contínua aplicada aos enrolamentos de campo, melhor será o acoplamento da máquina com o sistema de potência e, como conseqüência, mais estável será sua operação. Em casos extremos de subexcitação, a máquina pode inclusive perder o sincronismo com o sistema, mesmo que inexista qualquer distúrbio no sistema, como curto-circuito, perda de carga, chaveamento de linhas de transmissão, etc. Neste nível, diz-se que a máquina excedeu seu limite de estabilidade estacionária.

Segundo a norma IEEE Std C37.102TM (2006), a excitação em máquinas síncronas pode ser completamente ou parcialmente perdida por meio de:

- Abertura acidental do disjuntor de campo;
- Ocorrência de um curto-circuito no circuito do campo;
- Falha no regulador de tensão;
- Mau contato nas escovas da excitatriz;
- Falha na fonte de alimentação do sistema de excitação.

Quando um gerador síncrono perde seu sistema de excitação, o campo do rotor perde repentinamente sua força magnetomotriz – fmm. Isto faz com que a tensão interna da máquina decaia de acordo com a constante de tempo do circuito de campo, causando uma redução do ângulo da potência transmitida. Devido a isso, o rotor acelera levemente, adquirindo velocidade acima da síncrona. Esta sobrevelocidade provoca uma redução no acoplamento entre os campos do estator

e do rotor e, desta forma, ocasiona uma queda na potência ativa gerada. Neste momento, o regulador de velocidade acelera a máquina para entregar a mesma quantidade de potência mecânica.

Desse modo, o gerador que, em condições normais, operava como gerador síncrono passa a operar como um gerador de indução, absorvendo, do sistema de potência, correntes reativas de magnetização que, dependendo do escorregamento, podem atingir magnitudes da ordem de 2 a 4 vezes a corrente nominal do estator, gerando aquecimento excessivo do estator após algum tempo. Além disso, o rotor varre o campo do estator, do que resultam fortes correntes alternadas induzidas no corpo do rotor, enrolamentos amortecedores e enrolamentos de campo. A frequência das correntes induzidas no rotor pelo estator depende do escorregamento alcançado pela máquina (ANDERSON, 1998).

Durante a perda de excitação, a máquina primária permanece fornecendo uma determinada quantidade de potência ao gerador, mas o gerador absorve potência reativa do sistema. Logo, há uma queda na tensão terminal da máquina, que pode se espalhar para uma área maior se o sistema não for robusto o suficiente para atender a energia reativa demandada pela máquina com defeito para que a mesma permaneça excitada, especialmente se os demais geradores em paralelo não possuírem reguladores de tensão automáticos de resposta rápida.

Para impedir a excessiva queda na tensão, o sistema terá que suprir prontamente, ao gerador sem excitação, uma potência reativa de cerca de quatro vezes a potência nominal da máquina e, além disso, assumir a potência reativa que esta máquina atendia antes de perder sua excitação. Em tais circunstâncias, o sistema elétrico de potência fica susceptível à perda de sincronismo. A Figura 2.4 mostra o comportamento típico das grandezas elétricas; tensão terminal (V_t), potência ativa (P) e reativa (Q) de um gerador após uma perda total de excitação, com carregamento próximo do nominal.

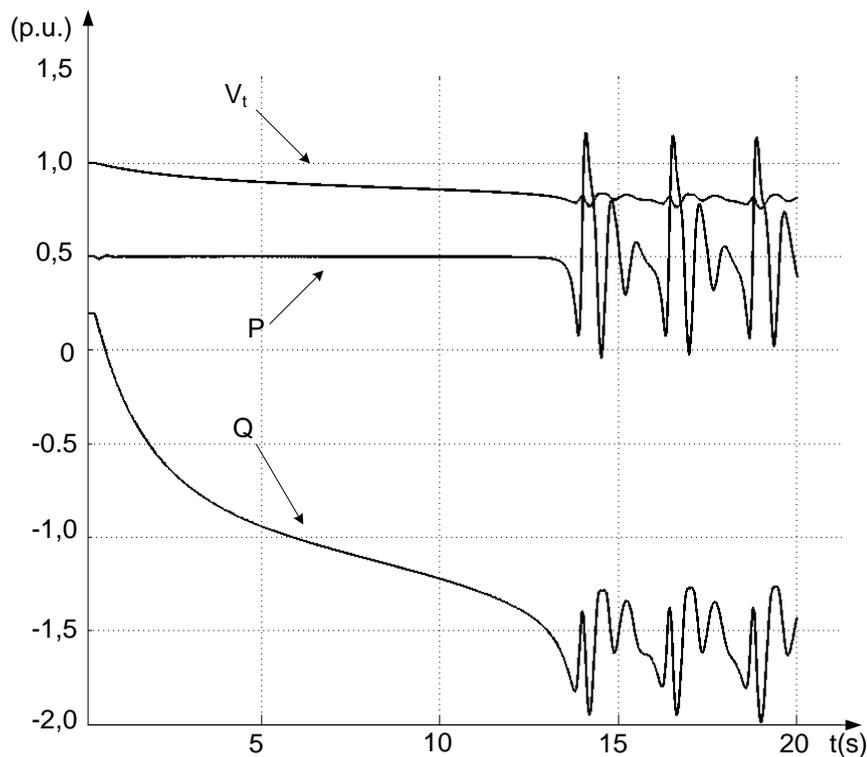


Figura 2.4 - Comportamento típico da tensão terminal (V_t), potência ativa (P) e reativa (Q) de um gerador após a perda de excitação (MORAIS, 2008)

Conforme Reimert (2006, pág. 331), a operação em modo assíncrono expõe o conjunto gerador-turbina a dois ciclos de estresse para cada ciclo de escorregamento. Como o desgaste é cumulativo, a vida útil da unidade pode ser reduzida consideravelmente caso a proteção não atue rapidamente, podendo afetar principalmente o eixo e suas estruturas associadas, incluindo as fundações da máquina. Há ainda o risco desta pulsação no eixo de acoplamento produzir ressonância em outros elementos da unidade.

O nível de aquecimento do rotor depende principalmente do carregamento do gerador antes da perda da excitação. A condição mais severa para ambos, gerador e sistema, é quando o gerador perde sua excitação em uma condição de plena carga. O tempo que o gerador pode permanecer sem o seu sistema de excitação, sem sofrer danos, é determinado pelas especificações do fabricante (IEEE Std C37.102TM, 2006). Este tempo pode variar de poucos segundos até vários minutos.

Além dos danos no gerador, também é necessário considerar os efeitos sobre o sistema de potência. Se a máquina com defeito não é isolada com rapidez, podem resultar problemas de estabilidade angular e de tensão, perda de carga e, em último

caso, até em abertura de interligações entre áreas. Além disso, deve haver uma preocupação com a sobre-excitação das máquinas adjacentes em virtude de que elas irão fornecer o reativo para o gerador com defeito (MACKENZIE et al, 1975).

Dessa forma, a proteção contra a perda de excitação deve ser sempre rápida de modo a prevenir danos mais severos ao gerador e/ou sistema, minimizando assim o tempo de reparo e o custo envolvido.

2.6 Proteção contra Perda de Excitação (ANSI 40)

Segundo CIGRE (2011), é recomendável o uso da proteção 40 em geradores com potência nominal superior a 5MVA, sendo opcional sua aplicação em unidades geradoras com potências nominais inferiores a esta.

Existem vários métodos de proteção contra a perda de excitação, os quais foram descritos no subcapítulo 1.4. Em geradores de pequeno porte podem ser adaptados relés de fator de potência (ANSI 55) ou relé de potência reversa (ANSI 32) ou, até mesmo, detectores de corrente no circuito de excitação como meios de proteção contra perda de excitação. Entretanto, na prática, as técnicas mais utilizadas são as mais conhecidas e/ou com maior facilidade de ajuste, normalmente aquelas baseadas em relés de impedância.

A proteção contra a perda de excitação é normalmente projetada de modo a disparar o disjuntor principal do gerador e o disjuntor de campo e parar a máquina primária. Existem vários tipos de relés que são utilizados nestes métodos, dentre eles, podem-se citar os de distância, direcional de potência reativa, subtensão e subcorrente do circuito de excitação. Deve-se salientar que a maioria dos métodos utiliza o relé de distância para proteção contra perda de excitação, com base no método desenvolvido por Mason (1949). A experiência tem mostrado que os métodos que utilizam relés de distância são mais seletivos que os métodos baseados no fluxo de energia reativa, subcorrente e sobrecorrente contínua, amplamente utilizados no passado (STEMMER e BASTOS, 1977; PIERRE, 1985).

Nos últimos anos, também têm sido apresentados alguns esquemas de proteção alternativos para detecção da perda de excitação em máquinas síncronas tais como relés direcionais de potência reativa, relés de subtensão e subcorrente do circuito de excitação. Além disso, a aplicação de modernas técnicas digitais tais quais lógicas adaptativas, técnicas de reconhecimento de padrões, teoria dos

conjuntos nebulosos (*fuzzy*) e redes neurais artificiais (*ANN*, acrônimo do inglês *artificial neural networks*), vêm sendo objeto de pesquisa nos últimos anos, embora as publicações com estes temas ainda sejam esparsas (PAJUELO et al., 2013). Com relação a estes métodos não convencionais, Morais afirma:

A principal desvantagem com relação aos convencionais é a dificuldade de ajuste, pois geralmente exigem simulações computacionais que demandam muito tempo e conhecimento, principalmente se o método fizer o uso de técnicas de inteligência artificial. [...] (MORAIS, 2008, p. 48)

2.6.1 Relés de Distância

As funções de proteção de distância começaram a ser utilizadas na década de 20. Elas vêm sendo aplicadas ao longo dos anos em relés com tecnologia eletromecânica, passando por implementações com tecnologia estática e mais recentemente por implementações com tecnologia digital.

O relé de distância (ANSI 21) possui esta designação devido a sua filosofia de funcionamento ser fundamentada na impedância, admitância ou reatância vista pelo relé. Como estes parâmetros são proporcionais à distância, motiva-se a atribuição deste nome ao relé.

Estes relés foram originalmente utilizados para proteger linhas de transmissão. Porém, devido às características inerentes à proteção de distância, sua aplicação também é encontrada para a detecção de oscilações estáveis, perdas de excitação e perdas de sincronismo (LIMA, 2002).

Os relés de distância são classificados de acordo com o seu princípio de edição, o que determina o tipo de característica de operação, normalmente ajustada no plano R-X. Tradicionalmente, as zonas de proteção possuem forma circular, visto que as equações de torque dos relés eletromecânicos produzem zonas circulares de operação. Neste momento, cabe ressaltar que a terminologia usada para definir os princípios de operação do relé de distância remonta à aplicação dos relés eletromecânicos que eram utilizados originariamente. Nos dias atuais, mesmo com a ampla aplicação dos relés digitais, alguns termos como “ângulo de conjugado máximo” continuam sendo utilizados na aplicação deste tipo de proteção.

Existem quatro principais tipos de relés definidos de acordo com a forma de suas áreas operacionais: (1) relés de impedância, (2) de admitância ou do tipo mho, (3) relé de reatância e (4) relé de característica quadrilateral. Também é possível a construção de características mais complexas através da combinação de uma ou mais características dentre as citadas anteriormente. Entretanto, o relé de admitância é o tipo mais comum dentre os relé de distância (REIMERT, 2006).

Os cálculos da impedância são feitos a partir de dados como os fasores tensão e corrente, obtidos nos secundários dos transformadores de potencial (TP) e transformadores de corrente (TC) que alimentam o relé.

Uma vez que os relés de distância medem impedâncias, é importante que suas características de operação sejam traçadas no plano R-X (plano da impedância). Essa providência facilita bastante o ajuste desses relés. Os ângulos das impedâncias medidas por esses relés dependem dos sentidos (sinais) dos fluxos de potências ativa e reativa no elemento protegido. As impedâncias medidas se apresentarão em um dos quadrantes do plano R-X conforme mostra a Figura 2.5.

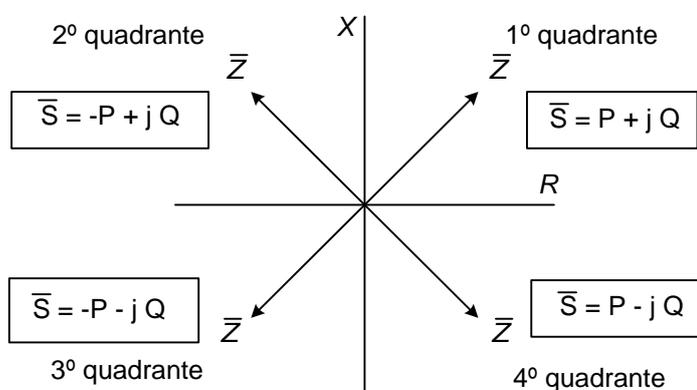


Figura 2.5 - Localização de \bar{Z} no plano R-X de acordo com o fluxo de potência.

O relé mho detecta faltas em apenas uma direção. Os relés de impedância e reatância detectam faltas nos quatro quadrantes do plano R-X (HOROWITZ e PHADKE, 1995). Devido a isto, os relés de impedância e reatância são geralmente supervisionados por relés direcionais.

Os relés de estado sólido analógicos, baseados em componentes eletrônicos discretos tais como diodos, transistores e amplificadores operacionais, foram

desenvolvidos a partir do final da década de 1950. Eles incorporaram todas as características dos relés eletromecânicos e, devido à facilidade que a nova tecnologia oferecia, incluíram variações nas características circulares, tais como a característica quadrilateral, poligonal, lenticular, tomate ou até personalizadas. Na realidade, estas variações poderiam ser obtidas com relés eletromecânicos, através da combinação de dois ou mais relés, naturalmente a um custo mais elevado (MORAIS, 2008).

A Figura 2.6 mostra no plano R-X a característica operacional dos relés de distância mais utilizados (HOROWITZ e PHADKE, 1995).

Em relés digitais, os valores medidos nos transformadores de instrumentos ficam disponíveis como vetores, em um número complexo contendo parte real e imaginária, após serem devidamente processados por filtros. Isto possibilita que os valores amostrados possam ser usados em equacionamentos que usem regras para cálculo com números complexos.

Os relés numéricos permitem ainda maior facilidade e precisão no ajuste da zona de proteção, visto que o componente unidirecional CC da corrente é eliminado após uma pré-filtragem digital. No ajuste de relés eletromecânicos, como forma de supressão da componente unidirecional CC, é importante que o ângulo da proteção seja casado com o ângulo da linha protegida (ZIEGLER, 1999, p. 101).

Como na proteção contra a perda de excitação é utilizado o relé mho, é dado um enfoque maior para este tipo de relé nas subseções seguintes.

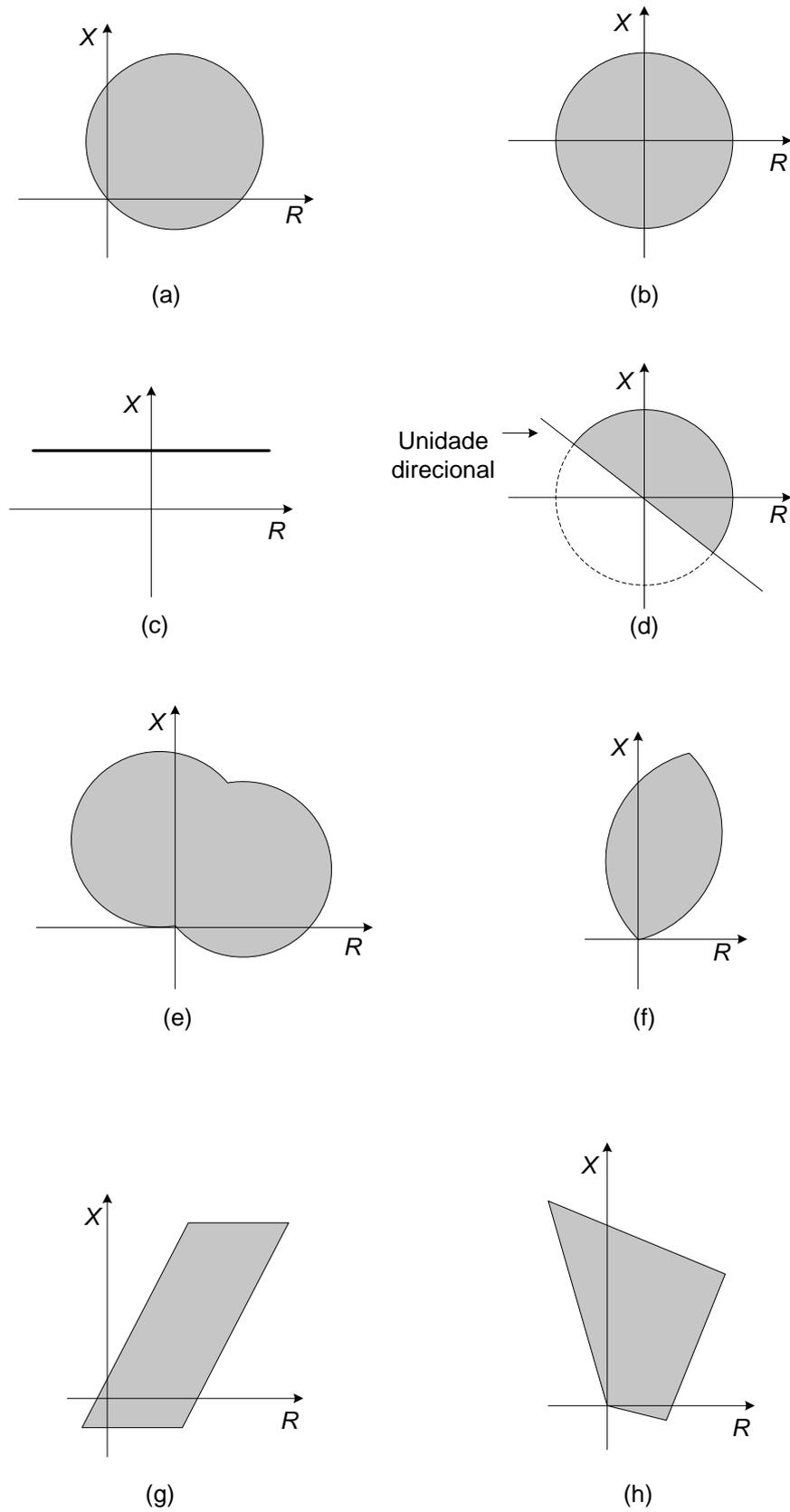


Figura 2.6 - Relés de distância mais utilizados: (a) mho; (b) impedância; (c) reatância; (d) impedância com direcional; (e) tomate; (f) lenticular; (g) quadrilateral; (h) poligonal. (MORAIS, 2008)

2.6.1.1 Aplicação de relés de distância na proteção contra a perda de excitação

Conforme dito anteriormente, um dos usos do relé de admitância é o de proteger o gerador contra a perda de excitação. A impedância vista pelo relé, conectado nos terminais da máquina, pode ser analisada através de um sistema simplificado de duas fontes geradoras conforme mostra a Figura 2.7 (MASON, 1949; KUNDUR, 1994).

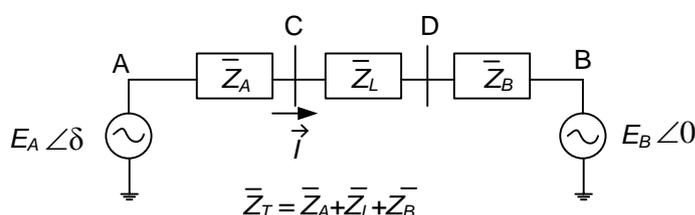


Figura 2.7 - Circuito equivalente de duas fontes geradoras

O relé é conectado nos terminais do gerador A, ou seja, na barra C, \vec{E}_A é a tensão interna da máquina A e \vec{E}_B a do equivalente B. A defasagem angular entre os dois sistemas é representada por δ .

O fasor de corrente \vec{I} é dado pela equação (2.1) e o fasor de tensão na barra C pela equação (2.2).

$$\vec{I} = \frac{E_A \angle \delta - E_B \angle 0}{\bar{Z}_T} \quad (2.1)$$

$$\vec{E}_c = \vec{E}_A - \bar{Z}_A \vec{I} \quad (2.2)$$

A impedância vista pelos terminais do gerador, barra C, onde o relé mho é colocado é dada por (2.3):

$$\bar{Z}_C = \frac{\vec{E}_C}{\vec{I}} = \frac{\vec{E}_A - \bar{Z}_A \vec{I}}{\vec{I}} = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \frac{E_A \angle \delta}{E_A \angle \delta - E_B \angle 0} \quad (2.3)$$

Se $E_A = E_B = 1,0 \text{ p.u.}$:

$$\bar{Z}_C = -\bar{Z}_A + \frac{\bar{Z}_T}{1 \angle 0 - 1 \angle -\delta} = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \frac{1 \angle 0 + 1 \angle -\delta}{(1 \angle 0 - 1 \angle -\delta)(1 \angle 0 + 1 \angle -\delta)} \quad (2.4)$$

Com algumas manipulações trigonométricas:

$$\bar{Z}_C = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \frac{1 + \cos \delta + j \operatorname{sen} \delta}{2j \operatorname{sen} \delta} = -\bar{Z}_A + \bar{Z}_T \left[\frac{1}{2} - j \left(\frac{1 + \cos \delta}{2 \operatorname{sen} \delta} \right) \right] \quad (2.5)$$

Assim, tem-se em (2.6) a impedância vista pelo relé conectado nos terminais do gerador (KUNDUR, 1994, p. 915):

$$\bar{Z}_C = \left(\frac{\bar{Z}_T}{2} - \bar{Z}_A \right) - j \left(\frac{\bar{Z}_T}{2} \cot \frac{\delta}{2} \right) \quad (2.6)$$

Se a relação E_A/E_B se mantiver igual a 1, à medida que o ângulo do rotor aumenta, a impedância aparente se desloca do seu ponto inicial, por exemplo, $\delta = 60^\circ$, em direção à esquerda, como por exemplo $\delta = 90^\circ$ como mostra a Figura 2.8.

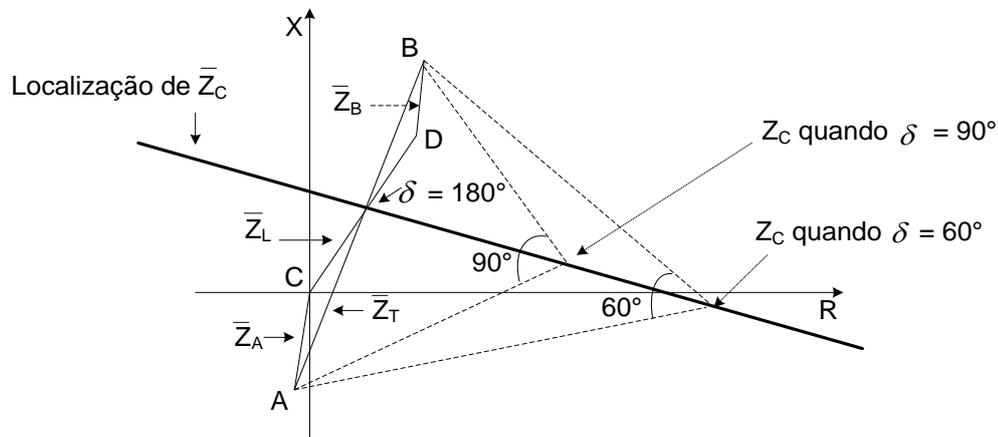


Figura 2.8 - Construção gráfica da impedância vista pelos terminais do gerador em função de δ com $E_A = E_B$

O caminho traçado pela impedância aparente para os vários valores de E_A/E_B são círculos. Para cada valor de E_A/E_B variando-se o ângulo δ , tem-se um círculo centrado sobre a impedância do sistema \bar{Z}_T (segmento de reta \overline{AB}) cujo raio e *offset* são determinados pela razão E_A/E_B conforme mostra a Figura 2.9. O caso específico de $E_A/E_B = 1$ tem raio e *offset* infinitos.

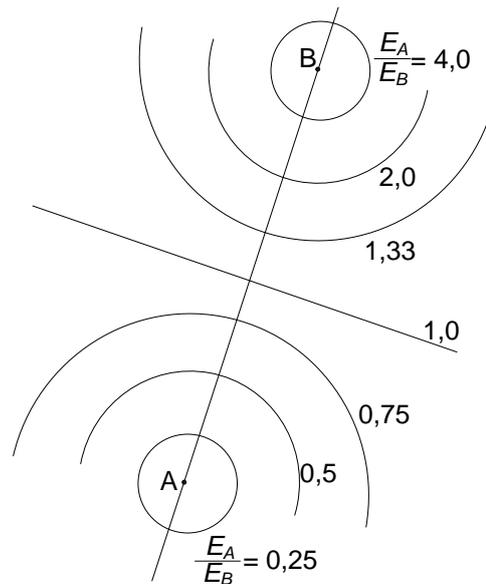


Figura 2.9 - Impedância aparente para diferentes valores de δ para cada valor de E_A/E_B

Se o ângulo δ entre \vec{E}_A e \vec{E}_B for mantido constante enquanto a razão E_A/E_B é variada, a impedância aparente também irá traçar uma porção de círculos os quais cruzam os pontos A e B como mostra a Figura 2.10. O segmento de reta \overline{AB} é parte de uma circunferência com raio infinito o qual representa uma separação angular de 0° ou 180° (KUNDUR, 1994, p. 917).

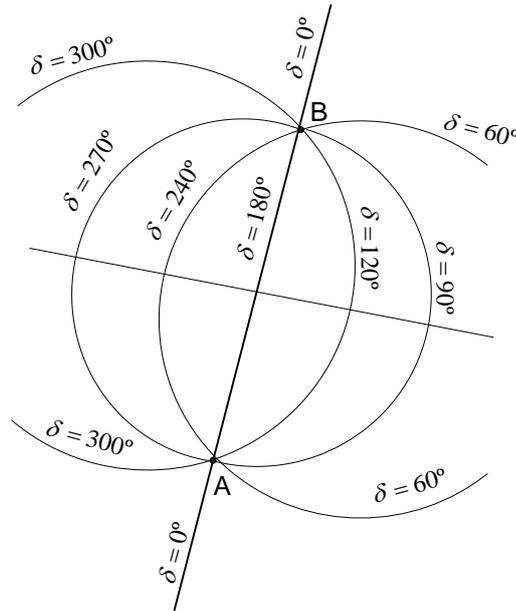


Figura 2.10 - Impedância aparente para diferentes valores de E_A/E_B para cada valor de δ

Com a tensão interna da máquina \vec{E}_A caindo a zero, a impedância vista pelo relé corresponderá apenas à parcela de \vec{Z}_A conforme a equação (2.3), e na Figura 2.8 ao ponto 'A', ou seja $-\vec{Z}_A$. Este ponto encontra-se no 3º ou 4º quadrante. Quando a excitação de um gerador operando de maneira síncrona sofre um colapso, o fluxo mútuo do campo e a tensão interna do gerador extinguem-se lentamente em um período que depende da constante de tempo do circuito de campo. Durante este período a relação E_A/E_B diminui resultando em uma redução gradual da potência ativa acompanhada de um aumento no ângulo do rotor. Referindo-se ao sistema equivalente da Figura 2.7, no decorrer deste defeito então se tem uma situação onde a tensão interna E_A está caindo e o ângulo δ está aumentando. Logo a impedância aparente vista pelos terminais do gerador na perda de excitação é uma combinação das duas famílias de curvas mostradas na Figura 2.8 e Figura 2.9. O caminho traçado pela impedância aparente medida nos terminais do gerador após a perda de excitação é mostrado na Figura 2.11 para diferentes níveis de carregamento inicial do gerador.

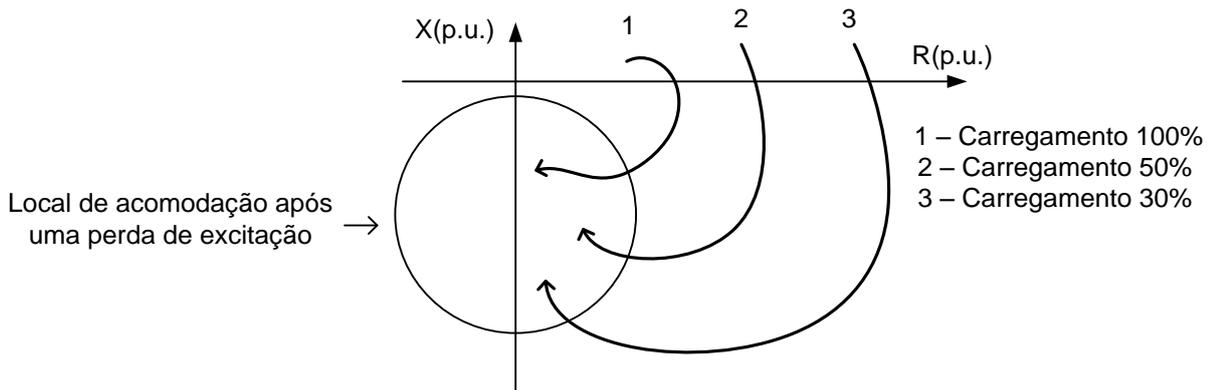


Figura 2.11 - Trajetória da impedância após perda de excitação

Como visto na Figura 2.11, o movimento descrito pelo vetor impedância aparente visto nos terminais do gerador é uniforme e parte do ponto em que o sistema operava antes do defeito. Ele se dirige para o interior do círculo mostrado na Figura 2.12 seguindo um caminho bem definido, aonde irá se acomodar.

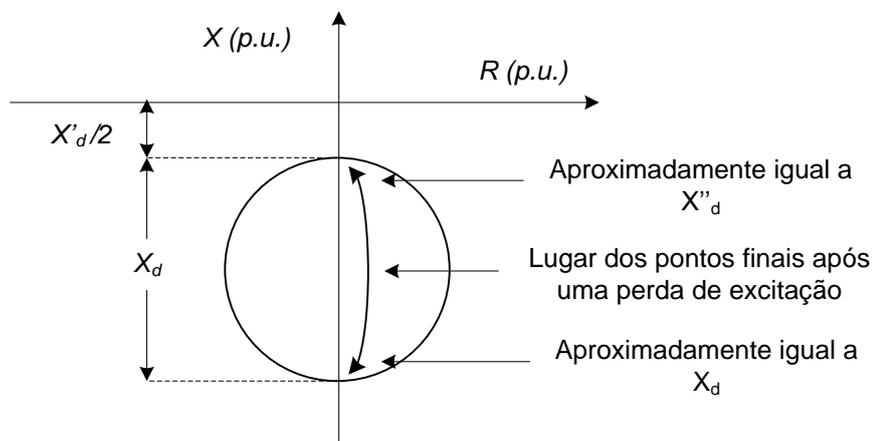


Figura 2.12 - Local de acomodação da impedância aparente em caso de perda de excitação (KUNDUR, 1994, p. 929)

De acordo com Moore e Stangenberg (1998) a trajetória da impedância aparente vista nos terminais do relé após a perda de excitação ocasionada por abertura do circuito de campo converge em circunferências menores do que a perda de excitação ocasionada por curto-circuito no campo. Entretanto, a velocidade do

movimento da impedância é similar em ambos os casos. Como a relação E_A/E_B se torna menor que a unidade na perda de excitação, a impedância vista pelo relé se encontra no 3° ou 4° quadrante e assim a perda de excitação pode ser detectada pelo relé de admitância centrado no eixo X do plano R-X (ANDERSON, 1998).

Um fator que altera a velocidade com que a impedância aparente se desloca em direção ao local de acomodação mostrado na Figura 2.12 é o carregamento do gerador antes da perda de excitação ocorrer. Situações onde o gerador opera com carga leve fazem com que a impedância demore mais tempo para atingir a área operacional do relé. A Figura 2.13 apresenta o comportamento típico da trajetória da impedância aparente após uma perda de excitação, considerando uma condição com carga inicial leve de $0,3 + j0,2$ p.u. e outra com carga pesada de $0,9 + j0,3$ p.u.. Nesta figura, é possível verificar que uma condição de perda de excitação leva a impedância aparente para um ponto próximo ao eixo imaginário negativo. Ainda, nas situações mostradas, percebe-se que a condição com carga leve demora 1,5 s a mais do que aquela com carregamento pesado para adentrar o círculo.

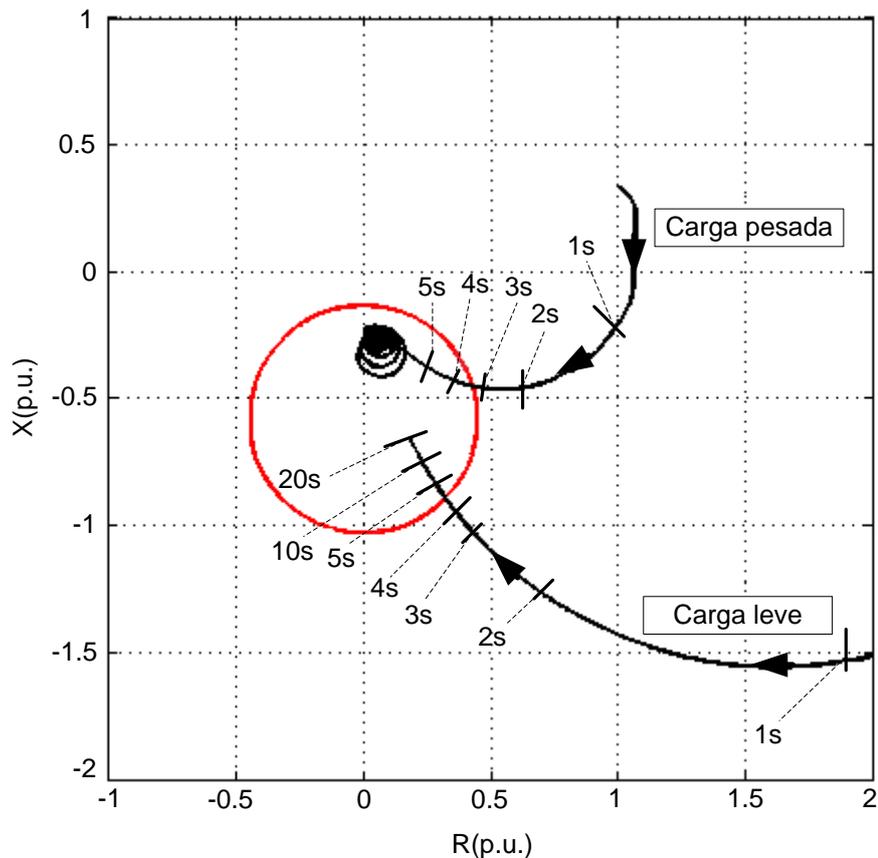


Figura 2.13 - Comportamento de situações de perda de excitação

Conforme ilustra a Figura 2.13, pode-se afirmar que, quando a impedância aparente vista pelo relé está indo em direção ao seu local de acomodação durante a perda de excitação, ela descreve uma trajetória de certa forma previsível, onde não existem mudanças bruscas de direção.

Para máquinas que operam de forma isolada, ou seja, sem fonte externa de potência reativa, algumas combinações entre o tamanho do gerador e o tipo de carga alimentada podem fazer com que a impedância aparente não se desloque para o interior da característica operacional do relé. Neste caso, a proteção pode não ser sensibilizada, sendo necessária a realização de estudos mais detalhados para prover o melhor ajuste da proteção (PIERRE, 1985).

O caminho da impedância aparente, descrito pela equação (2.6), vista pelo relé pode se encontrar dentro da característica operacional do mesmo, durante o evento da perda da excitação ou até mesmo outros eventos como as oscilações estáveis de potência. A impedância aparente pode ser determinada por meio do

cálculo da impedância medida pelo TC e TP colocados nos terminais do gerador (barra C) como mostrado na Figura 2.14. A impedância vista pelo relé é dada pela equação (2.7).

$$\bar{Z}_C = \frac{\vec{E}_C}{\vec{I}_{CD}} = R_C + jX_C \quad (2.7)$$

Em fenômenos trifásicos e equilibrados, onde se inclui a perda de excitação, R_C e X_C são calculados de acordo com (2.8) e (2.9):

$$R_C = \frac{E_C^2 P}{P^2 + Q^2} \quad (2.8)$$

$$X_C = \frac{E_C^2 Q}{P^2 + Q^2} \quad (2.9)$$

Onde:

\vec{E}_C é a tensão de linha;

\vec{I}_{CD} é a corrente de fase;

P é a potência ativa 3 ϕ fornecida pelo gerador;

Q é a potência reativa 3 ϕ fornecida pelo gerador;

R_C e X_C formam a impedância de sequência positiva \bar{Z}_C medida na barra C.

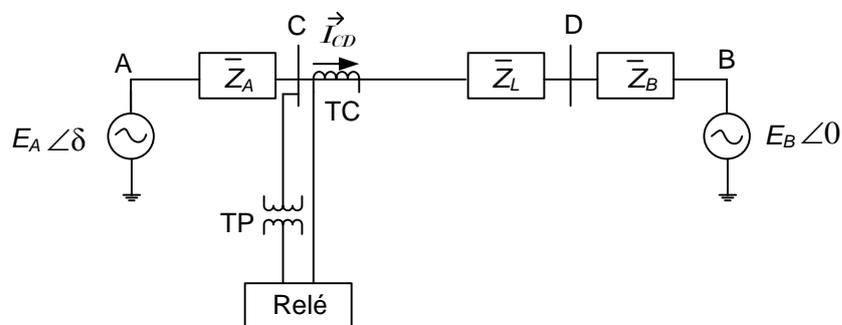


Figura 2.14 - Impedância aparente vista pelo relé

Como o relé encontra-se instalado no secundário dos TPs e TCs, a impedância aparente vista pelo relé, deve ser referida ao secundário. A impedância no secundário do TC e TP pode ser obtida por meio da equação (2.10).

$$Z_{secundário} = Z_{primário} \frac{RTC}{RTP} \quad (2.10)$$

Onde:

$Z_{primário}$ é a impedância no primário;

$Z_{secundário}$ é impedância vista pelo relé;

RTC é a relação de transformação do TC;

RTP é a relação de transformação do TP.

2.6.1.2 Relé de Distância Tipo Admitância

A Figura 2.15 ilustra a característica operacional do relé de admitância no plano R-X, sem *offset* e com *offset* (deslocamento da origem). O ângulo medido entre o eixo R e uma reta que intercepta a origem e o centro do relé é denominado o ângulo de conjugado máximo τ do relé. O alcance do relé é a distância medida da origem até o ponto onde o ângulo de conjugado máximo cruza com a circunferência. O alcance, o ângulo τ e o *offset* são parâmetros ajustáveis do relé.

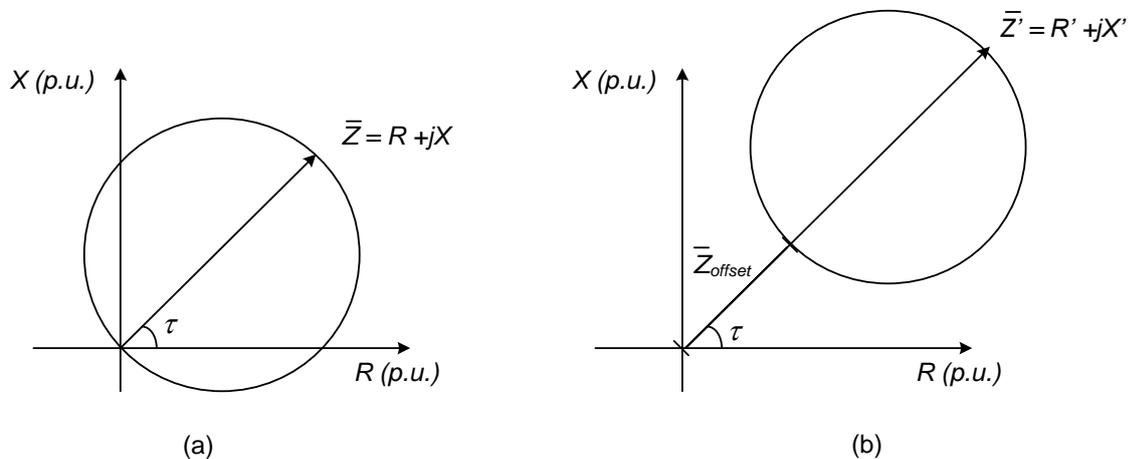


Figura 2.15 - Relé de admitância sem *offset* (a) e com *offset* (b).

Conforme dito anteriormente, o lugar de acomodação do vetor impedância aparente após a perda de excitação se situa no 3º e/ou 4º quadrante, próximo do eixo X no plano $R-X$. Sendo assim, a maioria dos métodos de proteção contra perda de excitação é ajustada com ângulo de máximo conjugado igual a -90° .

2.6.1.2.1 Equacionamento do Relé de Admitância Eletromecânico

Em um relé eletromecânico, o conjugado de fechamento da unidade mho, devido à interação dos fluxos magnéticos originados pelas grandezas de corrente elétrica, que produz conjugado de operação, e tensão elétrica, que produz conjugado de restrição, é descrito pela equação (2.11), desprezando o efeito da mola de restrição (STEMMER e BASTOS, 1977).

$$C = K_d E I \cos(\tau - \theta) - K_v E^2 \quad (2.11)$$

Onde:

C = conjugado de operação;

E = valor eficaz da tensão de polarização do relé;

I = valor eficaz da corrente entre fases (I_{ab}) associada à tensão (V_{ab});

τ = ângulo de máximo conjugado do relé de admitância;

θ = ângulo de defasagem entre \vec{E} e \vec{I} ;

K_d = constante de projeto para unidade direcional;

K_v = constante do elemento de retenção;

Os valores de E e \bar{Z}_{offset} são calculados conforme (2.12) e (2.13), respectivamente:

$$E = (V_{ab}) - (I_{ab}) Z_{offset} \quad (2.12)$$

$$\bar{Z}_{offset} = R_{offset} + jX_{offset} \quad (2.13)$$

Sendo:

V_{ab} = diferença de tensão entre as fases A e B;

I_{ab} = diferença de corrente entre as fases A e B;

\bar{Z}_{offset} = *offset* do ajuste;

R_{offset} = *offset* do eixo R no plano R-X;

X_{offset} = *offset* do eixo X no plano R-X.

Assim, o conjugado de operação é dado em (2.14):

$$C = K_d [(V_{ab}) - (I_{ab}) \bar{Z}_{offset}] (I_{ab}) \cos(\tau - \theta) - K_v [(V_{ab}) - (I_{ab}) \bar{Z}_{offset}]^2 \quad (2.14)$$

O valor do *offset* pode ser tanto positivo quanto negativo, ou até mesmo nulo. A opção de deslocar ou não o relé da origem, ou seja, utilizar ou não o *offset* como mostra a Figura 2.15 (a) e (b) fica a critério do usuário. O conjugado dos relés de admitância que não utilizam *offset* é calculado por meio da mesma equação (2.14), porém com $Z_{offset} = 0$ na equação (2.12).

2.6.1.2.2 Equacionamento do Relé de Admitância Numérico

A equação (2.14) do conjugado com base em definições para relés eletromecânicos pode ser facilmente reproduzida em relés microprocessados.

No limiar da operação, ou seja, onde $C = 0$ na equação (2.11), tem-se a equação (2.15).

$$K_d E I_{ab} \cos(\tau - \theta) - K_v E^2 = 0 \quad (2.15)$$

Reajustando os termos da equação (2.16):

$$K_d E I_{ab} \cos(\tau - \theta) = K_v E^2 \quad (2.16)$$

Dividindo ambos os lados da equação (2.16) por $E I$, ou seja, $(V_{ab} - I_{ab} Z_{offset}) I_{ab}$, tem-se:

$$K_d \cos(\tau - \theta) = K_v \frac{(V_{ab}) - (I_{ab}) Z_{offset}}{I_{ab}} \quad (2.17)$$

$$K_d \cos(\tau - \theta) = K_v \left(\frac{V_{ab}}{I_{ab}} - Z_{offset} \right) \quad (2.18)$$

$$K_d \cos(\tau - \theta) = K_v (Z_C - Z_{offset}) \quad (2.19)$$

Onde Z_C é a impedância aparente vista pelo relé.

Finalmente, tem-se a equação (2.20).

$$Z_C = \frac{K_d}{K_v} \cos(\tau - \theta) + Z_{offset} \quad (2.20)$$

A equação (2.19) representa um círculo no plano R-X deslocado da origem de \bar{Z}_{offset} , conforme ilustrado na Figura 2.16. A circunferência mostrada na Figura 2.16 possui as seguintes características:

- Seu diâmetro é K_d/K_v ;
- O diâmetro passando pela origem faz um ângulo τ (- 90°) com o eixo R;
- Seu centro é definido pelo ponto dado por (2.21):

$$\left(\frac{K_d/K_v}{2} \cos(\tau) + R_{offset} ; \frac{K_d/K_v}{2} \sin(\tau) + X_{offset} \right) \quad (2.21)$$

- O conjugado é positivo (o relé opera) para pontos situados no interior da circunferência, e o conjugado negativo (o relé não opera) para pontos situados fora da referida circunferência;
- O conjugado é máximo no centro da circunferência.

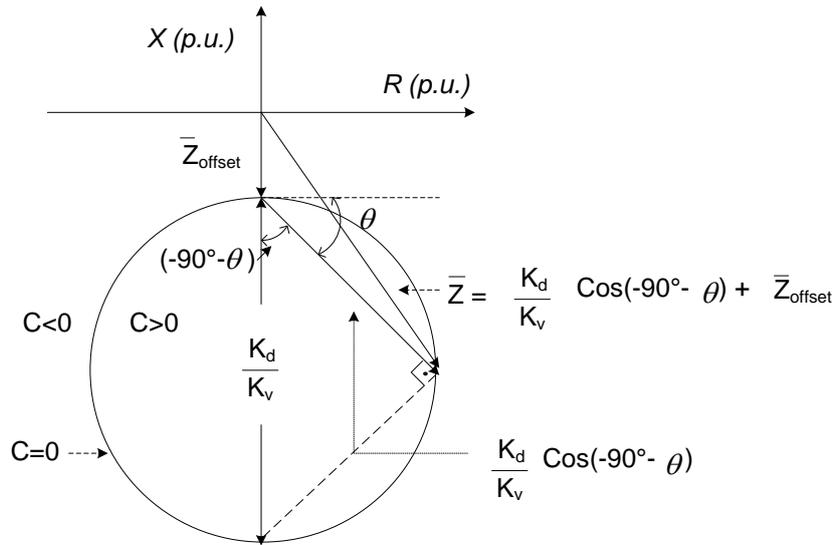


Figura 2.16 - Relé de admitância com *offset* e ângulo de máximo conjugado igual a -90°

A referência Ziegler (1999) apresenta uma forma semelhante de modelagem do relé de admitância numérico. Neste modelo, o funcionamento do relé é baseado no ângulo de fase originado a partir da comparação fasorial ponto a ponto entre o fasor correspondente da trajetória da impedância aparente vista pelo relé (impedância medida nos terminais do gerador) e o fasor da impedância de ajuste do relé (fasor que corresponde ao diâmetro da área do relé).

Na Figura 2.17 considerando Z_R como a impedância a ser ajustada no relé, a circunferência deste relé define todos os pontos onde o fasor da impedância medida Z_C e o fasor $(Z_C - Z_R)$ são ortogonais, $\varphi = -90^\circ$. Nos casos onde Z_C se situe no interior da área do relé, o ângulo φ formado entre tais fasores é inferior a -90° . Do contrário, caso Z_C esteja fora da circunferência, o ângulo φ é superior a -90° . A Figura 2.17 ilustra a aplicação deste modelo à proteção contra perda de excitação ajustada com ângulo de -90° .

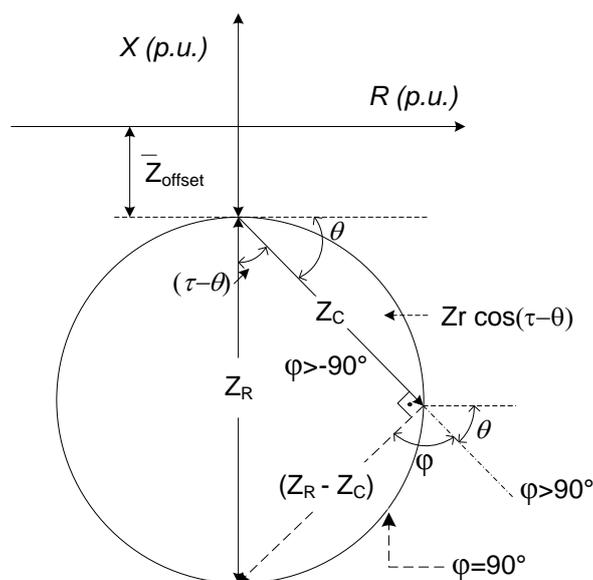


Figura 2.17 - Relé de admitância numérico com *offset* e ângulo de ajuste igual a -90°

2.7 Métodos Existentes de Proteção Contra a Perda de Excitação

Conforme visto no subcapítulo 1.4, existem diversos métodos de proteção contra a perda de excitação. No entanto, na prática são utilizados os mais conhecidos e/ou com maior facilidade de ajuste, que nem sempre são os mais adequados. Entre os métodos, o que varia de um para outro, é a complexidade na sua aplicação e o grau de proteção oferecido. Atualmente, o método escolhido depende de fatores como custo do gerador, custo do relé e importância do gerador para o sistema.

Este subcapítulo descreve três métodos de proteção contra perda de excitação amplamente utilizados, sendo eles os métodos de Mason (1949), Berdy (1975) e a técnica *Offset Positivo* (2006).

2.7.1 O Método de Mason

Em 1949, a partir dos diversos relatos sobre as dificuldades em compatibilizar o funcionamento da proteção então adotada, C. R. Mason (MASON, 1949) apresentou uma nova proposta para a proteção contra perda de excitação.

O método proposto por Mason possui apenas um relé monofásico polarizado de atuação instantânea para monitorar a impedância vista pelos terminais do gerador, onde são ajustados um diâmetro igual à reatância síncrona do eixo direto do gerador (X_d) e *offset* igual à metade da reatância transitória de eixo direto do gerador $X'_d/2$. A Figura 2.18 mostra a característica operacional no plano R-X proposta por Mason (1949).

Esta função de proteção utiliza as tensões e correntes medidas nos terminais da máquina para obter a impedância vista nos terminais do gerador e assim definir quando a impedância está dentro da área operacional.

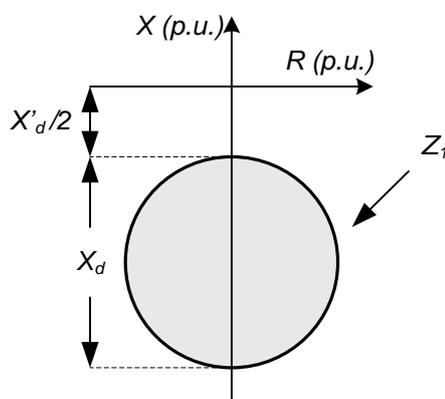


Figura 2.18 - Característica operacional no plano R-X do Relé de MASON (1949)

Atualmente este método é recomendado para máquinas que possuem X_d menor que 1,2 p.u. (LIMA et al., 2003). Moraes (2008, p. 89-90) comprova o bom desempenho do método de Mason para máquinas com $X_d < 1,2$ p.u., e conclui que “não é necessário investir em métodos de proteção contra a perda de excitação que utilizam outros relés, como por exemplo, os relés de subtensão, sobretensão e direcional, usados no método *Offset* Positivo e Característica Tomate/Lenticular.”

2.7.2 O Método de Berdy

Nas décadas de 60 e 70, o método de Mason (1949) passou a enfrentar problemas de seletividade devido ao aumento das reatâncias das máquinas síncronas. Isto se deve ao aumento das reatâncias síncronas e o consequente aumento da área operacional do relé, o que aumentaria a possibilidade de operação indevida (MORAIS, 2008).

Para sanar este problema, fez-se necessária uma sofisticação adicional com relação ao método de Mason (1949), tal qual o uso de uma unidade mho adicional e temporização proposto por Berdy (1975). A primeira zona do método de Berdy (Z_1) não possui retardo de tempo e seu diâmetro é igual a 1,0 p.u. na base do gerador. Esta zona tem como função detectar a perda de excitação com o gerador operando entre 100% e 30% do seu carregamento nominal, que se caracterizam como condições mais severas em termos de danos no gerador e efeitos adversos no sistema (MORAIS, 2008). Por outro lado, a segunda zona (Z_2) é ajustada com o diâmetro igual à reatância síncrona de eixo direto (X_d), e com uma temporização adicional da ordem de 0,5 até 0,6 segundos. Esta temporização serve em casos onde o gerador estava operando com baixo carregamento ou para perdas parciais de excitação. As duas zonas apresentam o ajuste do *offset* igual à metade da reatância transitória de eixo direto ($X'_d/2$). A característica operacional no plano R-X é apresentada na Figura 2.19.

A referência IEEE Std C37.102TM (2006) sugere utilizar temporização de 0,1 segundo na primeira zona (Z_1) do ajuste de Berdy (1975). Já Cigré (2011) admite uma temporização de até 0,3s para Z_1 .

Após Berdy (1975) apresentar seu ajuste, passou-se a utilizar o ajuste de Mason (1949) para máquinas com reatância de eixo direto (X_d) até 1,2 p.u. e o ajuste de Berdy (1975) para máquinas com reatância de eixo direto (X_d) maiores que 1,2 p.u.. Tal afirmação foi confirmada por Lima et al. (2003).

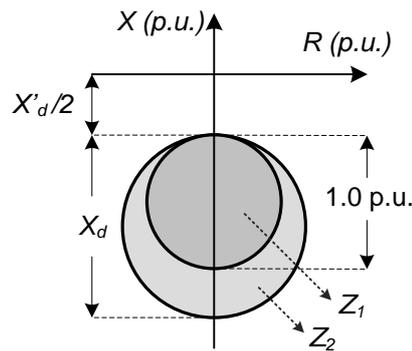


Figura 2.19 - Característica operacional no plano R-X da proteção contra perda de excitação proposta por BERDY (1975)

2.7.3 Método Offset Positivo

O método presente na referência IEEE Std C37.102TM (2006) faz o uso da combinação de uma unidade mho com *offset* positivo, uma unidade direcional e uma unidade de subtensão aplicada nos terminais do gerador.

A segunda zona (Z_2) da unidade mho é coordenada com o Limite de Estabilidade Prático (LEP) e Limite de Excitação Mínima (LEM) da máquina. Para se ajustar a unidade mho, é necessário obter o LEP do gerador no plano $R-X$. O LEP pode ser obtido diretamente no plano $R-X$, conhecendo-se reatância síncrona de eixo direto da máquina (X_d) e a reatância equivalente vista pelos terminais do gerador (X_B), ambos em p.u. na base do gerador, conforme a Figura 2.20 e equações (2.22) e (2.23).

$$Centro = -\frac{1}{2}(X_d - X_B) \tag{ 2.22 }$$

$$Raio = \frac{1}{2}(X_d + X_B) \tag{ 2.23 }$$

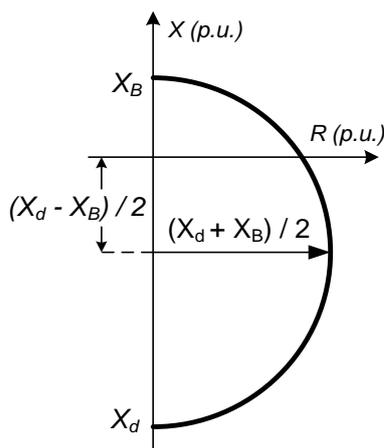


Figura 2.20 - Conversão do LEP para o plano R-X

A unidade 2 (Z_2) de *offset* positivo é ajustada em 10% do *LEP*, utilizando para tal as equações (2.24) e (2.25).

$$Diâmetro = 1,1 X_d + X_B \tag{ 2.24 }$$

$$Offset = X_B \tag{ 2.25 }$$

A referência Beckwith Electric Co. (2001) recomenda utilizar apenas a reatância do transformador, ao invés de impedância equivalente vista pelos terminais do gerador X_B , nas equações (2.24) e (2.25).

Como a unidade 2 (Z_2) possui *offset* positivo, esta é supervisionada por um elemento direcional de modo a prevenir a operação indevida para oscilações estáveis de potência. A unidade direcional é tipicamente ajusta em -13° (fator de potência 0,974). Durante condições anormais de operação com excitação baixa, a unidade direcional e a unidade Z_2 podem operar na forma de alarme, permitindo ao operador a correção do problema. Se uma condição de baixa tensão terminal também existir, pondo em risco a estabilidade do sistema, a unidade de subtensão opera e inicializa a operação com temporização (t_2) de 0,25 s a 1,0 s. A unidade de subtensão pode ser ajustada em 0,8 p.u. a 0,9 p.u. da tensão nominal da máquina.

No caso de unidades geradoras de grande porte ou com localização importante para o sistema, podem ser utilizadas duas unidades de admitância. Caso outra unidade (Z_1) seja utilizada, a temporização (t_2) de 1,0 s é recomendada na

unidade de subtensão, caso contrário utiliza-se 0,25 s. A Z_1 é ajustada com *offset* negativo igual à metade da reatância transitória de eixo direto ($X'_d/2$) e diâmetro de 1,1 vezes o valor da reatância síncrona de eixo direto (X_d) menos o *offset* conforme equações (2.26) e (2.27) respectivamente.

$$Z_{1_{offset}} = -\frac{X'_d}{2} \tag{ 2.26 }$$

$$Z_{1_{diâmetro}} = 1,1 X_d - \frac{X'_d}{2} \tag{ 2.27 }$$

Esta unidade é ajustada com temporização (t_1) de 0,2 s a 0,3 s. A Figura 2.21 ilustra o esquema de proteção contra a perda excitação que utiliza duas zonas e elemento direcional no plano R - X . A Figura 2.22 mostra a lógica operacional do método.

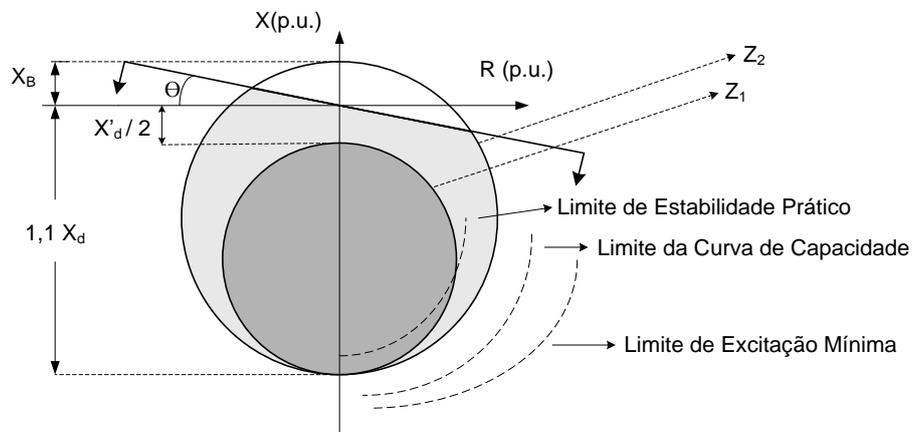


Figura 2.21 - Método de proteção de perda de excitação com *offset* positivo

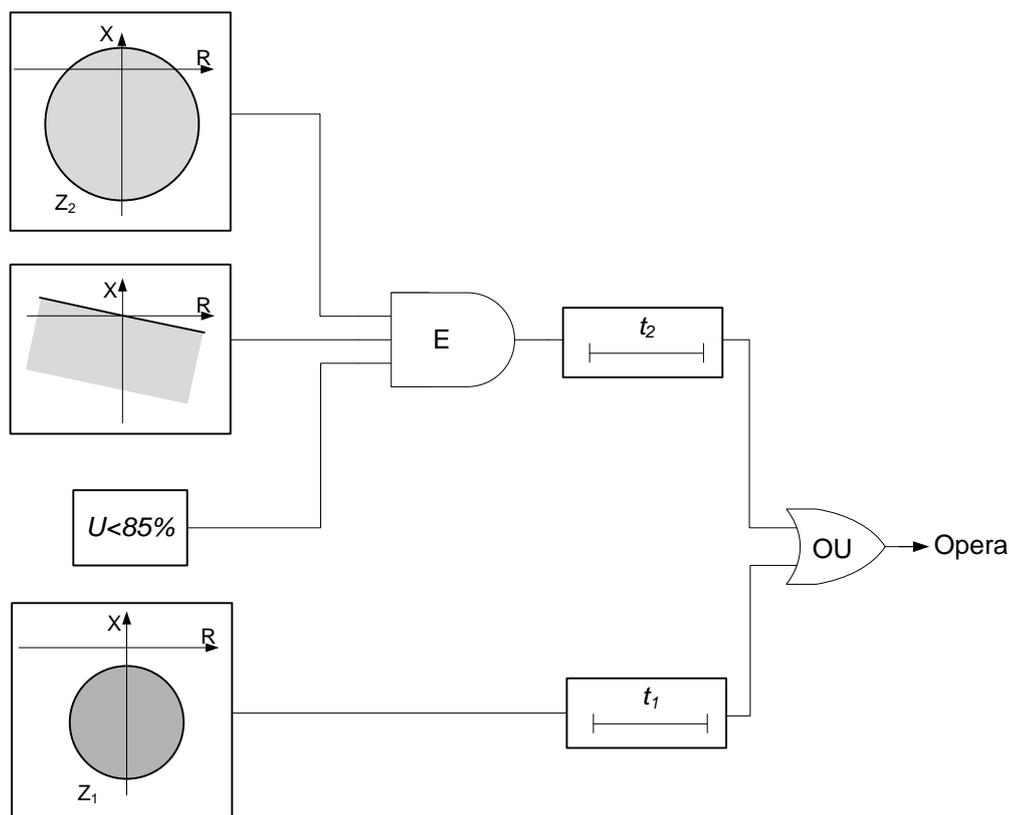


Figura 2.22 - Lógica operacional do método que utiliza *offset* positivo com unidade de subtensão ajustada em 85%

A combinação de relés de admitância com unidades de subtensão tem sido amplamente utilizada. Esta combinação proporciona proteção para quase todas as condições de perda de excitação, mas pode não disparar quando o gerador estiver operando com carga leve, visto que a queda de tensão poderia não ser suficiente para operar esta unidade. Sendo assim, caso sejam usadas duas unidades mho, é importante que o relé de subtensão se limite a supervisionar apenas a unidade de maior diâmetro (MORAIS, 2008, p. 90).

Quando a máquina protegida for um hidrogerador, pode ser necessária uma modificação no elemento de subtensão. Caso o gerador opere como um compensador síncrono, operando subexcitado e absorvendo reativos do sistema, a tensão nos terminais da máquina se mantém em níveis inferiores à do sistema (0,9 p.u. a 0,95 p.u.) e, desta forma, poderá causar o disparo do relé de subtensão. Sendo assim, deve ser bloqueada a atuação da unidade de subtensão nesta faixa de tensão (CIGRÉ, 2011, p. 80).

2.8 Operações indevidas da proteção contra perda de excitação

A experiência mostra que os métodos tradicionais de proteção contra perda de excitação com base nos conceitos dos relés de impedância não são totalmente seletivos (MACKENZIE et al., 1971), visto que algumas outras condições podem fazê-lo operar indevidamente, retirando a unidade geradora do sistema sem necessidade.

Uma situação que pode ocasionar a atuação indevida do relé 40 ocorre quando grandes blocos de carga são retirados do sistema abruptamente, em sistemas conectados por linhas de transmissão longas de alta ou extra-alta tensão. Com essa perda repentina da carga, tais LTs se comportam como grandes fontes de reativos, elevando a tensão do sistema. Visando manter o equilíbrio de potência reativa no sistema, os geradores irão absorver o excesso de reativos. Esta absorção pode fazer com que a impedância aparente vista nos terminais do relé entre em sua área operacional, provocando o desligamento indevido da máquina.

Entretanto, segundo IEEE Committee Report (1988), o principal tipo de oscilação estável, que têm ocasionado a operação indevida desta proteção, são curtos-circuitos transitórios que ocorrem próximos da unidade geradora, quando a mesma está operando na região subexcitada.

A Figura 2.23 mostra um ajuste de proteção contra a perda de excitação segundo o método proposto por Berdy (1975), e a impedância aparente vista pelo relé durante uma oscilação estável de potência. De maneira a ilustrar o problema, foi realizado, por meio de simulação computacional, um curto-circuito trifásico no lado de alta tensão de um transformador elevador conectado a um gerador. O curto-circuito foi eliminado no tempo de 100 ms. No momento em que se dá o curto-circuito, a impedância aparente vista pelo gerador se encontra no ponto 1 da referida figura, que corresponde neste caso a um valor próximo ao da impedância do transformador elevador. Após a falta ter sido eliminada por meio da abertura do disjuntor, ocorre uma oscilação estável de potência como consequência à tentativa do sistema de encontrar um novo ponto de operação, e a impedância aparente possui uma trajetória imprevisível, que tende a cruzar a área operacional do relé mho.

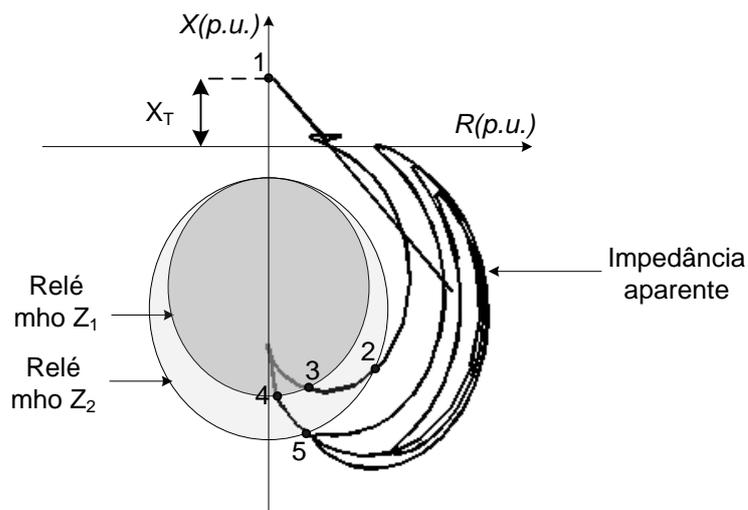


Figura 2.23 - Relé mho e impedância aparente durante uma oscilação estável de potência.

A solução encontrada pelos autores que estudaram o assunto na década de 70 (ARNDT & ROGERS, 1975; BERDY, 1975; MACKENZIE et al., 1975; DARRON et al., 1975) para evitar ou diminuir os casos de operação indevida desta proteção, foi temporizar a operação do relé mho. Porém, a temporização utilizada na primeira zona de proteção Z_1 – tempo em que impedância aparente excursiona entre os pontos 3 e 4, e na segunda zona Z_2 – tempo em que impedância aparente excursiona entre os pontos 2 e 5, pode não ser suficiente para evitar a operação indevida do relé. Na prática, normalmente os relés são temporizados de acordo com especificações dos fabricantes, porém, o mais adequado seria obter estes valores por meio de estudos de estabilidade transitória (IEEE Std C37.102TM, 2006), o que por sua vez é bastante trabalhoso.

Além disso, alguns autores, tais como Mackenzie et al. (1975); IEEE Committee Report (1988); Rana et al. (1990); e Mozina (2004) não consideram a temporização da proteção contra perda de excitação uma solução ideal pois expõe a máquina e o sistema de potência a um tempo maior sob os efeitos da perda de excitação citados anteriormente.

Numa comparação entre os métodos apresentados no subcapítulo 2.7, Morais (2008, p. 48) afirma que “o método presente na referência IEEE Std C37.102TM (2006) [método do *Offset* Positivo], proporciona maior seletividade que os métodos tradicionais na distinção das perdas de excitação e oscilações estáveis de potência, pois combina o relé mho com o relé de subtensão”.

2.9 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma descrição geral sobre os sistemas de excitação das máquinas síncronas. Após isso, foram introduzidas as características do fenômeno da perda de excitação em geradores síncronos, suas causas, consequências, e também o que ocorre enquanto a perda de excitação perdura. A perda de excitação pode causar consequências desastrosas à máquina síncrona, tal como a explosão do gerador devido ao aquecimento excessivo. Também pode causar sérios danos ao sistema elétrico de potência, visto que, se a proteção não atuar rapidamente, o sistema poderá entrar em colapso.

Dessa forma, pode-se perceber a importância da rápida atuação da proteção contra a perda de excitação como forma de prevenir danos mais severos ao gerador e/ou sistema, reduzindo os possíveis danos e, por conseguinte, minimizando o tempo de reparo e o custo envolvido.

Também foi apresentada uma breve explanação teórica do relé de distância e também do relé de admitância, visto que este é o relé mais utilizado na proteção contra perda de excitação, sendo, inclusive, utilizado nos métodos de proteção contra perda de excitação sugeridos por Mason (1949), Berdy (1975) e *Offset Positivo*, conforme descrito em IEEEStd C37.102TM (2006), os quais foram aqui descritos.

Por fim, foi comentado o problema da operação indevida da proteção contra a perda de excitação, que geralmente é ocasionado por curtos-circuitos próximos à unidade geradora quando a mesma opera de forma subexcitada. Com base nas trajetórias da impedância aparente após casos de perda de excitação e oscilação estável de potência mostradas neste Capítulo, pode-se perceber o comportamento distinto em ambos os casos. Enquanto na perda de excitação a trajetória é previsível, onde não existem mudanças bruscas de direção, na oscilação estável de potência o comportamento é totalmente aleatório, possuindo movimentos imprevisíveis. Esta diferença de comportamento é utilizada como fundamentação para o método proposto no Capítulo 3.

3 MÉTODO PROPOSTO PARA A PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO

3.1 Considerações Gerais

A abordagem proposta por Mason (1949) para a proteção contra a perda de excitação, fundamentada na impedância aparente vista a partir dos terminais da máquina vêm sendo utilizada até hoje devido ao desempenho e facilidade de ajuste.

Entretanto, algumas condições ainda ocasionam atuações indevidas da proteção contra perda de excitação, sendo que a oscilação estável de potência que surge após a eliminação de um curto-circuito é o caso mais relevante. Muitas metodologias foram desenvolvidas ao longo do tempo visando aumentar a seletividade da proteção 40, conforme visto no subcapítulo 1.4. Técnicas computacionais modernas que passaram a ser desenvolvidas e aplicadas na proteção contra perda de excitação possuem algumas vantagens quando comparadas às tradicionais, porém, possuem a desvantagem de exigir um grande volume de simulações computacionais que demandam muito tempo e conhecimento.

Sendo assim, evitar atuações indevidas em situações de oscilações estáveis de potência permanece sendo um dos principais desafios da proteção contra perda de excitação.

Visando minimizar estes problemas, propõe-se aqui o Método do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente. Este conceito efetua a proteção contra perda de excitação através da análise contínua da trajetória da impedância aparente aliada aos conceitos tradicionais desenvolvidos por Mason (1949). Considerando o comportamento previsível da trajetória da impedância aparente em condições de perda de excitação, e a característica oposta em situação de oscilação estável de potência, o objetivo do método é distinguir ambos os casos e, desta forma, garantir disponibilidade e segurança à proteção 40.

3.2 Cálculo Contínuo da Impedância

O Cálculo Contínuo da Impedância foi inicialmente utilizado por Blumschein et al. (2008) para detectar e tratar oscilações de potência em sistemas de transmissão

visando reduzir o risco de *blackouts*. A proposta dos autores é utilizar a técnica como um método de detecção de oscilação de potência sem necessidade de parametrização e, assim, independente dos parâmetros do sistema. Os resultados do trabalho mostram que uma oscilação de potência pode ser detectada para frequências de oscilação de até 10 Hz, bem como durante condições de abertura monofásica ou operação assimétrica. Uma lógica de bloqueio previne desligamentos não seletivos pela proteção de distância.

Neste intuito, o método monitora as impedâncias continuamente quatro vezes por ciclo em cada fase separadamente. Durante uma condição de oscilação de potência os vetores se movimentam em uma trajetória elíptica. A partir do momento em que o vetor impedância de pelo menos uma fase entra na zona de oscilação de potência, como mostrado na Figura 3.1, o algoritmo começa a analisar as trajetórias da impedância em cada fase. A zona de oscilação de potência é calculada automaticamente.

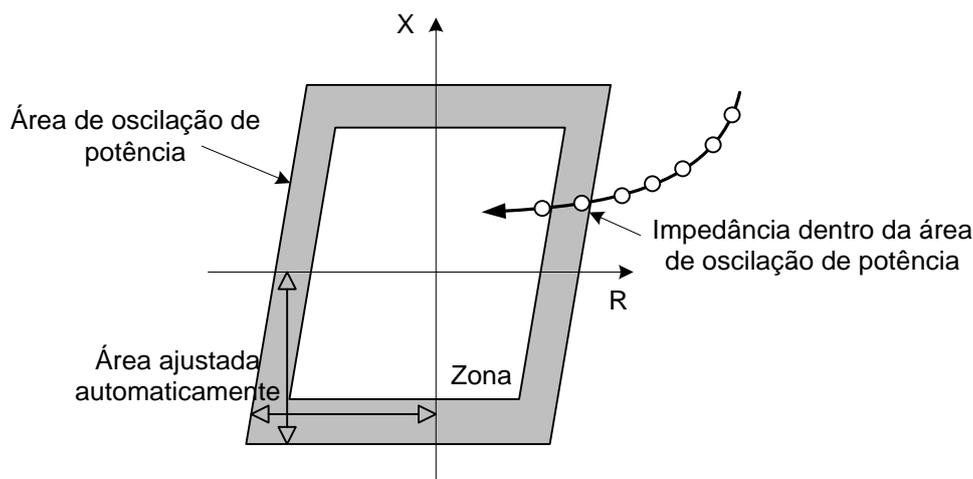


Figura 3.1 - Área autoajustável de oscilação de potência (BLUMSCHEIN et al., 2008)

O algoritmo calcula os valores de R e X de cada fase e os compara com valores memorizados. Os principais critérios usados para detectar a oscilação são Monotonia, Continuidade e Suavidade. Os limites aplicados em cada critério são calculados dinamicamente. O fato dos ajustes serem adaptativos permite ao método detectar oscilações de potência em baixas e altas frequências de oscilação.

Monotonia: A monotonia é avaliada, ponto a ponto, pelas direções das derivadas de R e X, como mostra a Figura 3.2. Elas devem possuir sempre o mesmo

sinal durante amostras subsequentes para garantir que há monotonia de movimento do vetor impedância aparente em apenas uma direção e sentido. Ou seja, não existem mudanças repentinas na trajetória da impedância aparente.

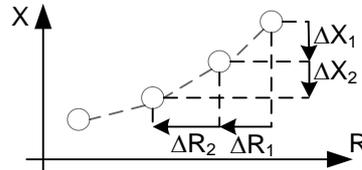


Figura 3.2 - Critério da monotonia para detecção de oscilação de potência (BLUMSCHEIN et al., 2008)

Continuidade: A distância entre dois valores de R e X, Figura 3.3, devem ser maiores do que um valor limite para garantir que o vetor não é estacionário.

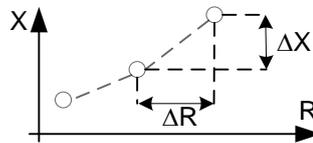


Figura 3.3 - Critério da continuidade para detecção de oscilação de potência (BLUMSCHEIN et al, 2008)

Suavidade: A razão de duas variações consecutivas de R ou X deve estar abaixo de um valor limite para que a trajetória do vetor impedância aparente seja considerada suave, tal como é apresentado na Figura 3.4.

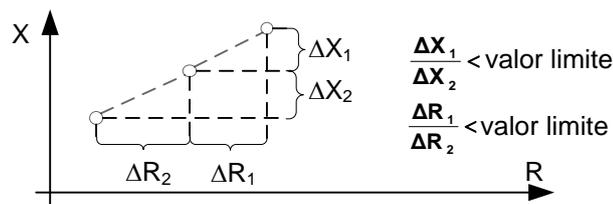


Figura 3.4 - Critério da suavidade para detecção de oscilação de potência (BLUMSCHEIN et al, 2008)

Conforme afirma Blumschein et al. (2008), estes critérios só são satisfeitos durante uma condição de oscilação de potência. O vetor impedância não possui uma trajetória ordenada nem tampouco suave em situações de faltas no sistema ou durante condições de operação normais. Durante um curto-circuito, os vetores de impedância saltam imediatamente para uma impedância de falta. Com o sistema operando em carga, o vetor impedância usualmente não se move.

A lógica operacional da técnica é ilustrada na Figura 3.5.

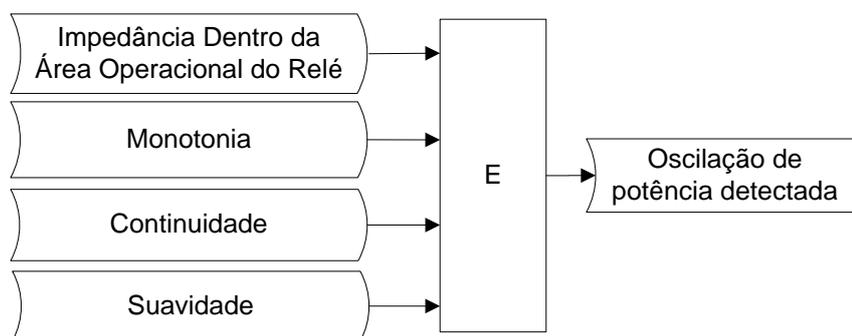


Figura 3.5 - Lógica para detecção de oscilação de potência (BLUMSCHEIN et al, 2008)

3.3 Método do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente (MCCIA)

Conforme visto no Capítulo 2, a trajetória da impedância aparente, quando em uma situação de perda de excitação, é contínua e bem definida. Em oposição, uma situação de oscilação estável de potência ocorrida após um curto-circuito possui como característica um comportamento imprevisível da trajetória da impedância. Assim, a ideia básica do MCCIA é analisar continuamente a impedância aparente medida nos terminais do gerador e distinguir casos de perda de excitação e oscilação estável de potência.

Para tal, o MCCIA é fundamentado nos conceitos do Cálculo Contínuo da Impedância de Blumschein et al. (2008), os quais foram apresentados no subcapítulo 3.2. Entretanto, são introduzidas algumas modificações com o intuito de adaptá-lo à problemática da proteção contra perda de excitação.

Primeiramente, a área no plano R-X definida como zona de oscilação de potência, que possui característica quadrilateral, é substituída por uma zona rho ajustada conforme os preceitos da proteção de Mason (1949).

Dentre os três critérios associados à trajetória da impedância - Monotonia, Suavidade e Continuidade - elencados no subcapítulo 3.2, apenas aqueles dois primeiros são ajustados no MCCIA. O critério Continuidade foi testado, mas não foi introduzido no MCCIA já que não trouxe ganhos na diferenciação entre perda de excitação e oscilação estável de potência, visto que as duas condições atendem aos requisitos deste critério igualmente.

Por fim, um novo critério relacionado com os conceitos do equacionamento do torque do relé mho eletromecânico foi adicionado no MCCIA. Este critério também é relacionado à trajetória da impedância e avalia se o movimento do vetor impedância aparente produziria um conjugado crescente em um relé mho.

Desta forma, o MCCIA é composto por uma lógica E onde os três critérios relacionados à trajetória do vetor da impedância aparente no plano R-X são avaliados continuamente, e o quarto critério que usa uma zona de um relé mho instantâneo, devem ser satisfeitos simultaneamente para que a perda de excitação seja detectada e a máquina desligada. Além disso, esta técnica possui uma função de alarme para quando apenas as três regras relacionadas à trajetória forem atendidas.

Diferentemente do método original, o MCCIA utiliza dados de tensão e corrente RMS em seus cálculos. A taxa de amostragem utilizada para o desenvolvimento do método foi de 10 ms, sendo que todos os ajustes apresentados nos subcapítulos a seguir para o MCCIA são válidos para esta taxa de amostragem.

No intuito de identificar os melhores ajustes para cada critério, foram realizados diversos testes utilizando os casos teste apresentados no trabalho de Moraes (2008), onde o autor utiliza em seus testes três geradores com portes distintos conectados a uma barra infinita através de duas linhas de transmissão. Estes casos e o sistema teste são apresentados no APÊNDICE A.

3.3.1 Impedância Aparente dentro da Área Operacional do Relé

O primeiro critério faz uso de um relé mho monofásico, o qual é modelado seguindo o equacionamento do relé de admitância eletromecânico apresentado em

2.6.1.2.1 e 2.6.1.2.2. Se a impedância aparente estiver dentro da área operacional do relé, o critério será atendido.

A Zona 1 (Z_1) é ajustada sem *offset* e possui um diâmetro de $(X_d + (X'_d/2))$ p.u.. Como consequência, isto proporciona uma maior área do relé quando comparado aos métodos de Mason e Berdy. O ângulo de máximo conjugado é ajustado em -90° .

A Figura 3.6 apresenta o fluxograma deste critério, onde k indica o instante de amostragem superior, e a Figura 3.7 mostra o ajuste do relé no plano R-X.

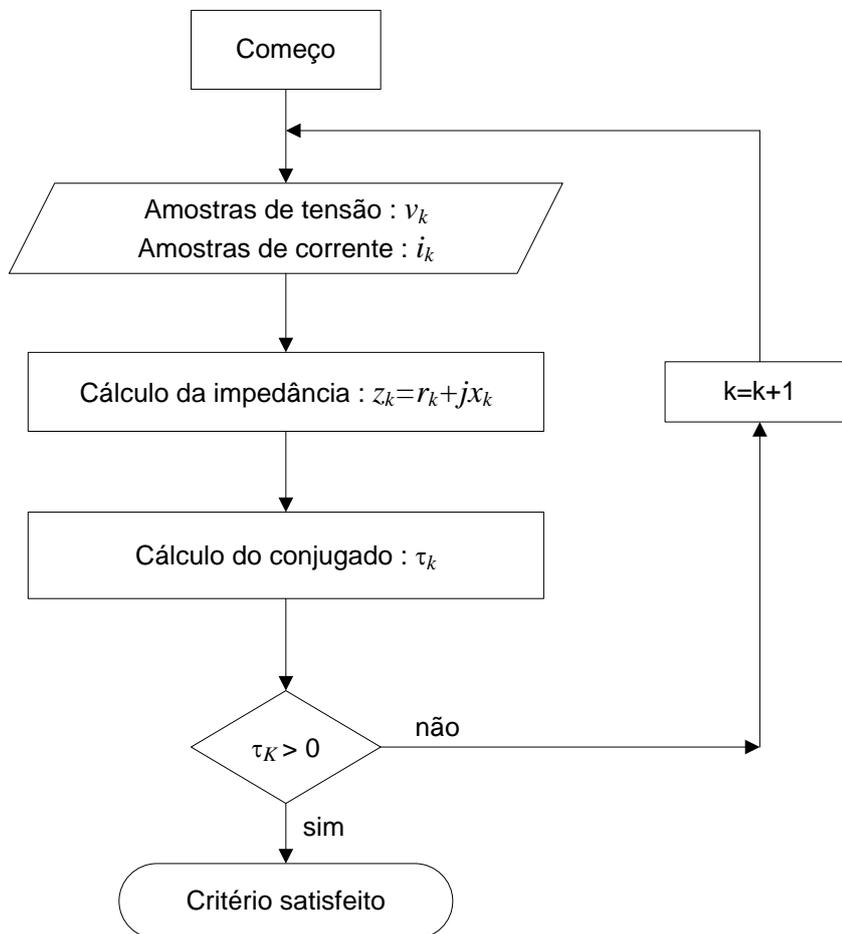


Figura 3.6 - Fluxograma do critério Impedância Aparente dentro da Área Operacional do Relé

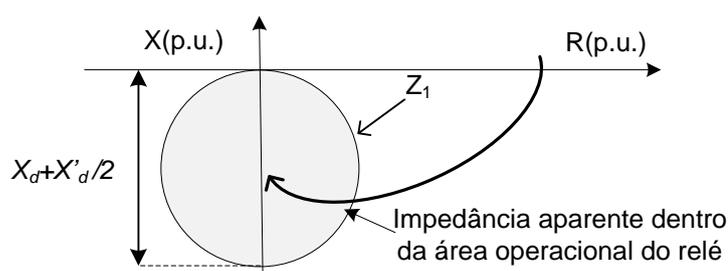


Figura 3.7 - Área operacional do relé criada para implementação do MCCA

3.3.2 Conjugado Crescente do Relé Operacional

Se a impedância aparente estiver migrando em direção ao centro da área operacional do relé, o valor numérico da equação (2.14) do relé mho é crescente.

Para compreender melhor a diferenciação feita por este critério, a Figura 3.8 e a Figura 3.9 mostram o que acontece durante uma oscilação estável de potência ocorrida após a eliminação de uma falta trifásica em uma linha de transmissão e durante uma perda de excitação, respectivamente. O caso utilizado neste exemplo foi simulado com a máquina G1 do sistema teste WSCC 9 barras (ANDERSON e FOUAD, 2002), operando com carregamento $\bar{S} = (0,40 - j0,30)$ p.u..

Como pode ser visto na Tabela 3.1 e na Figura 3.8, a trajetória da impedância aparente num caso de oscilação estável de potência apresenta alguns trechos onde produz conjugado crescente. Entretanto, fica claro que há violações da regra do critério Conjugado Crescente durante este tipo de distúrbio.

Logo, faz-se necessário que exista um número mínimo de repetições de amostras com conjugado crescente para que o critério seja atendido. Após os testes, foi verificado que o número de 75 repetições se mostrou o mais adequado para a taxa de amostragem de 10 ms utilizada nas simulações. Assim, o critério será satisfeito se o conjugado permanecer crescendo durante 75 amostras consecutivas.

Analisando a Tabela 3.2 e a Figura 3.9 é possível observar que o conjugado é sempre crescente durante a perda de excitação e, desta forma, após as primeiras 75 amostras de conjugado crescente, o critério será satisfeito.

A resposta do critério Conjugado Crescente é binária, de acordo com o atendimento ou não às suas regras, assim como os demais critérios do MCCA.

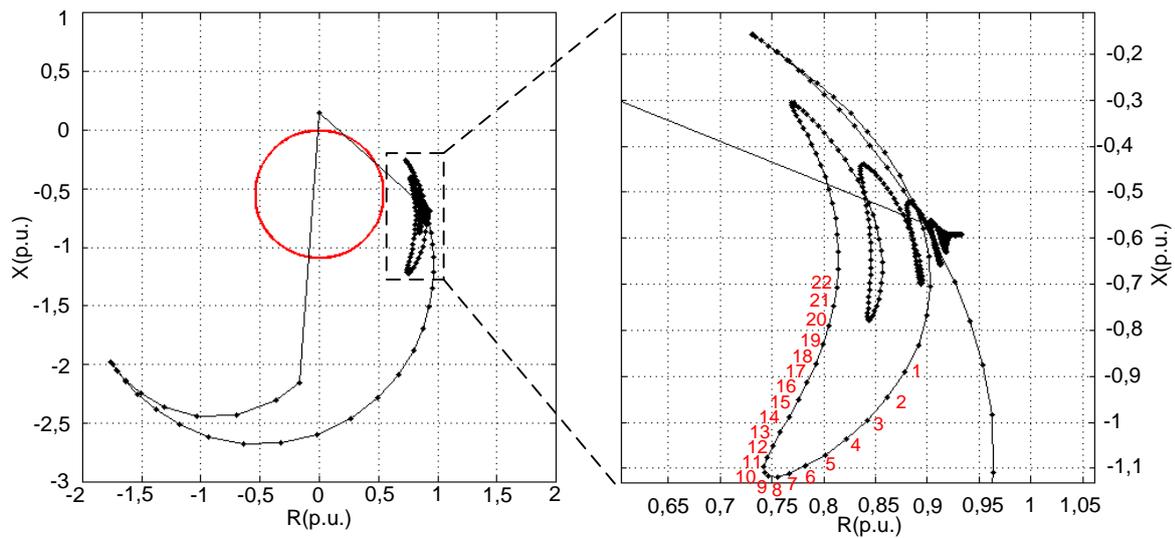


Figura 3.8 - Critério do Conjugado Crescente durante uma oscilação estável de potência

Tabela 3.1 - Critério do Conjugado Crescente durante uma oscilação estável de potência

Ponto	R (p.u.)	X (p.u.)	C	ΔC	Conjugado Crescente
01	0,8783	-0,9918	-0,9992	-	1
02	0,8614	-1,0470	-0,9816	0,0176	1
03	0,8420	-1,0960	-0,9647	0,0169	1
04	0,8214	-1,1370	-0,9484	0,0163	1
05	0,8012	-1,1700	-0,9326	0,0157	1
06	0,7827	-1,1940	-0,9179	0,0148	1
07	0,7670	-1,2100	-0,9040	0,0138	1
08	0,7549	-1,2180	-0,8908	0,0132	1
09	0,7468	-1,2170	-0,8787	0,0121	1
10	0,7427	-1,2100	-0,8676	0,0111	1
11	0,7423	-1,1960	-0,8572	0,0104	1
12	0,7452	-1,1760	-0,8483	0,0089	1
13	0,7506	-1,1510	-0,8403	0,0080	1
14	0,7579	-1,1210	-0,8337	0,0066	1
15	0,7664	-1,0880	-0,8283	0,0054	1
16	0,7752	-1,0510	-0,8246	0,0037	1
17	0,7840	-1,0130	-0,8224	0,0022	1
18	0,7920	-0,9722	-0,8223	0,0001	1
19	0,7991	-0,9309	-0,8237	-0,0014	0
20	0,8049	-0,8893	-0,8269	-0,0032	0
21	0,8094	-0,8478	-0,8325	-0,0056	0
22	0,8124	-0,8071	-0,8397	-0,0072	0

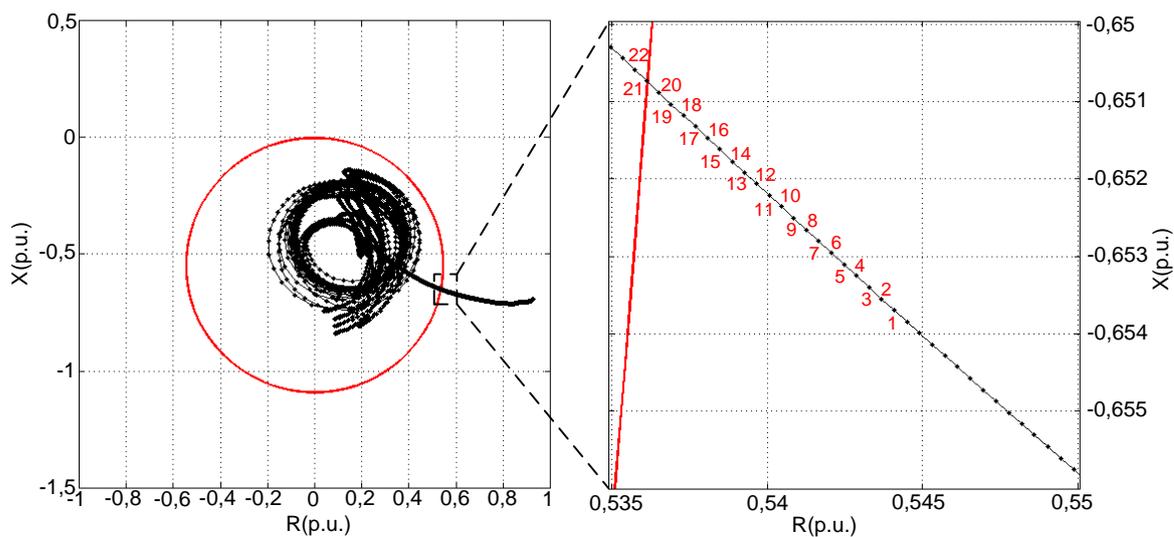


Figura 3.9 - Critério do Conjugado Crescente durante uma perda de excitação

Tabela 3.2 - Critério do Conjugado Crescente durante uma uma perda de excitação

Ponto	R (p.u.)	X (p.u.)	C	ΔC	Conjugado Crescente
01	0,5441	-0,6537	-0,0228	-	1
02	0,5437	-0,6535	-0,0216	0,0012	1
03	0,5433	-0,6534	-0,0205	0,0011	1
04	0,5429	-0,6533	-0,0193	0,0012	1
05	0,5425	-0,6531	-0,018	0,0013	1
06	0,5421	-0,6530	-0,0169	0,0011	1
07	0,5417	-0,6528	-0,0158	0,0011	1
08	0,5413	-0,6527	-0,0145	0,0013	1
09	0,5409	-0,6525	-0,0134	0,0011	1
10	0,5405	-0,6524	-0,0124	0,001	1
11	0,5401	-0,6522	-0,0112	0,0012	1
12	0,5397	-0,6521	-0,0102	0,001	1
13	0,5393	-0,6519	-0,009	0,0012	1
14	0,5389	-0,6518	-0,0078	0,0012	1
15	0,5385	-0,6516	-0,0068	0,001	1
16	0,5381	-0,6515	-0,0055	0,0013	1
17	0,5377	-0,6513	-0,0044	0,0011	1
18	0,5373	-0,6512	-0,0033	0,0011	1
19	0,5369	-0,6510	-0,0022	0,0011	1
20	0,5365	-0,6509	-0,0009	0,0013	1
21	0,5361	0,6507	-0,00005	0,00085	1
22	0,5357	0,6506	0,0013	0,00135	1

A Figura 3.10 apresenta o fluxograma do critério, onde k indica o instante de amostragem superior. Em cada amostra é verificado se o conjugado τ é crescente e o resultado desta verificação pontual é armazenado na matriz $aux_ \tau$. Após, avaliam-se no intervalo das últimas 75 amostras da matriz se todas são crescentes e assim averigua-se o atendimento ao critério.

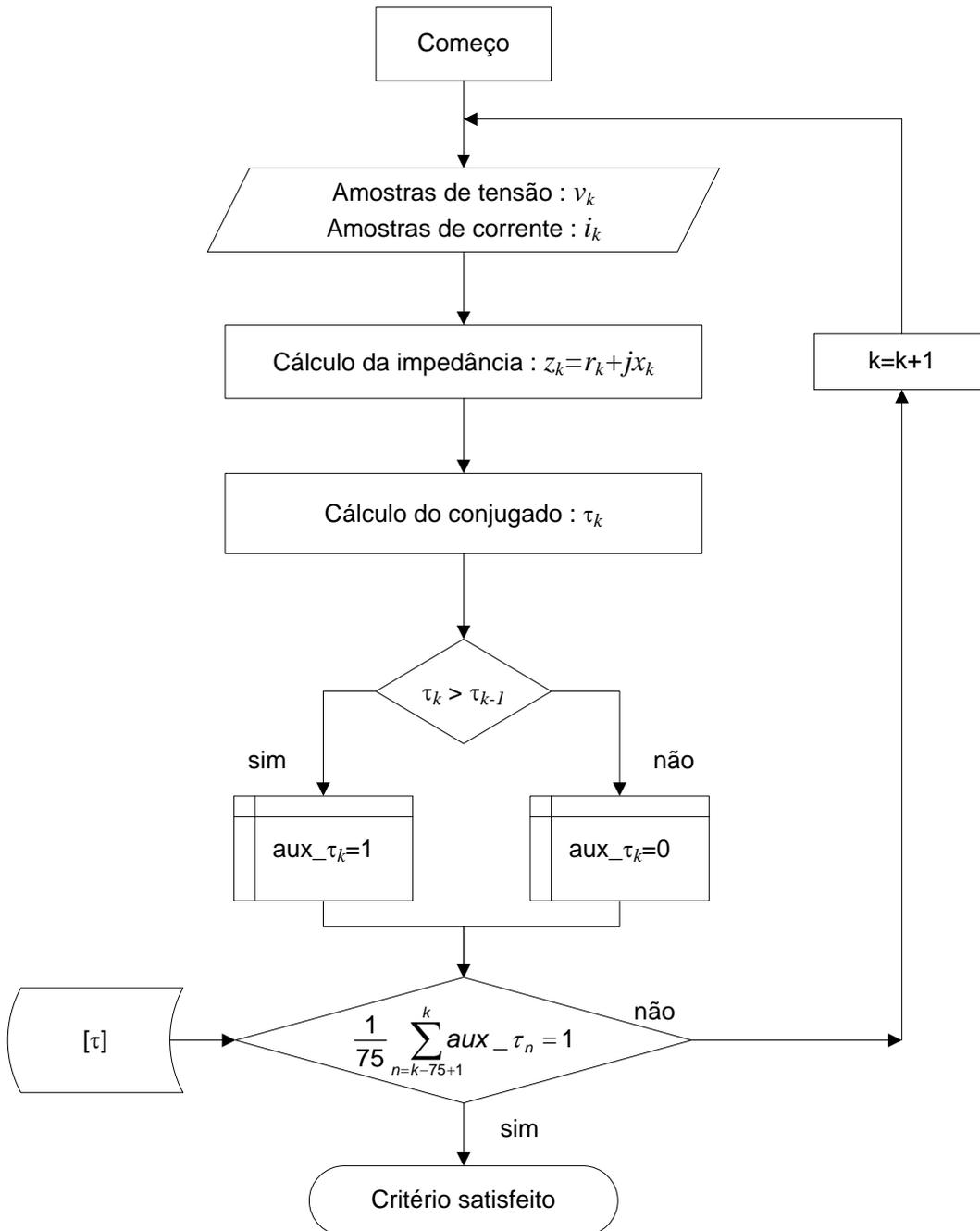


Figura 3.10 - Fluxograma do critério Conjugado Crescente do Relé

3.3.3 Monotonia

Este critério avalia a monotonia da trajetória da impedância aparente, característica que é esperada durante uma longa janela de tempo quando se trata de um caso de perda de excitação.

Para tal, é realizada avaliação das direções das derivadas de R e X, conforme apresentado no subcapítulo 3.2 e ilustrado na Figura 3.2.

Aproveitando o mesmo caso usado para exemplificar a atuação do critério de Conjugado Crescente, é mostrado na Figura 3.11 o comportamento aleatório da trajetória da impedância aparente na simulação de oscilação estável de potência.

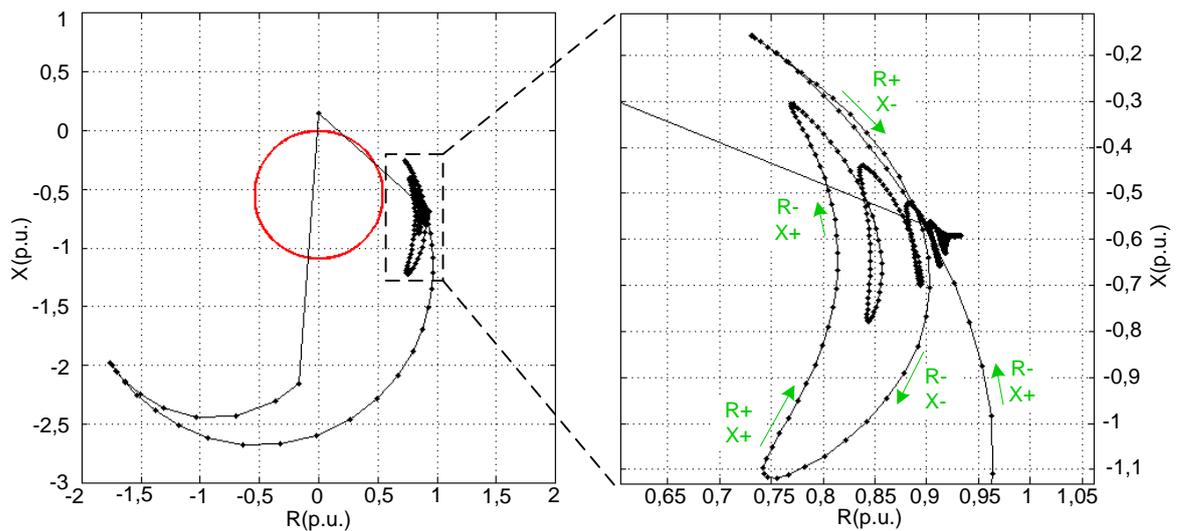


Figura 3.11 - Critério da Monotonia durante uma oscilação estável de potência

Enquanto na Figura 3.11 ficam claras as constantes variações de direção em curtos períodos de tempo durante uma oscilação estável de potência, mostrando que não há monotonia de movimento nesta situação, a Figura 3.12 mostra que ocorre apenas uma mudança de direção da trajetória da impedância aparente durante a perda de excitação, até o momento em que o sistema perde sincronismo.

Visando evitar que o método confunda estes raros momentos em que a impedância aparente muda de direção em uma perda de excitação com uma

oscilação estável de potência, este critério somente será satisfeito se 95% das amostras dentro de uma janela de 75 amostras atenderem às regras de monotonia.

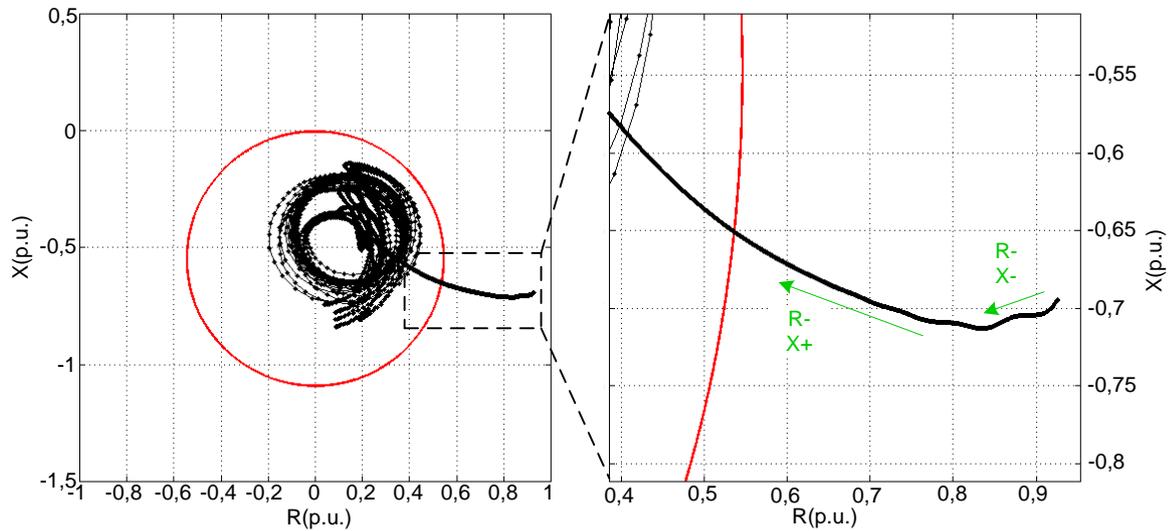


Figura 3.12 - Critério da Monotonia durante uma perda de excitação

A Figura 3.13 apresenta o fluxograma do critério, onde k indica o instante de amostragem superior. O sinal de cada derivada, de R e X , é armazenado em $SINAL_r_k$ e $SINAL_x_k$, respectivamente. Após, com o uso das matrizes auxiliares $aux_monot_r_k$ e $aux_monot_x_k$ é verificado se as últimas 75 amostras das matrizes atendem ao critério.

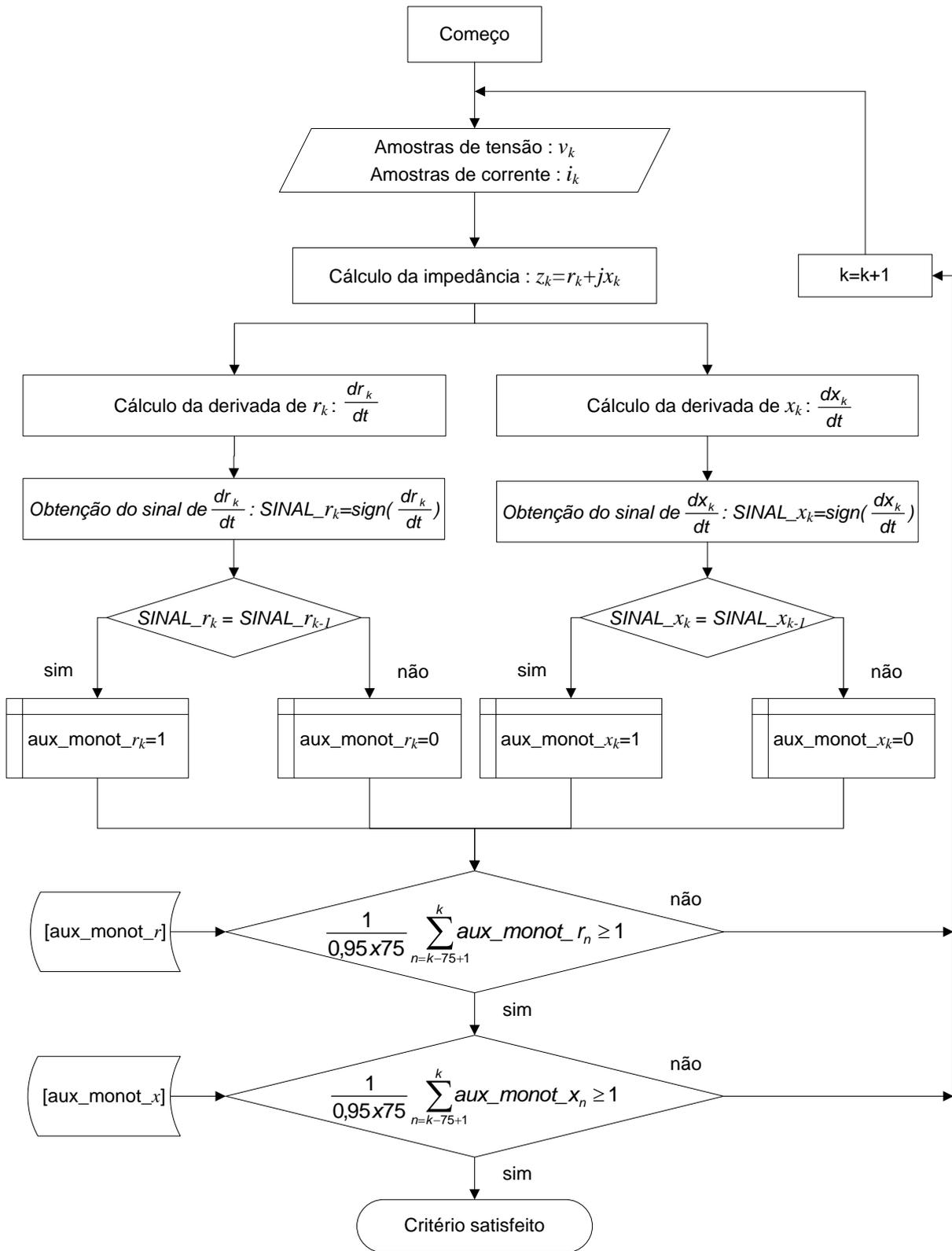


Figura 3.13 - Fluxograma do critério Monotonia

3.3.4 Suavidade

Esta regra analisa a suavidade da trajetória da impedância aparente. Em um caso de perda de excitação, o caminho é bem definido, o que não ocorre nos casos de oscilação estável de potência. Assim, a suavidade é verificada pela razão de duas variações consecutivas de R e de X, tal como é apresentado na Figura 3.14 e calculada conforme (3.1). Para ser considerado suave, estas razões devem estar dentro da faixa de valores definida em (3.2), onde n é a amostra atual. Para X o procedimento é análogo.

$$razão_R(n) = \frac{|\Delta R(n-1)|}{|\Delta R(n)|} \tag{ 3.1 }$$

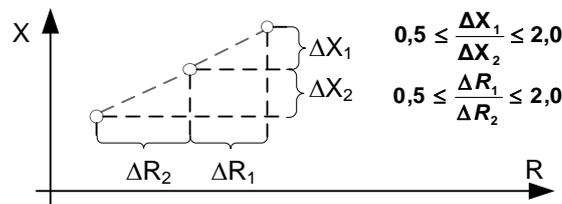


Figura 3.14 - Critério da Suavidade para detecção de Perda de Excitação

$$0,5 \leq razão_R(n) \leq 2,0 \tag{ 3.2 }$$

Os limites apresentados em (3.2) foram obtidos através da análise do comportamento das razões de R e X nos casos teste apresentados no APÊNDICE A, onde foi possível perceber que as razões para os casos de perda de excitação tendem a ficar dentro destes limites, ao contrário dos casos de oscilação estável de potência que tendem a ter frequentes desvios. Aqui o MCCIA diferencia-se da proposta de Blumschein et al. (2008) para este critério a medida em que é inserido um limite inferior para a verificação da suavidade da trajetória. Esta inserção é feita para assegurar que a razão entre as amostras consecutivas fique próxima ao valor unitário, o qual é o ideal nesta avaliação.

A Tabela 3.3 apresenta a atuação do critério suavidade no trecho identificado entre os pontos 1 e 22 do caso de oscilação estável de potência mostrado na Figura 3.8.

Tabela 3.3 - Critério da Suavidade durante uma oscilação estável de potência

Ponto	R (p.u.)	ΔR (p.u.)	$razão_R$	X (p.u.)	ΔX (p.u.)	$razão_X$	Suavidade
01	0,8783	-	-	-0,9918	-	-	-
02	0,8614	-0,0169	-	-1,0470	-0,0552	-	-
03	0,8420	-0,0194	1,15	-1,0960	-0,0490	0,89	1
04	0,8214	-0,0206	1,06	-1,1370	-0,0410	0,84	1
05	0,8012	-0,0202	0,98	-1,1700	-0,0330	0,80	1
06	0,7827	-0,0185	0,92	-1,1940	-0,0240	0,73	1
07	0,7670	-0,0157	0,85	-1,2100	-0,0160	0,67	1
08	0,7549	-0,0121	0,77	-1,2180	-0,0080	0,50	1
09	0,7468	-0,0081	0,67	-1,2170	0,0010	0,12	0
10	0,7427	-0,0041	0,51	-1,2100	0,0070	7,00	0
11	0,7423	-0,0004	0,10	-1,1960	0,0140	2,00	0
12	0,7452	0,0029	7,25	-1,1760	0,0200	1,43	0
13	0,7506	0,0054	1,86	-1,1510	0,0250	1,25	1
14	0,7579	0,0073	1,35	-1,1210	0,0300	1,20	1
15	0,7664	0,0085	1,16	-1,0880	0,0330	1,10	1
16	0,7752	0,0088	1,04	-1,0510	0,0370	1,12	1
17	0,7840	0,0088	1,00	-1,0130	0,0380	1,03	1
18	0,7920	0,0080	0,91	-0,9722	0,0408	1,07	1
19	0,7991	0,0071	0,89	-0,9309	0,0413	1,01	1
20	0,8049	0,0058	0,82	-0,8893	0,0416	1,01	1
21	0,8094	0,0045	0,78	-0,8478	0,0415	1,00	1
22	0,8124	0,0030	0,67	-0,8071	0,0407	0,98	1

Como pode ser visto na Tabela 3.3, a trajetória da impedância aparente num caso de oscilação estável de potência apresenta alguns trechos onde o critério de suavidade é satisfeito. Entretanto, fica claro pela análise da Tabela 3.3 e da Figura 3.8 que há constantes violações das regras do critério Suavidade durante este tipo de distúrbio.

Nesta regra, a necessidade de repetição de amostras necessárias para atendimento do critério é a mesma utilizada para o critério Monotonia, pelos mesmos motivos explanados na descrição desse critério.

A Figura 3.9 e a Tabela 3.4 mostram o comportamento deste critério durante uma perda de excitação, onde as razões de R e X permanecem dentro dos limites definidos para que o método perceba a trajetória como suave.

Tabela 3.4 - Critério da Suavidade durante uma perda de excitação

Ponto	R (p.u.)	ΔR (p.u.)	$razão_R$	X (p.u.)	ΔX (p.u.)	$razão_X$	Suavidade
01	0,5441	-	-	-0,6537	-	-	-
02	0,5437	-0,0004	-	-0,6535	0,0002	-	-
03	0,5433	-0,0004	1,00	-0,6534	0,0001	0,50	1
04	0,5429	-0,0004	1,00	-0,6533	0,0001	1,00	1
05	0,5425	-0,0004	1,00	-0,6531	0,0002	2,00	1
06	0,5421	-0,0004	1,00	-0,6530	0,0001	0,50	1
07	0,5417	-0,0004	1,00	-0,6528	0,0002	2,00	1
08	0,5413	-0,0004	1,00	-0,6527	0,0001	0,50	1
09	0,5409	-0,0004	1,00	-0,6525	0,0002	2,00	1
10	0,5405	-0,0004	1,00	-0,6524	0,0001	0,50	1
11	0,5401	-0,0004	1,00	-0,6522	0,0002	2,00	1
12	0,5397	-0,0004	1,00	-0,6521	0,0001	0,50	1
13	0,5393	-0,0004	1,00	-0,6519	0,0002	2,00	1
14	0,5389	-0,0004	1,00	-0,6518	0,0001	0,50	1
15	0,5385	-0,0004	1,00	-0,6516	0,0002	2,00	1
16	0,5381	-0,0004	1,00	-0,6515	0,0001	0,50	1
17	0,5377	-0,0004	1,00	-0,6513	0,0002	2,00	1
18	0,5373	-0,0004	1,00	-0,6512	0,0001	0,50	1
19	0,5369	-0,0004	1,00	-0,6510	0,0002	2,00	1
20	0,5365	-0,0004	1,00	-0,6509	0,0001	0,50	1
21	0,5361	-0,0004	1,00	-0,6507	0,0002	2,00	1
22	0,5357	-0,0004	1,00	-0,6506	0,0001	0,50	1

A Figura 3.15 apresenta o fluxograma do critério, onde k indica o instante de amostragem superior. A razão entre as variações de R e X é armazenada em $RAZÃO_{r_k}$ e $RAZÃO_{x_k}$, respectivamente. Após, com o uso das matrizes auxiliares $aux_suav_{r_k}$ e $aux_suav_{x_k}$ é verificado se as últimas 75 amostras das matrizes atendem ao critério.

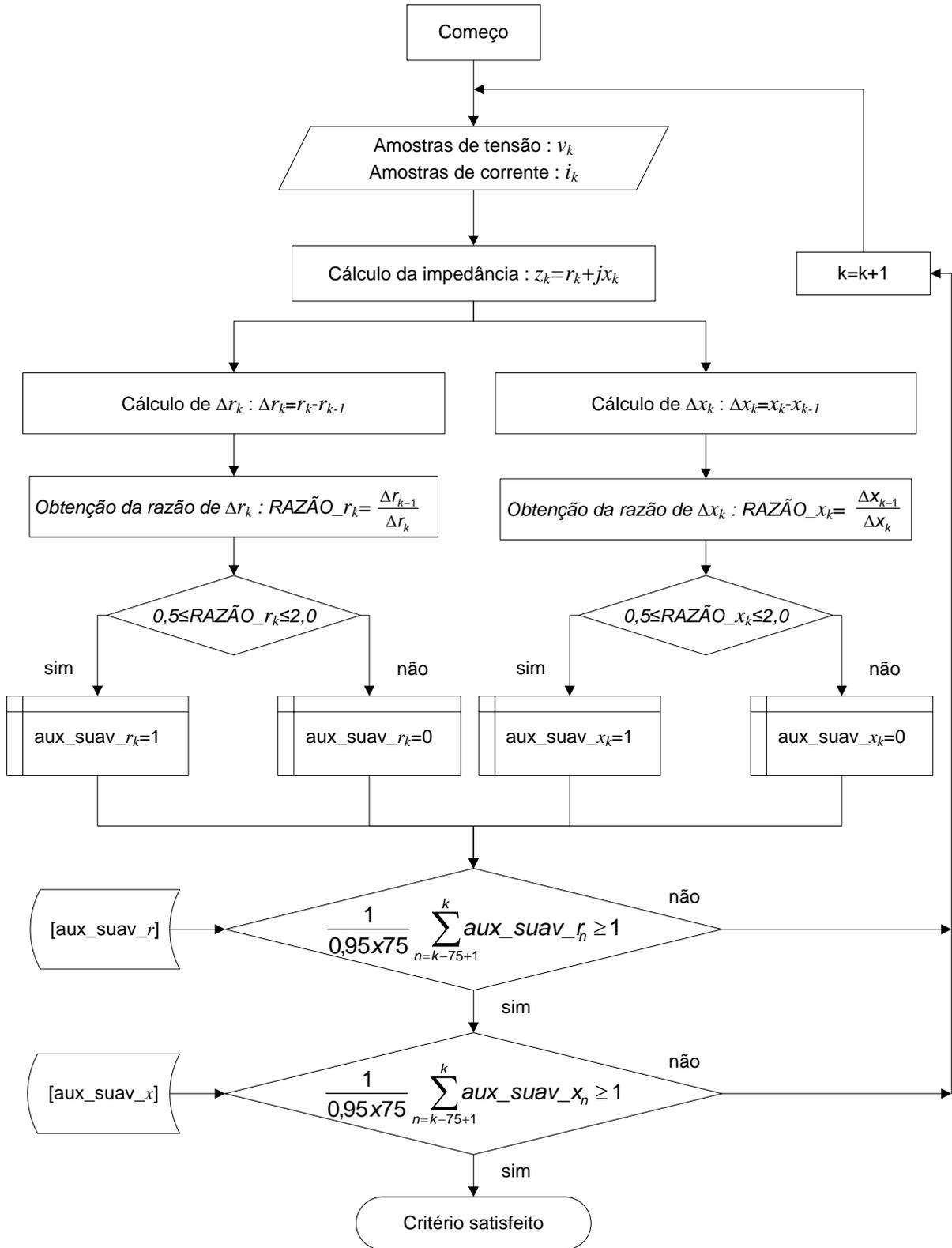


Figura 3.15 - Fluxograma do critério Suavidade

3.3.5 Lógica MCCIA

Se os critérios de Monotonia e Suavidade forem satisfeitos de acordo com o que foi especificado anteriormente, combinado com um Conjugado Crescente e, por fim, com a presença da impedância aparente dentro da área operacional do relé, a perda de excitação é detectada e o gerador é desligado.

Entretanto, se apenas os critérios de Monotonia, Suavidade e Conjugado Crescente do relé forem satisfeitos por um tempo agregado de dois segundos – ou seja, o tempo de um ou mais períodos somar acima de dois segundos – em uma janela de tempo de cinco segundos, o método irá emitir uma mensagem de alarme.

A lógica operacional da técnica é ilustrada na Figura 3.16.

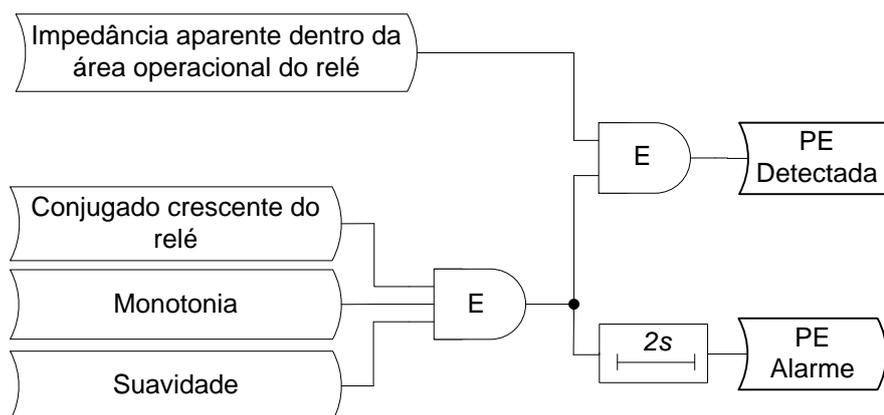


Figura 3.16 - Lógica do MCCIA

3.4 Considerações Finais

Considerando os problemas de atuações indevidas da proteção contra perda de excitação, principalmente em função de oscilações estáveis de potência, e, baseado na diferença de comportamento da trajetória da impedância aparente em situações de perda de excitação e de oscilação estável de potência, foi apresentado neste Capítulo o Método do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente. Este método se fundamenta nos conceitos do Cálculo Contínuo da Impedância apresentados por Blumschein et al. (2008), com algumas adaptações para a problemática da proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos.

A partir desta diferença comportamental da trajetória da impedância aparente, o método busca identificar cada situação, de modo a garantir segurança e confiabilidade a esta função de proteção. Para tal, são utilizados critérios que analisam continuamente a trajetória da impedância aparente. Os critérios utilizados no Método do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente são: Impedância Aparente dentro da área operacional do relé, Conjugado Crescente do relé, Monotonia e Suavidade.

O MCCIA possui ainda uma função de alarme que emite um sinal quando apenas os critérios Conjugado Crescente do relé, Monotonia e Suavidade são satisfeitos. Esta função é útil principalmente para casos em que a impedância aparente demora a entrar na área operacional do relé, como, por exemplo, casos em que o gerador com baixos carregamentos ou casos de perda de excitação parcial, pois permite que a máquina seja desligada mais rapidamente por intervenção manual.

4 AVALIAÇÃO E ANÁLISE COMPARATIVA DO MÉTODO DO CÁLCULO CONTÍNUO DA IMPEDÂNCIA APARENTE

4.1 Considerações Gerais

Visando avaliar o MCCIA e comparar seu desempenho com as técnicas destacadas no subcapítulo 2.7 em relação aos requisitos de segurança e disponibilidade, neste Capítulo são realizadas simulações de perda de excitação total e parcial, além de oscilações estáveis de potência. Ao final deste Capítulo, haverá uma discussão sobre os resultados obtidos.

O sistema teste utilizado é o sistema WSCC 9 barras, disponível no programa DigSILENT PowerFactory[®] 14.1, onde foram realizadas simulações de transitórios eletromecânicos em duas das três máquinas presentes no sistema e obtidos os casos teste com sinais RMS de tensões e correntes nos terminais dos geradores. A atuação dos métodos foi analisada no MatLab[®].

4.2 Simulações Computacionais

Para avaliar o Método do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente e compará-lo com as outras técnicas de proteção contra a perda de excitação descritas no subcapítulo 2.7, foram realizados três tipos de simulações digitais:

- Perda de excitação total;
- Perda de excitação parcial;
- Oscilação estável de potência.

As simulações de perda de excitação visam verificar a disponibilidade dos métodos enquanto que as oscilações estáveis de potência visam verificar a segurança dos mesmos.

A modelagem e análise do desempenho dos métodos foram feitas no MatLab[®].

O sistema teste é descrito no subcapítulo 4.2.1 e seus parâmetros constam no APÊNDICE B. Os parâmetros dos ajustes utilizados nos métodos são mostrados no APÊNDICE C e a configuração do sistema para cada caso é mostrada no APÊNDICE D.

4.2.1 Sistema Teste

Os testes foram realizados no sistema WSCC 9 barras apresentado em Anderson e Fouad (2002, p. 37-38), conforme mostrado na Figura 4.1. Esse sistema possui nove barras e três geradores síncronos, sendo que a proteção contra perda de excitação é aplicada às máquinas conectadas às barras 1 e 3, G1 e G3, em simulações alternadas. Objetivando dar maior realismo aos testes, os parâmetros do gerador G1 foram modificados. A diferença é que os novos parâmetros pertencem a uma máquina real, a qual também é referenciada em Anderson e Fouad (2002, p. 569-570), denominada máquina H17 na Tabela D.2 desta referência. Os parâmetros originais de G1 representam uma máquina equivalente de múltiplos geradores em paralelo.

Os parâmetros dos geradores, transformadores e linhas de transmissão constam no APÊNDICE B.

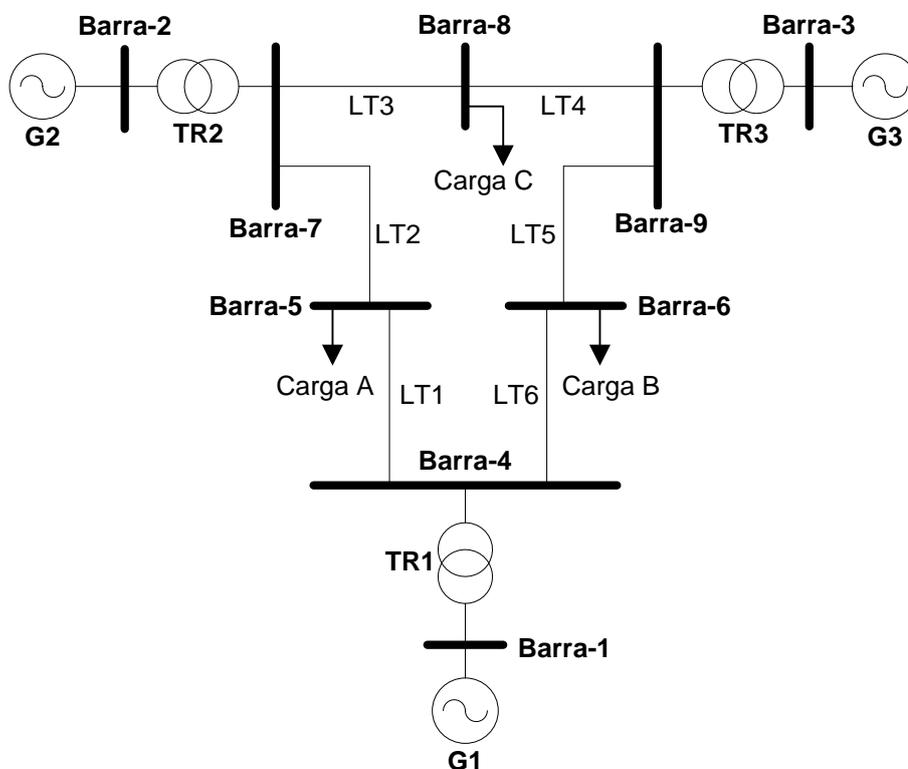


Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema WSCC 9 barras (ANDERSON e FOUAD, 2002)

Como as metodologias utilizadas possuem ajustes em função dos parâmetros do gerador protegido (X_d e X'_d), a utilização de duas máquinas nos testes, com parâmetros distintos, visa definir o comportamento dos métodos conforme a variação de X_d e X'_d .

Tanto as simulações de perda de excitação quanto as de oscilação estável de potência foram feitas para diferentes pontos operacionais de cada máquina. Estes pontos foram escolhidos de forma a abranger uma boa parte de sua curva de capacidade. Assim, foram utilizados 20 carregamentos iniciais incluindo: dois casos com fator de potência unitário, nove casos com fator de potência em avanço e outros nove casos com fator de potência em atraso. Entre esses, estão compreendidos quatro casos com $fp = 0,95 p.u.$, quatro com $fp = 0,80 p.u.$ e um com $fp = 0,10 p.u.$. Os casos com $fp = 0,10 p.u.$ foram escolhidos considerando a possibilidade de o gerador operar como um compensador síncrono. A Tabela 4.1 sumariza os carregamentos iniciais escolhidos para os testes.

Tabela 4.1 - Carregamento inicial e fator de potência para cada caso simulado

Caso nº	Carregamento Inicial	Fator de Potência	
01	40%	0,10	Avançado
02	40%	0,10	Atrasado
03	25%	0,80	Avançado
04	50%	0,80	Avançado
05	75%	0,80	Avançado
06	85%	0,80	Avançado
07	25%	0,80	Atrasado
08	50%	0,80	Atrasado
09	75%	0,80	Atrasado
10	85%	0,80	Atrasado
11	25%	0,95	Avançado
12	50%	0,95	Avançado
13	75%	0,95	Avançado
14	85%	0,95	Avançado
15	25%	0,95	Atrasado
16	50%	0,95	Atrasado
17	75%	0,95	Atrasado
18	85%	0,95	Atrasado
19	40%	1,00	-
20	100%	1,00	-

Estes pontos foram selecionados garantindo que as tensões nas barras e o carregamento das máquinas permaneçam dentro de patamares adequados.

4.2.2 Simulações de Transitórios Eletromecânicos

Foram realizadas 60 simulações ao total para cada gerador, sendo 20 de perda de excitação total (PET), 20 de perda de excitação parcial (PEP) e 20 de oscilação estável de potência (OEP). Estas simulações, em RMS, foram desenvolvidas no programa DIgSILENT PowerFactory[®] 14.1 sendo que o passo de integração foi ajustado em 10ms. O tempo total de simulação para cada caso é de 40s.

A sequência de eventos utilizada para simular cada distúrbio é descrita nas subseções a seguir.

4.2.2.1 Perda de Excitação Total

As simulações de PET foram realizadas conforme segue:

- (i) Começando com uma carga inicial, a tensão de campo da máquina em análise é ajustada para produzir a potência necessária para suprir a demanda;
- (ii) Após 150ms, a tensão de campo é reduzida a zero em degrau até o final do tempo de simulação.

4.2.2.2 Perda de Excitação Parcial

Os casos de PEP foram simulados da seguinte maneira:

- (i) Começando com uma carga inicial, a tensão de campo da máquina em análise é ajustada para produzir a potência necessária para suprir a demanda;
- (ii) Após 150ms, a tensão de campo é reduzida em degrau a 50% da tensão de campo inicial, até o final do tempo de simulação.

4.2.2.3 Oscilação Estável de Potência

Para a máquina G1, os casos de OEP foram simulados por meio de curto-circuito trifásico na linha de transmissão 6 (LT6), a qual interliga as barras 4 e 6, nas proximidades da barra 4. Já nos testes com G3, a LT5 foi curto-circuitada nas proximidades da barra 9. Os testes foram realizados de acordo com as seguintes condições:

- (i) Começando com uma carga inicial, a tensão de campo da máquina é ajustada para produzir a potência necessária para suprir a demanda;
- (ii) Curto-circuito trifásico na linha de transmissão;
- (iii) Eliminação do curto-circuito em tempo inferior ao tempo crítico de abertura da LT em falta.

4.3 Resultados

4.3.1 Simulações com o Gerador 1 (G1): $X_d = 0,995$ p.u.

Nesta máquina, o MCCIA foi comparado aos conceitos de Mason e do *Offset Positivo* devido ao fato dessa máquina possuir reatância síncrona inferior a 1,2 p.u., conforme recomendado por LIMA et al. (2003). A Figura 4.2 apresenta o ajuste dos relés mho para cada um dos três métodos utilizados nos testes com o gerador G1, e da unidade direcional do método *Offset Positivo*. A unidade Z1 do método *Offset Positivo* e o relé de Mason praticamente se sobrepõem no plano.

Os métodos MCCIA e *Offset Positivo* tiveram uma performance excelente nos testes, pois operaram corretamente em todos os casos de perda de excitação total, e em nenhum caso de oscilação estável de potência. O relé proposto por Mason desligou corretamente a máquina em todos os casos de PET. Porém, teve atuação falha em apenas um caso, onde desligou a máquina indevidamente durante um caso de OEP.

Nos testes de PEP, as técnicas desligaram a máquina em cinco casos dentre os vinte testados. Isto ocorreu em função de que estes cinco foram os mais críticos, com altos carregamentos e fator de potência atrasado ou unitário. Nestes casos,

mesmo com a excitação parcial após a PEP, a máquina perdeu o sincronismo com o sistema.

Em todos os casos de perda de excitação, parcial ou total, a função de alarme do MCCIA indicou corretamente a ocorrência da perda de excitação da máquina, tão logo os requisitos para o alarme fossem atendidos.

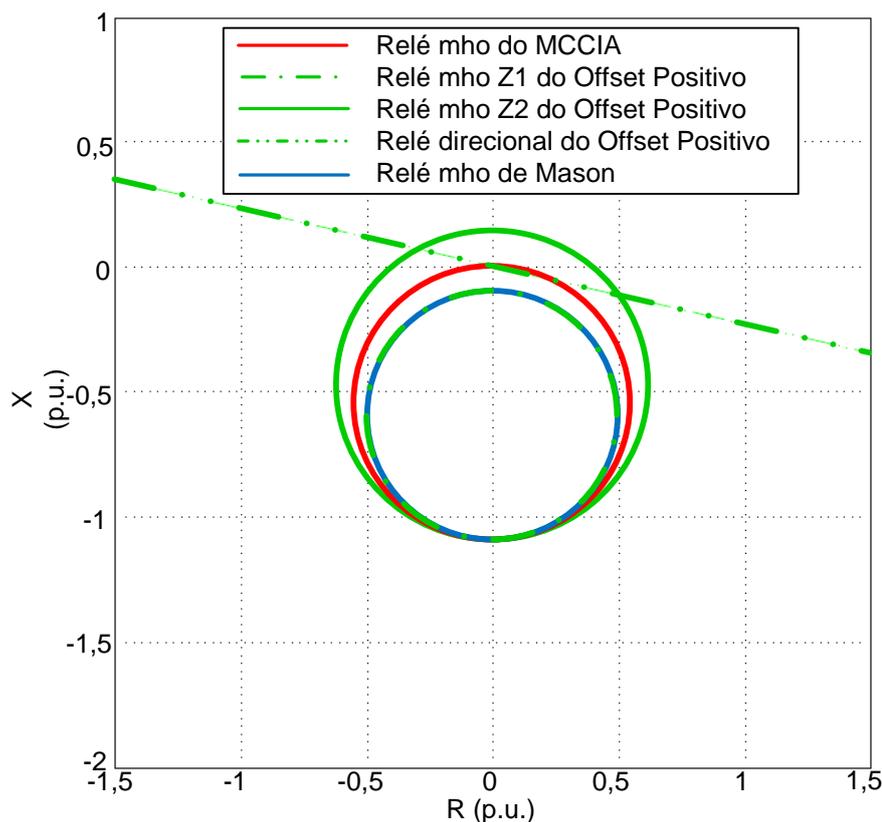


Figura 4.2 - Ajustes no plano R-X das técnicas MCCIA, *Offset Positivo* e Mason para proteção de G1

4.3.1.1 Casos de perda de excitação total

A Tabela 4.2 apresenta os resultados das simulações dos casos de PET na máquina G1. Todos os métodos testados tiveram bons desempenhos nestes testes, desligando o disjuntor do circuito da máquina (*trip*) em todos os casos. Os tempos de atuação indicados na Tabela 4.2 se referem ao tempo total de simulação, incluindo o tempo simulado anterior ao evento.

Tabela 4.2 - Performance dos métodos para os casos de PET do G1

Caso nº	MCCIA		Mason	Offset positivo	
	Alarme (s)	Trip (s)	Trip (s)	Trip Z1 (s)	Trip Z2 (s)
01	5,01	17,20	17,27	17,46	18,01
02	5,01	12,30	12,32	12,47	13,14
03	5,01	16,00	16,85	17,06	16,08
04	5,01	14,91	16,06	16,32	14,65
05	5,01	11,63	12,74	13,04	11,42
06	5,01	10,80	11,90	12,20	10,60
07	5,01	17,31	18,58	18,61	17,00
08	5,01	8,85	9,81	10,06	8,84
09	5,01	5,43	6,56	6,83	5,24
10	*	3,41	4,55	4,84	3,27
11	5,01	19,39	21,09	21,15	18,68
12	5,01	13,59	14,77	15,02	13,28
13	5,01	10,09	11,23	11,52	9,80
14	5,01	9,34	10,47	10,77	9,05
15	5,01	17,60	19,09	19,16	17,09
16	5,01	9,96	11,10	11,36	9,76
17	5,01	6,31	7,60	7,88	6,00
18	5,01	5,99	7,33	7,63	5,63
19	5,01	18,02	19,75	19,94	17,07
20	5,01	5,72	6,96	7,25	5,09

*Trip ocorreu antes do tempo mínimo para alarme ser atingido

Os métodos *Offset Positivo* e *MCCIA* apresentaram tempos de *trip* muito similares, sendo que, em média, o *Offset Positivo* atuou cerca de 300ms mais rápido do que o *MCCIA*. Isto é motivado por causa da maior área operacional da Z2 deste método, que compensa a temporização ajustada ao relé. Em média, ambos os métodos atuaram mais de um segundo antes do conceito de *Mason*.

A Figura 4.3 mostra a operação do *MCCIA* para o caso nº 16, que tem um carregamento inicial de $\bar{S} = (0,48 - j0,16)$ p.u.. Como pode ser visto na Figura 4.3.b, o método alarma a situação de perda de excitação em um tempo de 5s, visto que durante os cinco segundos iniciais de simulação houve mais de dois segundos com os critérios de *Conjugado Crescente*, *Monotonia* e *Suavidade* sendo atendidos. Após, quando a impedância aparente entra na área do relé, o que ocorre após 10 segundos, a perda de excitação é detectada e a máquina é desligada.

Após 22 s, os critérios *Conjugado Crescente*, *Monotonia* e *Suavidade* não são mais satisfeitos, devido à perda de sincronismo no sistema.

Conforme mostra a Tabela 4.2 e a Figura 4.3, é possível notar que o MCCIA identifica a condição de perda de excitação antes de a impedância entrar na área do relé mho. Entretanto, a decisão de desligar a máquina só ocorre quando a impedância entra na área operacional, visando aumentar a segurança do método.

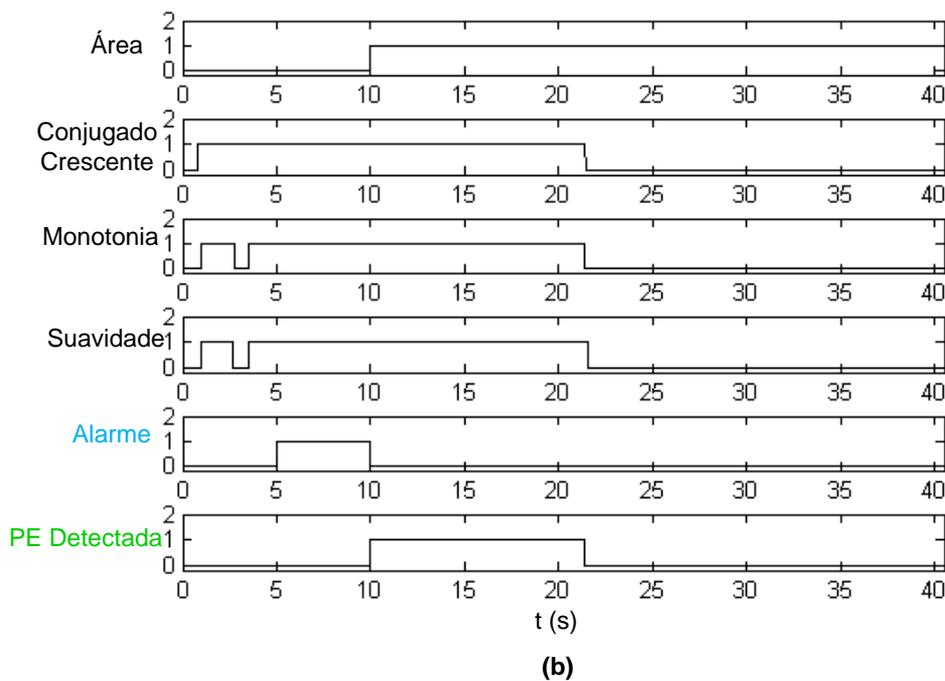
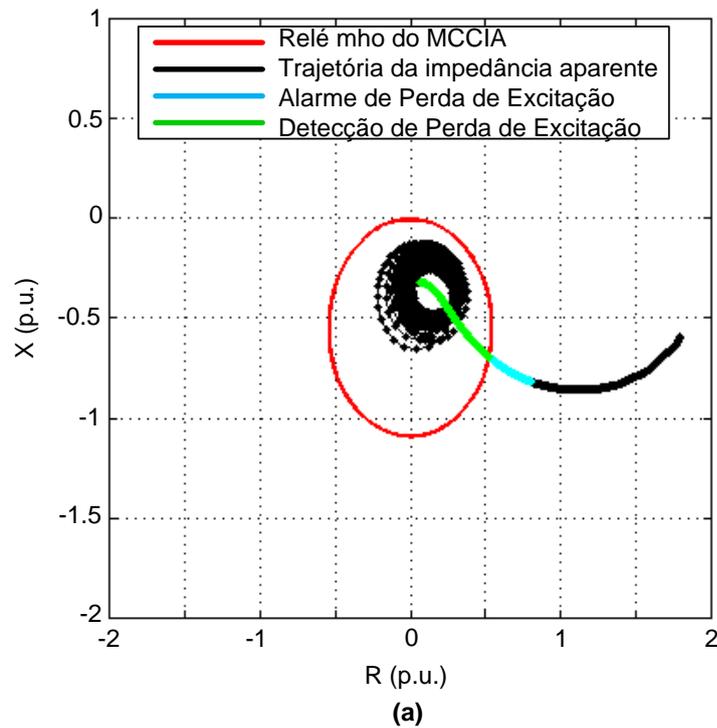


Figura 4.3 - Performance do MCCIA para o G1 durante o caso de PET nº 16, com carga inicial de $\bar{S} = (0,48 - j0,16)p.u.$: (a) trajetória no plano R-X; e, (b) desempenho individual dos critérios do MCCIA

Nas simulações desta máquina, a maior parte dos *trips* ocorreram em tempos superiores a dez segundos, principalmente nos casos com carregamentos mais leves. Desta forma, a função de alarme se mostra importante à medida que permite alertar o operador, possibilitando desta maneira uma intervenção manual para retirada antecipada da máquina de operação, especialmente nos casos em que o *trip* foi enviado próximo aos 20 segundos de simulação.

4.3.1.2 Casos de perda de excitação parcial

Na Tabela 4.3 são mostrados os resultados das simulações dos casos de PEP no gerador G1.

Tabela 4.3 - Performance dos métodos para os casos de PEP do G1

Caso nº	MCCIA		Mason	Offset positivo	
	Alarme (s)	Trip (s)	Trip (s)	Trip Z1 (s)	Trip Z2 (s)
01	5,01	-	-	-	-
02	5,01	-	-	-	-
03	5,01	-	-	-	-
04	5,01	-	-	-	-
05	5,01	-	-	-	-
06	5,01	-	-	-	-
07	5,01	-	-	-	-
08	5,01	-	-	-	-
09	5,01	32,28	39,87	20,46	-
10	5,01	9,04	13,85	5,91	14,05
11	5,01	-	-	-	-
12	5,01	-	-	-	-
13	5,01	-	-	-	-
14	5,01	-	-	-	-
15	5,01	-	-	-	-
16	5,01	-	-	-	-
17	5,01	23,51	27,88	18,05	28,13
18	5,01	22,45	26,70	16,94	26,96
19	5,01	-	-	-	-
20	5,01	19,79	23,02	15,07	23,32

As simulações de PEP mostram que, logo após o defeito, a trajetória da impedância aparente possui uma dinâmica muito similar aos casos de PET. Entretanto, a tensão de excitação parcial (metade da tensão antes da perda de excitação) permite que a máquina ainda forneça reativos ao sistema nos casos de fator de potência em avanço ou, nos casos de fator de potência em atraso, necessite de menos reativos para permanecer excitada quando comparada a um evento de PET. Assim, na maioria dos casos o sistema encontrou um novo ponto de operação após a PEP, normalmente após 20s de simulação, sem que os métodos detectassem a situação e providenciassem o *trip* da máquina.

Nestes casos, assim como nos casos de PET com carregamentos leves, novamente a função de alarme se mostra importante para antecipar o desligamento da máquina através de uma intervenção manual do operador e, desta forma, evitar que a máquina permaneça mais tempo sob os efeitos da perda de excitação.

Os métodos atuaram somente nos casos com carregamento alto ($\geq 75\%$) e com fator de potência unitário ou em atraso. A perda de sincronismo no caso nº 20, com carregamento $\bar{S} = (1,00 - j0,00)$ p.u. deve-se ao fato de que a ocorrência de uma perda de excitação, mesmo que parcial, quando o gerador está operando com carregamento alto deixa-o mais susceptível à perda de sincronismo. Nos casos com fator de potência em atraso, a máquina já absorvia grande quantidade de reativos antes do evento, deixando o sistema já próximo de seu limite de suprimento de reativos. Após a PEP, a impossibilidade do sistema em suprir maior quantidade de reativos à máquina subexcitada ocasionou a perda do sincronismo.

Ainda devido à maior área operacional, destacada especialmente pelo fato da trajetória da PEP ser mais lenta do que a de PET, o *Offset Positivo* foi o método com menor tempo de detecção da perda de excitação. O método de Mason foi novamente o mais lento dentre as técnicas testadas.

A Figura 4.4 mostra a operação do MCCIA para o caso nº 10, que tem um carregamento inicial de $\bar{S} = (0,68 - j0,51)$ p.u.. Neste caso, a máquina já operava bem próxima à área operacional do relé antes da perda de excitação. Entretanto, devido ao evento ser uma PEP, a impedância demora aproximadamente 9 segundos para entrar na área do relé mho, fazendo com que a perda de excitação fosse detectada e a máquina desligada. A perda de sincronismo ocorreu somente após 30 segundos.

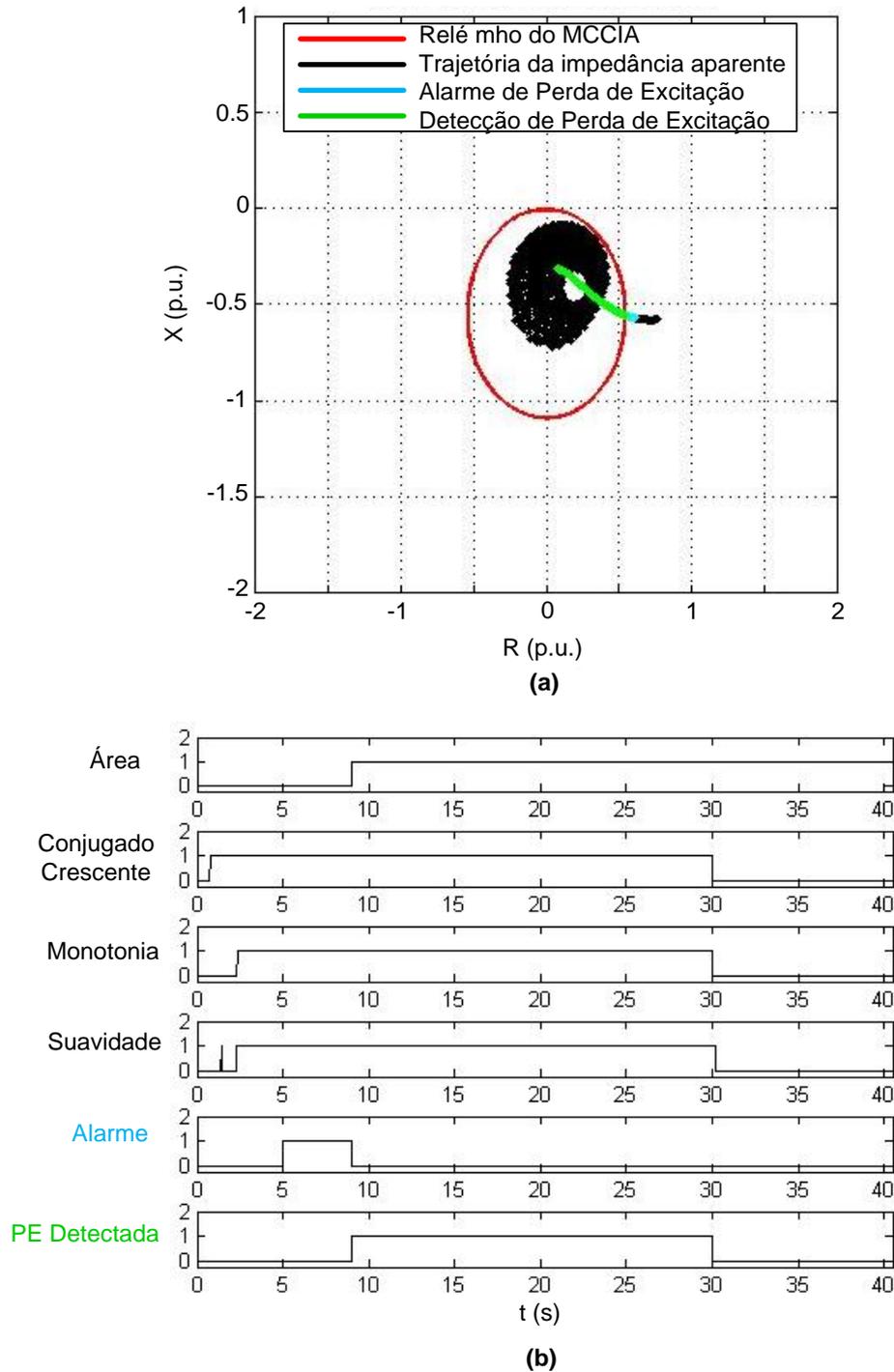


Figura 4.4 - Performance do MCCIA para o G1 durante o caso de PEP n° 10, com carga inicial de $\bar{S} = (0,68 - j0,51)p.u.$: (a) trajetória no plano R-X; e, (b) desempenho individual dos critérios do MCCIA

Na Figura 4.5 é apresentada uma comparação da trajetória da impedância aparente durante testes de PEP e PET para o caso n° 05, com carga de $\bar{S} = (0,6 + j0,45)p.u.$. Como pode ser visto na Figura 4.5.a, no caso de PEP a máquina encontra um novo ponto de operação bem próximo ao ponto original, sendo

que o maior deslocamento ocorre nos primeiros cinco segundos, antes do alarme do MCCIA. Já no caso de PET (Figura 4.5.b), a impedância se desloca rapidamente para a área do relé, e o MCCIA envia o *trip* com 11,63s.

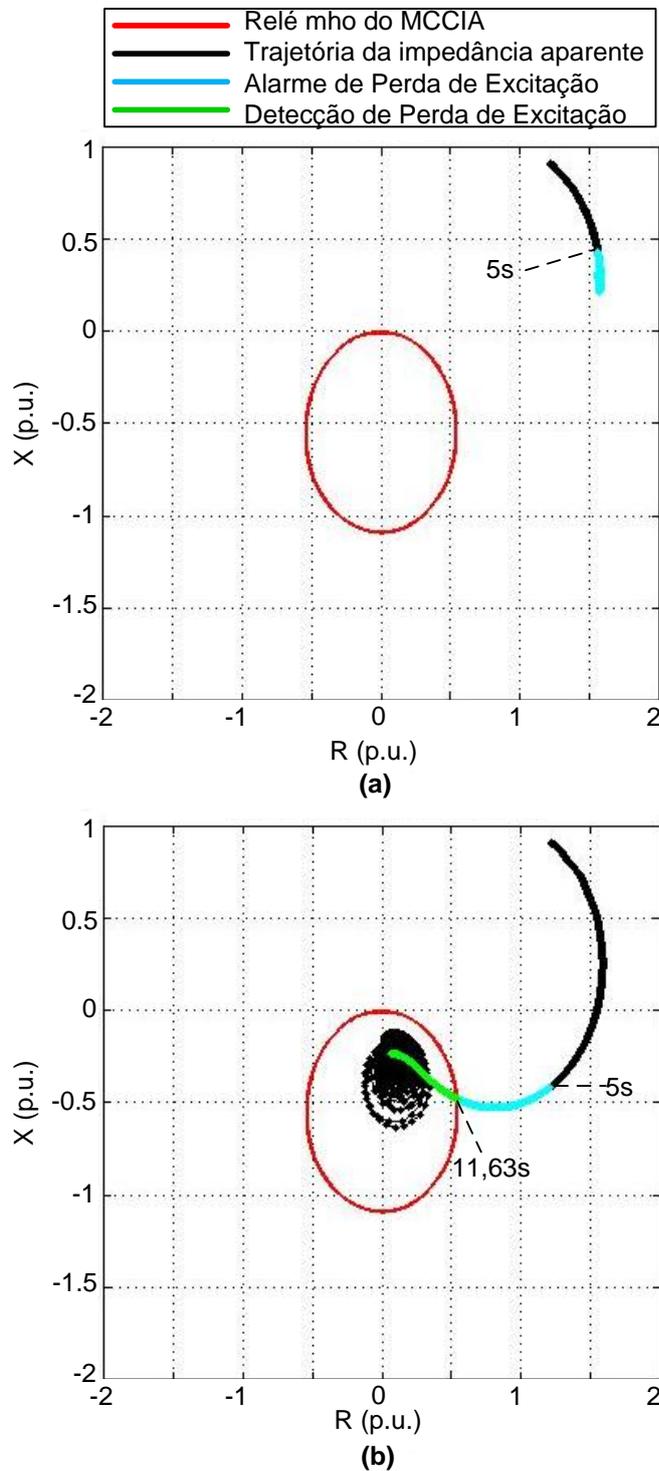


Figura 4.5 - Comparação do comportamento da impedância aparente para o G1 com carregamento inicial $\bar{S} = (0,60 + j0,45)$ p.u. em casos de: (a) PEP; e, PET.

A Figura 4.6 ilustra o comportamento da impedância aparente após a PEP do caso 13, com carregamento $\bar{S} = (0,71 + j0,23)$ p.u., onde o sistema consegue encontrar um novo ponto de operação. Conforme mostrado, a maior excursão da impedância aparente ocorre nos 5 segundos iniciais, antes do MCCIA emitir o alarme. Após, o movimento da impedância aparente desacelera, estando próximo ao seu novo ponto de operação.

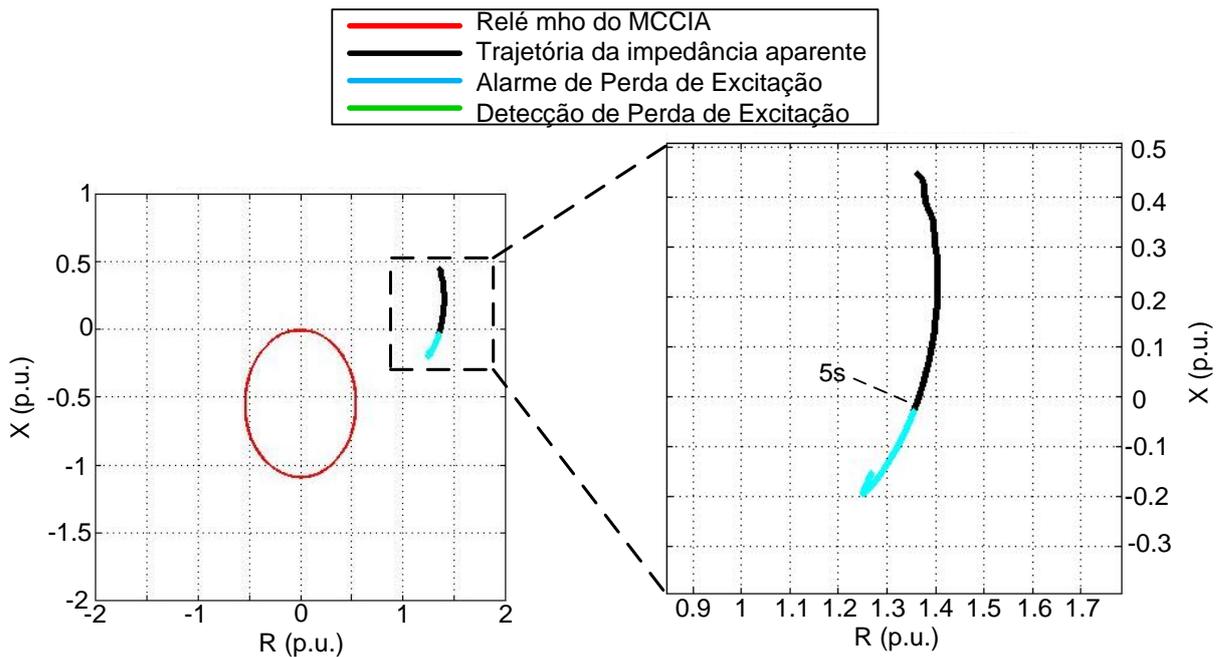


Figura 4.6 – Detalhe da trajetória da impedância aparente para o G1 durante o caso de PEP n° 13, com carga inicial de $\bar{S} = (0,71 + j0,23)$ p.u.

4.3.1.3 Casos de oscilação estável de potência

Na Tabela 4.4 são mostrados os resultados das simulações dos casos de OEP no gerador G1. De modo geral, os métodos tiveram um bom desempenho nestes testes, sendo que apenas Mason teve uma atuação indevida no caso n° 10.

Tabela 4.4 - Performance dos métodos para os casos de OEP do G1

Caso nº	MCCIA		Mason	Offset positivo	
	Alarme (s)	Trip (s)	Trip (s)	Trip Z1 (s)	Trip Z2 (s)
01	-	-	-	-	-
02	-	-	-	-	-
03	-	-	-	-	-
04	-	-	-	-	-
05	-	-	-	-	-
06	-	-	-	-	-
07	-	-	-	-	-
08	-	-	-	-	-
09	-	-	-	-	-
10	-	-	1,77	-	-
11	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-
17	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-
19	-	-	-	-	-
20	-	-	-	-	-

A Figura 4.7 mostra a atuação do MCCIA frente à OEP no caso nº 10, cujo carregamento inicial é $\bar{S} = (0,68 - j0,51)p.u.$. Neste caso, a impedância aparente entra três vezes na área do relé mho, sendo que a segunda vez é a que permanece maior tempo no interior da circunferência, por 0,2s entre o período de 2,24 e 2,44 segundos.

No caso nº 10, a primeira vez que a impedância aparente entrou na área do relé mho de Mason provocou a atuação desta técnica e conseqüente desligamento indevido da máquina. Entretanto, visto ao curto período que a impedância aparente permaneceu dentro da circunferência, a adição de temporização neste relé impediria esta atuação incorreta. Obviamente, esta medida prejudicaria o tempo de operação nos casos de perda de excitação.

Conforme pode ser visto na Figura 4.7.b, os critérios do MCCIA se mostram bastante confiáveis, com poucas atuações indevidas durante o tempo de simulação. Conforme mencionado anteriormente, em alguns momentos a OEP possui pequenos períodos em que sua trajetória se assemelha, em algumas características, com a da

perda de excitação. Entretanto, embora as três vezes em que a impedância aparente entrou na área do relé e o longo período de simulação, em nenhum momento os critérios do MCCIA foram satisfeitos simultaneamente, confirmando a segurança do método.

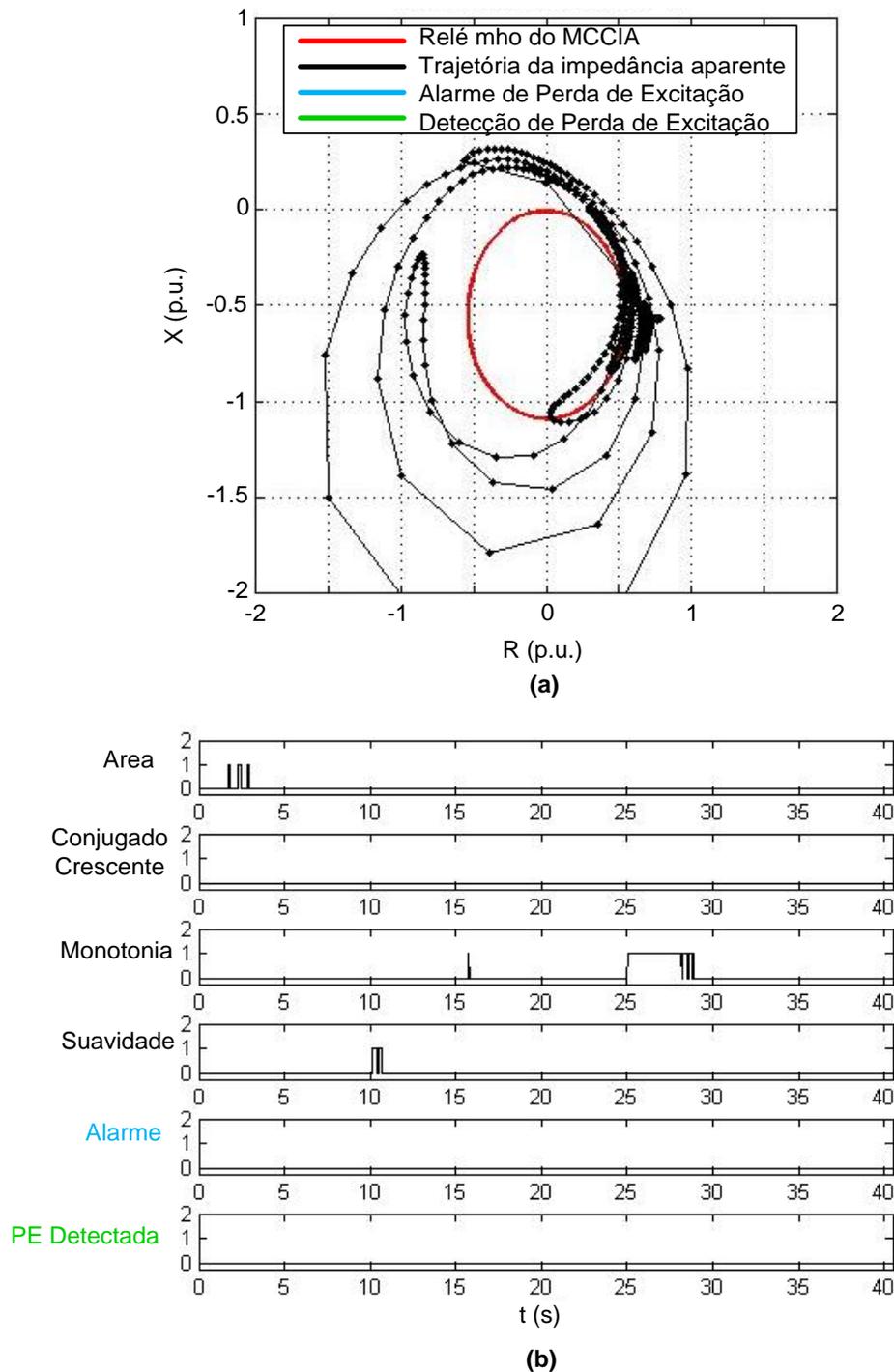


Figura 4.7 - Performance do MCCIA para o G1 durante o caso de OEP n° 10, com carga inicial de $\bar{S} = (0,68 - j0,51)$ p.u.: (a) trajetória no plano R-X; e, (b) desempenho individual dos critérios do MCCIA

4.3.2 Simulações com o Gerador 3 (G3): $X_d = 1,68$ p.u.

Nesta máquina, o MCCIA foi comparado aos conceitos de Berdy e do *Offset Positivo* devido ao fato desta máquina possuir reatância síncrona superior a 1,2 p.u., conforme recomendado por LIMA et al. (2003). A Figura 4.8 apresenta o ajuste no plano R-X dos três métodos utilizados durante os testes com o gerador G3.

O gerador G3 possui uma reatância síncrona maior do que a do G1. Em função disso, as zonas dos relés mho utilizados pelos métodos também são maiores, proporcionando assim uma maior velocidade de atuação da proteção ANSI 40 e um maior número de *trips* nos casos de perda de excitação parcial. Por outro lado, esta zona maior torna os métodos mais susceptíveis a atuações indevidas nos casos de OEP.

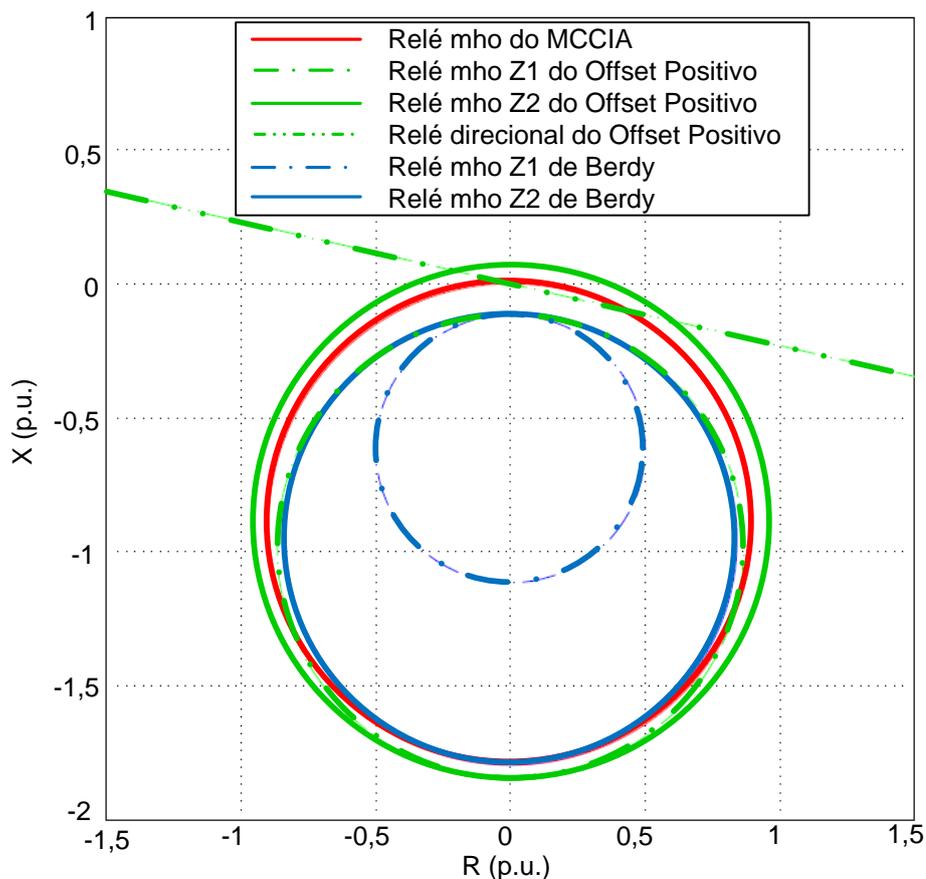


Figura 4.8 - Ajustes no plano R-X das técnicas MCCIA, *Offset Positivo* e Berdy para proteção de G3

Nestas simulações, novamente o MCCIA teve um excelente desempenho, pois desligou corretamente a máquina em todos os casos de PET e não atuou nos casos de OEP.

Os métodos *Offset* Positivo e Berdy desligaram a máquina devidamente em todos os casos de PET. Porém, atuaram incorretamente em alguns casos de OEP com altos carregamentos iniciais e fator de potência em atraso.

4.3.2.1 Casos de perda de excitação total

A Tabela 4.5 sumariza os resultados das simulações dos casos de PET na máquina G3. Nesta tabela, são indicados os tempos de atuação de cada método, sendo que este tempo se refere ao tempo total de simulação.

Tabela 4.5 - Performance dos métodos para os casos de PET do G3

Caso nº	MCCIA		Berdy		Offset positivo	
	Alarme (s)	Trip (s)	Trip Z1 (s)	Trip Z2 (s)	Trip Z1 (s)	Trip Z2 (s)
01	5,01	14,40	-	15,14	8,34	8,91
02	*	2,44	-	2,94	2,25	-
03	5,01	9,51	19,74	10,47	9,44	10,77
04	*	5,77	8,68	6,74	6,36	6,32
05	*	4,17	5,55	5,12	4,86	4,83
06	*	3,75	4,87	4,70	4,46	4,43
07	5,01	8,28	21,99	9,22	8,00	22,64
08	*	3,48	7,81	4,47	3,99	8,45
09	*	2,21	3,29	1,86	1,52	4,29
10	*	2,45	2,79	1,53	1,22	4,07
11	5,01	8,31	16,59	9,27	8,44	12,47
12	*	4,82	7,23	5,79	5,45	5,83
13	*	3,38	4,63	4,35	4,09	4,15
14	*	2,93	3,93	3,90	3,66	3,62
15	5,01	7,94	17,31	8,91	7,99	16,46
16	*	4,00	7,15	4,99	4,59	7,60
17	*	2,91	3,74	3,08	2,80	4,34
18	*	2,90	3,01	2,62	2,36	3,63
19	5,01	5,64	9,74	6,63	6,15	9,82
20	*	2,06	3,00	3,05	2,81	3,49

* Trip ocorreu antes do tempo mínimo para alarme ser atingido

Todos os métodos testados tiveram bom desempenho, enviando o sinal de *trip* em todos os casos de PET.

A zona Z2 do método do *Offset Positivo* não atua no caso nº 02, pois o afundamento da tensão na máquina neste caso não é suficiente para sensibilizar o relé de subtensão. Em outros casos, como exemplifica o caso nº 07, há um grande retardo na atuação de Z2 com relação à Z1 causado pelo mesmo motivo. Estes casos ressaltam a importância de supervisionar somente a zona Z2 com a unidade de subtensão.

Considerando os tempos de operação, o MCCIA foi o mais rápido na maioria dos casos, em especial nos casos com baixos carregamentos e naqueles com fator de potência em avanço. Em média, os métodos MCCIA e *Offset Positivo* atuaram mais de um segundo antes do conceito de Berdy.

Como nesta máquina as atuações ocorrem normalmente em tempos inferiores a cinco segundos, o MCCIA emitiu alarme apenas nos casos com baixos carregamentos, visto que nos demais casos o *trip* ocorre antes que o tempo mínimo para emissão do alarme seja atingido.

A Figura 4.9 mostra a operação do MCCIA para o caso nº 03, que tem um carregamento inicial de $\bar{S} = (0,20 + j0,15)$ p.u.. Assim como nos demais casos, o alarme é emitido aos cinco segundos de simulação. Tão logo a impedância entra na área do relé, o MCCIA envia o *trip* ao disjuntor do circuito do gerador G3.

Conforme mostra a Tabela 4.5 e a Figura 4.9, é possível notar que também nas simulações com o G3 o MCCIA identifica a condição de perda de excitação antes de a impedância entrar na área do relé mho, e o sinal de *trip* só é enviado quando a impedância aparente entra na área do relé de admitância.

Nas simulações desta máquina, a maior parte dos *trips* ocorreu rapidamente. Desta forma, a função de alarme demonstrou pouca importância nestes casos de PET.

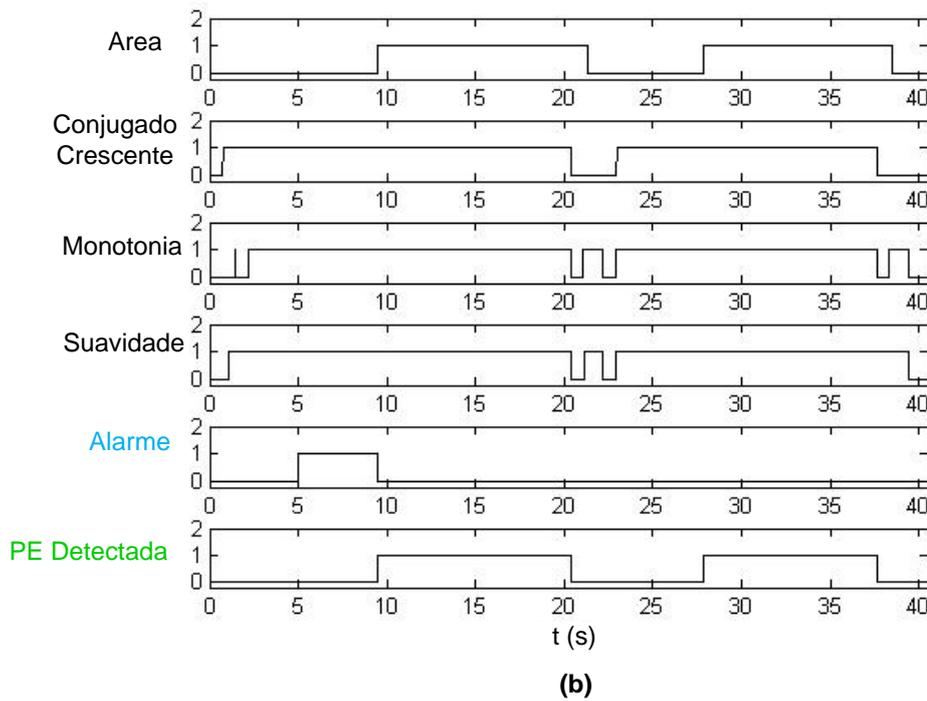
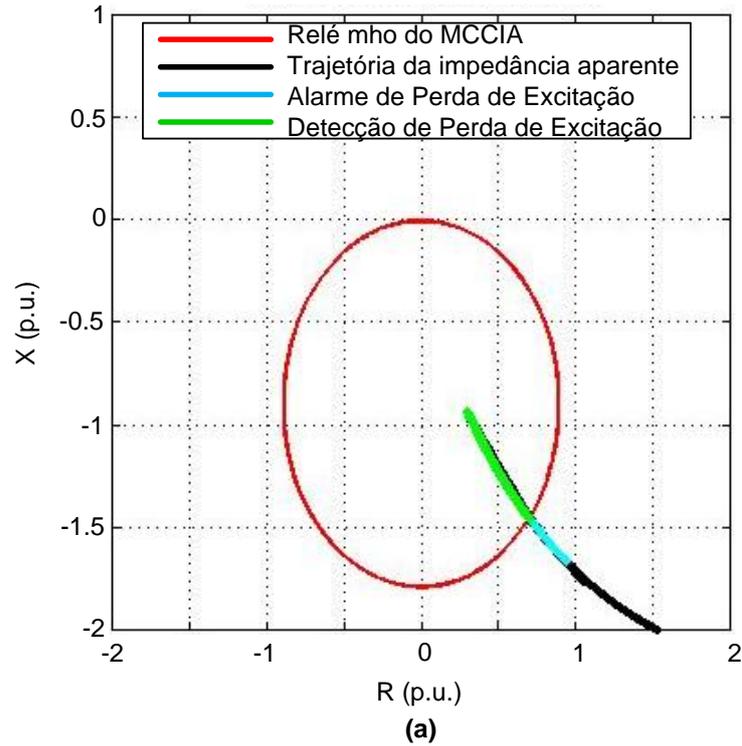


Figura 4.9 - Performance do MCCIA para o G3 durante o caso de PET nº 03, com carga inicial de $\bar{S} = (0,20 + j0,15)p.u.$: (a) trajetória no plano R-X; e, (b) desempenho individual dos critérios do MCCIA

4.3.2.2 Casos de perda de excitação parcial

Na Tabela 4.6 são mostrados os resultados das simulações dos casos de PEP no gerador G3. De modo geral, o MCCIA se destacou como a técnica a efetuar o *trip* mais rapidamente dentre os métodos testados, assim como nos casos de PET.

Tabela 4.6 - Performance dos métodos para os casos de PEP do G3

Caso nº	MCCIA		Berdy		Offset positivo	
	Alarme (s)	Trip (s)	Trip Z1 (s)	Trip Z2 (s)	Trip Z1 (s)	Trip Z2 (s)
01	5,01	-	-	-	-	-
02	5,01	-	-	-	-	26,32
03	5,01	-	-	-	-	-
04	5,01	-	-	-	-	-
05	5,01	30,88	39,23	35,38	27,87	34,68
06	5,01	16,06	20,32	18,68	15,29	18,27
07	5,01	-	-	-	-	-
08	5,01	7,03	15,28	8,52	16,65	7,74
09	*	2,56	5,40	2,71	6,96	2,27
10	*	2,81	4,53	2,11	-	1,69
11	5,01	-	-	-	-	-
12	5,01	26,24	37,02	28,87	22,80	27,68
13	5,01	9,16	12,25	10,97	9,14	10,62
14	5,01	7,51	9,78	9,19	7,63	8,89
15	5,01	-	-	-	-	-
16	5,01	9,43	16,56	11,18	16,20	10,48
17	-	4,09	7,18	5,57	7,62	5,21
18	-	2,96	5,43	4,40	6,00	4,07
19	5,01	-	-	-	-	-
20	*	4,06	5,79	0,50	5,32	5,25

* Trip ocorreu antes do tempo mínimo para alarme ser atingido

Os métodos atuaram em praticamente todos os casos com carregamentos iguais ou superiores a 50% da potência nominal da máquina, com exceção do caso nº 04, onde nenhum dos métodos atuou. Assim, como no gerador G1, os casos mais severos foram aqueles com fator de potência em atraso ou unitário.

Em virtude de sua maior área operacional, conforme mostrado na Figura 4.8, a técnica do *Offset* Positivo foi a única a atuar no caso nº 02. A Figura 4.10 ilustra a atuação do MCCIA neste caso, que possui carregamento igual a

$\bar{S} = (0,04 - j0,40)$ p.u.. Conforme pode ser notado, a máquina encontra um novo ponto de operação muito próximo à zona de atuação do relé mho do MCCIA. No caso do *Offset Positivo*, este novo ponto de operação está situado dentro de sua zona mho Z2, o que possibilita sua atuação.

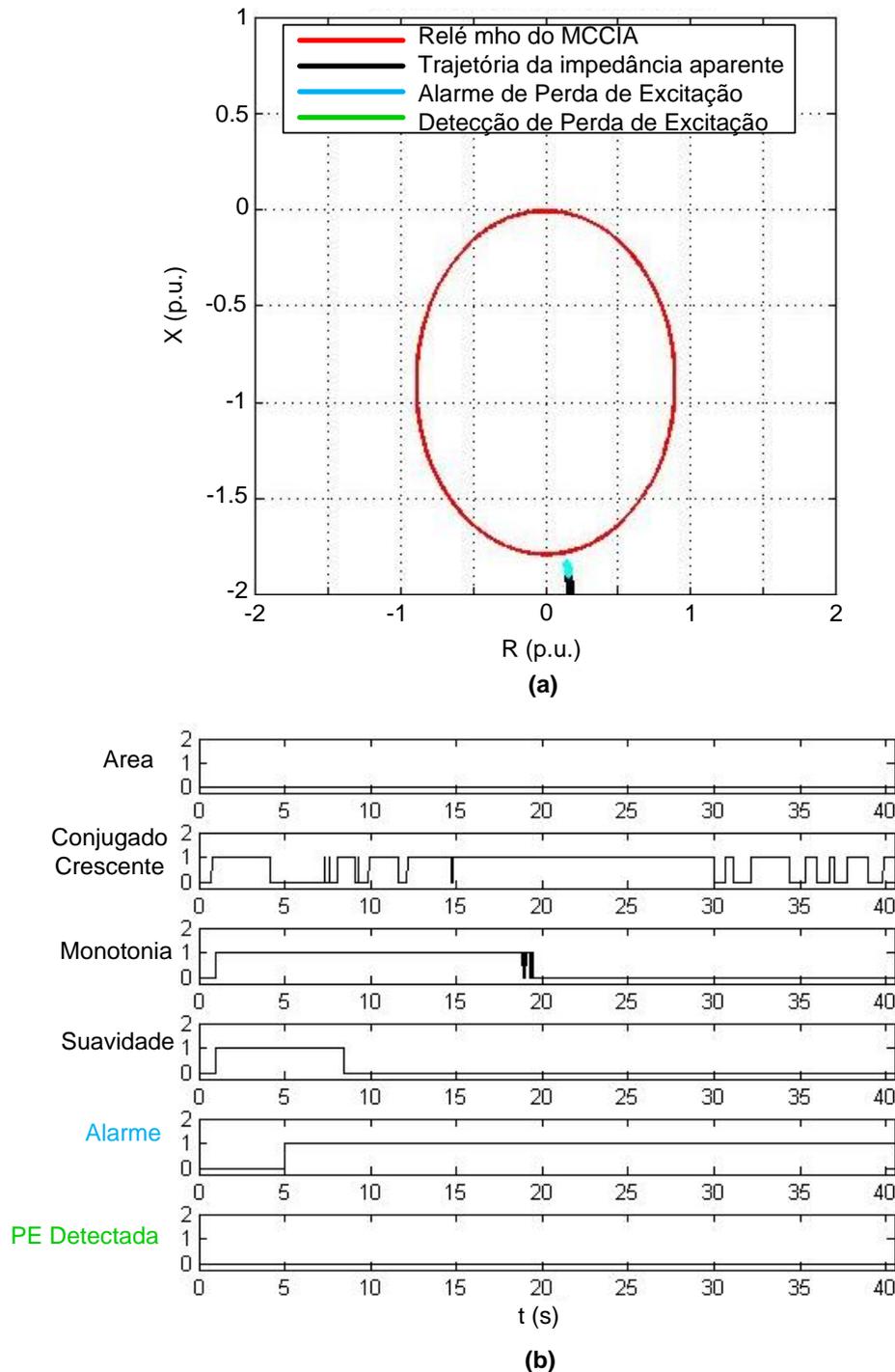


Figura 4.10 - Performance do MCCIA para o G3 durante o caso de PEP n° 02, com carga inicial de $\bar{S} = (0,04 - j0,40)$ p.u.: (a) trajetória no plano R-X; e, (b) desempenho individual dos critérios do MCCIA

A Figura 4.11 mostra a operação do MCCIA para o caso de PEP nº 05, cujo carregamento inicial é de $\bar{S} = (0,60 + j0,45)$ p.u.. Durante o período simulado, não ocorre perda de sincronismo no sistema. Na Figura 4.11.b, apesar de haver dois sinais de *trip*, o primeiro deles seria suficiente para desligar a máquina.

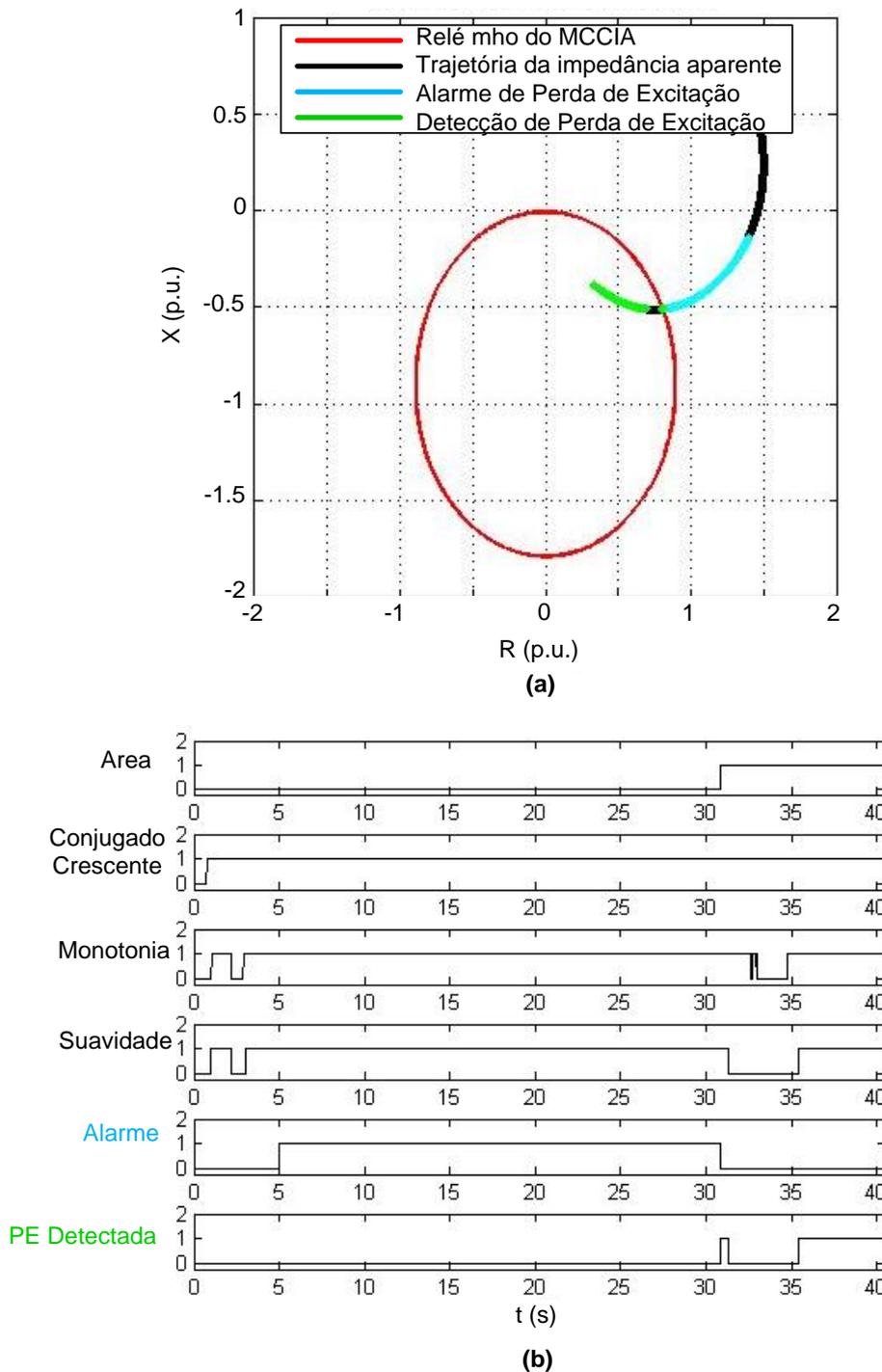


Figura 4.11 - Performance do MCCIA para o G3 durante o caso de PEP nº 05, com carga inicial de $\bar{S} = (0,60 + j0,45)$ p.u.: (a) trajetória no plano R-X; e, (b) desempenho individual dos critérios do MCCIA

Nos testes com G3, a função de alarme do MCCIA demonstra importância principalmente nos casos com carregamentos leves, onde os métodos não atuaram e, por conseguinte, necessitariam de uma intervenção manual para a retirada da máquina de operação.

4.3.2.3 Casos de oscilação estável de potência

Na Tabela 4.7 são mostrados os resultados das simulações dos casos de OEP no gerador G3. Conforme pode ser visto, os métodos de Berdy e *Offset* Positivo atuaram indevidamente em casos de OEP, sendo que Berdy errou em 10% dos casos e *Offset* Positivo em 15%. Já o MCCIA novamente permaneceu incólume a estes distúrbios.

Tabela 4.7 - Performance dos métodos para os casos de OEP do G3

Caso nº	MCCIA		Berdy		Offset positivo	
	Alarme (s)	Trip (s)	Trip Z1 (s)	Trip Z2 (s)	Trip Z1 (s)	Trip Z2 (s)
01	-	-	-	-	-	-
02	-	-	-	-	0,74	-
03	-	-	-	-	-	-
04	-	-	-	-	-	-
05	-	-	-	-	-	-
06	-	-	-	-	-	-
07	-	-	-	-	-	-
08	-	-	-	-	-	-
09	-	-	0,50	-	0,75	-
10	-	-	0,58	1,05	0,85	-
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-
17	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	-	-
19	-	-	-	-	-	-
20	-	-	-	-	-	-

A Figura 4.12 mostra a atuação do MCCIA frente à OEP no caso nº 09, cujo carregamento inicial é $\bar{S} = (0,60 - j0,45)$ p.u..

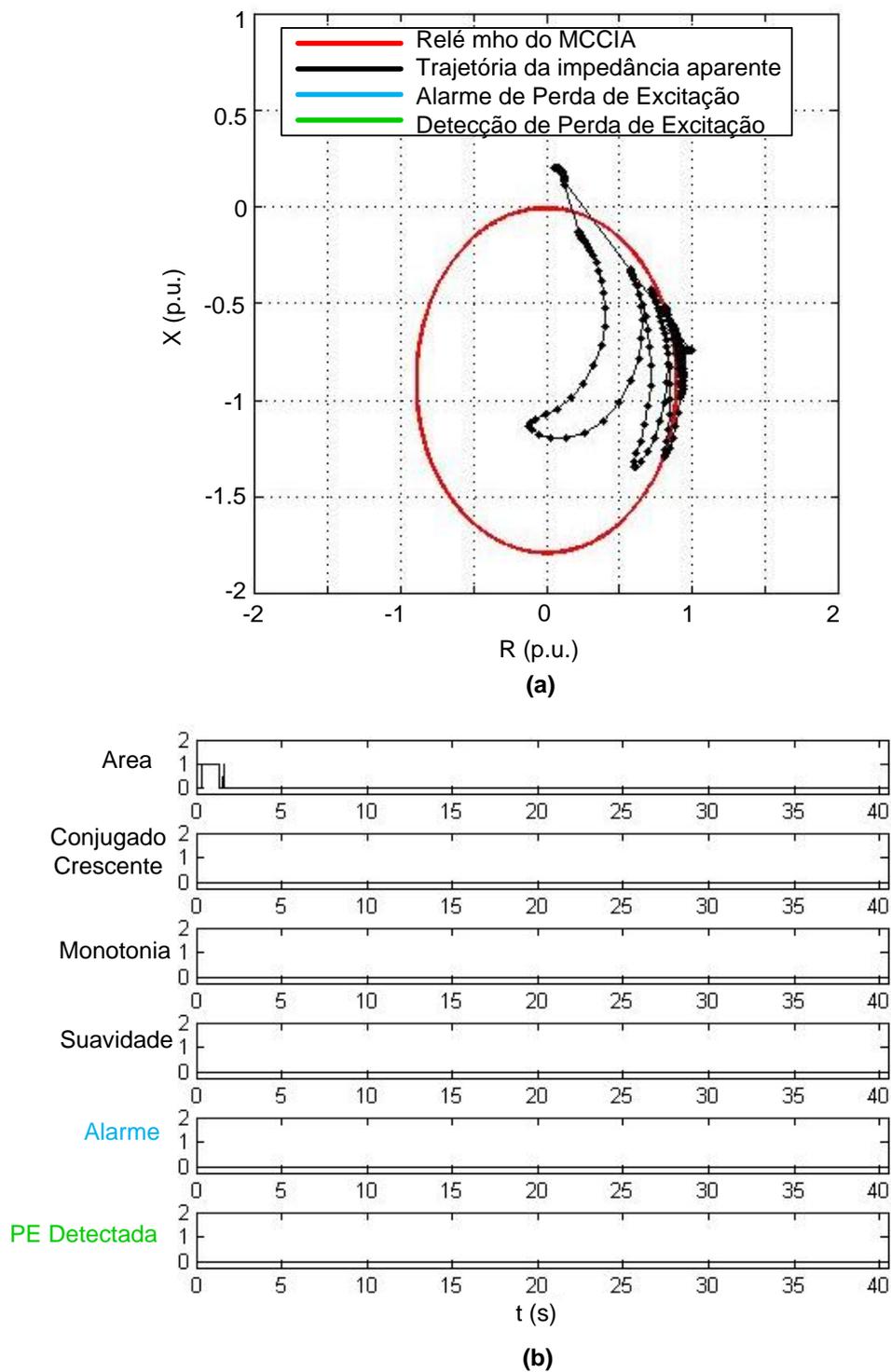


Figura 4.12 - Performance do MCCIA para o G3 durante o caso de OEP nº 09, com carga inicial de $\bar{S} = (0,60 - j0,45)$ p.u.: (a) trajetória no plano R-X; e, (b) desempenho individual dos critérios do MCCIA

Neste caso, o ponto do carregamento inicial do gerador se situa bastante próximo às zonas de proteção dos relés mho dos métodos. Em virtude disto, a OEP ocorre em região próxima a este ponto, o que leva a impedância aparente a entrar duas vezes na área do relé mho do MCCIA. Na primeira vez, ela permanece por 1,07s. Entretanto, mesmo com este período de permanência na área do relé, o MCCIA não atua, graças aos demais critérios que não possuem nenhuma operação individual durante todo o período de simulação, mostrando a sua segurança frente à OEP.

4.4 Discussão dos Resultados

Os testes realizados permitiram concluir que o método proposto neste trabalho alcançou o objetivo de garantir segurança e disponibilidade na proteção contra perda de excitação. O método atuou em 100% dos casos de perda de excitação totais ocorridos e em nenhuma de oscilação estável de potência, independentemente da máquina testada.

Os demais métodos testados também demonstraram disponibilidade, visto que atuaram em todos os casos de PET. Entretanto, no que diz respeito à segurança, todos os métodos - Mason, Berdy e *Offset* Positivo – tiveram atuações indevidas em casos de OEP, sendo que Mason falhou nos testes com G1 e Berdy e *Offset* Positivo nos testes com G3.

Os testes de PEP apresentaram a peculiaridade de que, em alguns casos, a impedância aparente não entra na área operacional do relé, visto que a tensão de excitação parcial remanescente permitiu que a máquina com defeito e o sistema encontrassem um novo ponto de operação. Assim, os métodos atuaram em todos os casos em que a impedância aparente entrou nas respectivas áreas operacionais de seus relés. Nos testes com G1, isto ocorreu nos casos com carregamento alto ($\geq 75\%$) e com fator de potência unitário ou em atraso e, nas simulações com G3, nos casos com carregamentos iniciais iguais ou superiores a 50% da potência nominal da máquina, sendo que os que possuíam fator de potência em atraso ou unitário foram os mais severos.

A função de alarme do MCCIA mostrou maior importância nos casos em que a impedância aparente demorou a entrar na área operacional da zona mho do MCCIA, ou seja, nos casos com carregamentos leves em situações de PET ou nos

casos de PEP. O MCCIA não emitiu sinal de alarme em nenhum dos casos de OEP e alarmou corretamente todos os casos de perda de excitação, totais e parciais, exceto para os casos em que o *trip* ocorreu antes do tempo mínimo para emissão do alarme ser atingido.

Em muitos dos casos de perda de excitação parcial os métodos testados não emitiram sinal de *trip*, visto que a impedância não entrou na zona de atuação dos relés, principalmente nos testes com G1. Nesses casos, o único indicativo da ocorrência do defeito foi o sinal de alarme dado pelo MCCIA. Com isto, este sinal possibilitaria a intervenção do operador para o desligamento da máquina com defeito.

O método do *Offset* Positivo é o que apresentou as maiores áreas operacionais dos relés de admitância quando comparado aos demais métodos. Isto possibilitou que o método tivesse bons tempos de *trip* quando comparado às demais técnicas, principalmente nos testes com G1, onde a dinâmica da trajetória da impedância aparente foi mais lenta do que nos testes com G3. Por outro lado, nas simulações com G3, a maior área operacional prejudicou a segurança do método ao permitir que a técnica atuasse indevidamente em três casos de OEP, sendo o que mais falhou.

O MCCIA teve tempos de detecção da perda de excitação muito similares aos do *Offset* Positivo sendo que, na média destes tempos, o *Offset* positivo foi o mais rápido nos testes com G1 e o MCCIA o mais veloz nas simulações com G3. Ambos os métodos foram acima de um segundo mais rápidos que as técnicas de Mason e Berdy para a maior parte dos testes.

Ainda sobre o método *Offset* Positivo, os testes com o G3 destacaram a importância de somente supervisionar com o elemento de subtensão a zona Z2 da técnica, conforme destacado por Morais (2008, p. 90). Nas simulações, houve alguns casos em que o tempo para detecção da perda de excitação na zona Z2 foi muito superior ao tempo da zona Z1, em função de que a queda de tensão verificada na barra demorou a atingir o nível que sensibilizasse o relé de subtensão. Por este motivo, no caso nº 02 da máquina G3, a zona Z2 não atuou durante a simulação.

4.5 Considerações Finais

Neste Capítulo foram apresentadas as simulações realizadas no intuito de testar o método proposto neste trabalho e compará-lo aos conceitos de Mason, Berdy e ao *Offset* Positivo. Foram feitas simulações computacionais no sistema WSCC 9 barras onde duas das três máquinas do sistema foram utilizadas para implementação da proteção contra perda de excitação. Foram escolhidos vários pontos operacionais no intuito de abranger uma grande parte da curva de capacidade das máquinas, inclusive pontos que simulam a possibilidade da máquina operar como compensador síncrono.

Foram realizadas simulações de transitórios eletromecânicos (RMS) no programa DIgSILENT PowerFactory[®] 14.1, sendo o passo de integração ajustado em 10ms. O desempenho dos métodos foi analisado no MatLab[®].

Com as simulações, foi possível concluir que o MCCIA teve um desempenho bastante satisfatório, pois distinguiu perfeitamente casos de perda de excitação e de oscilação estável de potência, independentemente dos parâmetros da máquina testada e do carregamento em que esta se encontra quando ocorre o distúrbio.

O MCCIA demonstrou ser capaz de identificar a situação de perda de excitação antes mesmo de a impedância aparente entrar na área operacional do relé em todos os casos de perda de excitação. Entretanto, a decisão de desligar a máquina só ocorre quando a impedância entra na área operacional, visando dar maior segurança ao método.

Os demais conceitos testados atuaram corretamente nos casos de perda de excitação total, porém, todos apresentaram falhas nos testes de oscilação estável de potência.

Nas simulações de perda de excitação parcial, as técnicas tiveram desempenhos semelhantes, e não atuaram em todos os casos, desligando apenas os casos em que a impedância entrou na área operacional dos relés de admitância. Nestes casos, e naqueles de perda de excitação total com carregamentos leves, a função de alarme se mostra bastante útil para o operador do sistema elétrico.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

5.1 Conclusões

Este trabalho apresentou o Método do Cálculo Contínuo da Impedância Aparente, o qual foi desenvolvido para desempenhar a função de proteção contra perda de excitação em geradores síncronos. O Capítulo 2 abordou aspectos relacionados com este tipo de proteção, tais quais: sistemas de excitação das máquinas síncronas; fundamentos da perda de excitação; e, proteção de distância aplicada à proteção contra a perda de excitação.

Foi dado enfoque aos problemas enfrentados por este tipo de proteção, em especial às atuações indevidas em situações de oscilação estável de potência. Como o MCCIA possui sua operação embasada na análise contínua da trajetória da impedância aparente, foram comparados os comportamentos da impedância aparente em casos de perda de excitação e de oscilação estável de potência. Enquanto na perda de excitação a trajetória é previsível, onde não existem mudanças bruscas de direção, na oscilação estável de potência o comportamento é totalmente aleatório, apresentando movimentos imprevisíveis durante o fenômeno.

Visando testar e comparar a técnica proposta neste trabalho e técnicas amplamente utilizadas na proteção contra perda de excitação – Mason, Berdy e Offset Positivo – foram feitas simulações computacionais no sistema WSCC 9 barras onde duas das três máquinas do sistema foram utilizadas para implementação da proteção contra perda de excitação. Os métodos foram testados com base em três tipos de eventos, ou seja, perda de excitação total, perda de excitação parcial e oscilação estável de potência, de acordo com diferentes pontos operacionais do gerador.

Todos os métodos testados tiveram bons desempenhos nos casos de perda de excitação total, desligando a máquina em 100% dos testes. Nestes testes, o MCCIA e o Offset Positivo foram os mais rápidos dentre os métodos utilizados neste trabalho.

Nos casos de perda de excitação parcial, nem todos os casos causaram a atuação dos métodos de proteção contra perda de excitação, devido ao fato de que nem todos os casos levaram a impedância aparente à área operacional dos relés.

Neste tipo de teste, as técnicas tiveram desempenhos semelhantes, atuando em 25% dos casos com G1 e em 60% dos casos com G3, exceção feita ao Offset Positivo, que obteve 65% de desligamentos para o G3.

Durante os casos de OEP, novamente a atuação do MCCIA foi perfeita, pois não atuou indevidamente em nenhum dos casos testados. Por outro lado, todos os demais métodos testados apresentaram problemas com relação à segurança da proteção, já que desligaram a máquina protegida indevidamente neste tipo de evento.

O MCCIA demonstrou ser capaz de identificar a situação de perda de excitação antes mesmo de que a impedância aparente entrasse na área operacional do relé mho em todos os casos de perda de excitação, parcial ou total. Entretanto, a decisão de desligar a máquina só ocorre quando a impedância entra na área operacional, visando dar maior segurança ao método.

Assim, a função de alarme do método demonstrou sua importância, visto que permite alertar ao operador a existência do distúrbio em tempo anterior à entrada da impedância aparente na zona de atuação do relé, possibilitando assim uma tomada de decisão antecipada. Isto é especialmente útil nos casos em que a impedância aparente possui uma trajetória lenta após a perda de excitação, ou seja, nos casos com carregamentos leves em situações de PET ou nos casos de PEP. O MCCIA não emitiu sinal de alarme em nenhum dos casos de OEP e alarmou corretamente todos os casos de perda de excitação, totais e parciais, exceto para os casos em que o trip ocorreu antes do tempo mínimo para emissão do alarme ser atingido.

Desta forma, é possível concluir que o MCCIA garante segurança e disponibilidade à proteção contra perda de excitação, visto que durante os testes distinguiu perfeitamente os casos de perda de excitação e oscilação estável de potência, independentemente do porte da máquina e de seu carregamento inicial. O método possui ainda como virtude a sua facilidade de ajuste, em que são utilizados apenas os parâmetros de base da máquina e seus dados nominais de reatância, sem a necessidade de testes específicos para aplicação em cada máquina, podendo assim ser facilmente aplicado em relés digitais.

5.2 Sugestões para futuros trabalhos

Como sugestões para próximos trabalhos, podem ser feitas as seguintes recomendações:

- Realizar novas simulações com novos sistemas teste, outros portes de máquinas, novas condições de carregamento inicial e com novos tempos de amostragem;
- Novos testes em sistemas com presença de FACTS;
- Realizar novos eventos nas simulações, tais como:
 - a. Curto-circuito bifásico e monofásico;
 - b. Abertura do disjuntor da linha;
 - c. Adicionar ou retirar geração e carga;
- Avaliar a sensibilidade dos métodos para pequenas imprecisões ocorridas nos levantamentos dos parâmetros da máquina.

Com relação exclusivamente ao MCCIA, sugere-se:

- Aprofundamento dos testes de perda de excitação parcial;
- Realizar estimativa do custo para o desenvolvimento do método;
- Desenvolver o método em Simulador Digital em Tempo Real (RTDS) e, posteriormente, implementá-lo em hardware;
- Avaliar o comportamento do método em um sistema real.

BIBLIOGRAFIA

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

AMRAEE, T. Loss-of-field detection in synchronous generators using decision tree technique. **IET Gener. Transm. Distrib.**, v. 7, n. 9, p. 943-954, 2013.

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. New Jersey, Piscataway: Ed. IEEE Press Power Engineering Series - McGraw-Hill, 1998.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A., **Power System Control and Stability**. New Jersey, Piscataway: Ed. IEEE Press Power Engineering Series- McGraw-Hill, 2002.

ARNDT, C. R.; ROGERS, M. A Study of Loss of Excitation Relaying and Stability of a 595-MVA Generator on the Detroit Edison System. **IEEE Trans. on Power Applications and System**, v. 94, n. 5, p. 1457-1463, set./out. 1975.

AZIZ, K.; TRIPATHY, M.; MAHESHWARI, R. P. Loss of Field Protection of Synchronous Generator Using SVM. **International Journal of Electronic and Electrical Engineering**, Delhi, v. 7, n. 7, p. 649-656, 2014.

BECKWITH ELECTRIC CO. **Instruction Book Part 1 of 2: M3425A Generator Protection**. USA, 2001.

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

BLUMSCHEIN, J.; YELGIN, Y.; KEREIT, M. Proper Detection and Treatment of Power Swing to Reduce the Risk of Blackouts. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRIC UTILITY DEREGULATION AND RESTRUCTURING AND POWER TECHNOLOGIES, 3., 2008, Nanjing, China. **Anais Eletrônicos...** Nanjing: Southeast University, 2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=4523821>>.

BO, F. et al. The research UL-P of loss of excitation protection for generator based on the artificial neural networks. In: ASIA PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE, 2009, Wuhan, China. **Anais Eletrônicos...** Wuhan: Wuhan University, 2009. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=4918910>>. Acesso em: 12 fev. 2014.

CIGRÉ TECHNICAL BROCHURE 479. **International Guide on the Protection of Synchronous Generators**. Outubro de 2011.

DARRON, H. G.; KOEPFINGER J. L.; MATHER, J. R. The influence of generator loss of excitation on bulk power system reliability. **IEEE Transactions on Power Applications and Systems**, v. 94, n. 5, p.1473-1483, set./out. 1975.

DIAS, M. F.; ELKATEB, M. M. Case study into loss-of-excitation relays during simultaneous faults – part II. In: AFRICON CONFERENCE, 3., 1992, Ezulwini Valley, Suazilândia. **Anais Eletrônicos**... Ezulwini Valley: IEEE, 1992. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=624514>>. Acesso em: 12 fev. 2014.

DlgSILENT GmbH. **DlgSILENT Power Analysis software**: User's Manual Version PowerFactory 13.0 for Educational Purposes. Alemanha, 2004.

ELSAMAHY, M.; FARIED, S. O.; SIDHU, T. A Novel Approach to Detect the Synchronous Generator Loss of Excitation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 2, p. 724-732, 2014.

GRIGSBY, L. L. **Power System Stability and Control**. Boca Raton: Ed. CRC Press, 2012. 450 p.

HERRMANN, H. J.; SMIT, A. Increased sensitivity of loss of field protection based on admittance measurement. In: WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE, 36., 2009, Spokane, Washington, Estados Unidos da América. **Anais**... Spokane: Washington State University, 2009.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**. New York, Chichester: John Wiley and Sons, 1995. 331 p.

IEEE COMMITTEE REPORT. Survey of experience with generator protection and prospects for improvement using digital computers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 4, p. 1511-1522, out. 1988.

IEEE. Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos. **IEEE Std C37.102TM**: IEEE guide for ac generator protection. Fev. 2006.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, Inc, 1994.

LEE, D. C.; KUNDUR, P.; BROWN, R. D. A High Speed, Discriminating Generator Loss Of Excitation Protection. **Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-98, n. 6, p.1895-1899, nov. 1979.

LEITE, A. G.; SILVEIRA, P. M. Utilização da proteção contra a perda de excitação de unidades geradoras como proteção sistêmica: curva tomate. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19., 2007, Rio de Janeiro. **Anais**... Rio de Janeiro: Cigré-Brasil, 2007.

LI, L.; CAIXIN, S.; DAOHUAI, M. Study on the excitation protection and control of synchronous generator based on the delta and s. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION: ASIA AND PACIFIC, 2005, Dalian, China. **Anais Eletrônicos**... Dalian: IEEE, 2005. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=1546872>>. Acesso em: 12 fev. 2014.

LIMA, J. C. **Aspectos de proteção e controle do gerador síncrono subexcitado**. 2002.131 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2002.

LIMA, J. C. M, DELBONI, M. P, ANDRADE, J. C. B. Revisão crítica da filosofia de proteção contra perda de excitação em geradores síncronos. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 7., 2003, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Cigré-Brasil, 2003.

MACKENZIE, W. F et. al. Loss of field relay operation during system disturbances – working group report – june 1971. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 94, n. 5, p. 1464-1472, set./out.1975.

MASON, C. R. New loss-of-excitation relay for synchronous generators. **AIEE Transactions**, v. 68, Part II, p. 1240-1245, 1949.

MOORE, P. J.; STANGENBERG, A. An investigation into the impedance characteristics of a synchronous generator under loss of excitation condition. **Energy Management and Power Delivery**, v. 2, p. 619-624, mar. 1998.

MORAIS, A. P.; CARDOSO Jr, G.; MARIOTTO, L. Proposta de Utilização da Função de Proteção de Perda de Excitação por Meio de Unidades mho Visando Aumentar a Região de Operação da Curva de Capacidade da Máquina Síncrona Delimitada Pelo Regulador de Tensão, Curva de Excitação Mínima e Estabilidade Prática In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19., 2007, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Cigré-Brasil, 2007.

MORAIS, A. P. **Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos**: uma contribuição utilizando a teoria dos conjuntos nebulosos. 2008. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2008.

MOZINA, C. J. Upgrading the Protection and grounding of generators at Petroleum and Chemical Facilities. In: PETROLEUM AND CHEMICAL INDUSTRY TECHNICAL ANNUAL CONFERENCE, 51., 2004, San Francisco, Estados Unidos da América. **Anais Eletrônicos...** San Francisco: IEEE, 2004. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=1352777>>. Acesso em: 03 jun. 2013.

PAJUELO, E.; GOKARAJU, R.; SACHDEV, M. S. Identification of generator loss-of-excitation from power-swing conditions using a fast pattern classification method. **IET Gener. Transm. Distrib.**, v. 7, n. 1, p. 24-36, 2013.

PIERRE, C. R. ST. Loss-of-excitation protection for synchronous generators on isolated systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**. v. IA-21. N. 1, p. 81-98, jan./fev. 1985.

RANA, R. D. et. al. Generator loss of field study for AEP's Rockport Plant. **IEEE Comp. Applications in Power**, v. 3, n. 2, p. 44-49, abr. 1990.

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

SANDOVAL, R.; GUZMAN A.; ALTUVE H. J. Dynamic simulations help improve generator protection. In: POWER SYSTEMS CONFERENCE: ADVANCED METERING, PROTECTION, CONTROL, COMMUNICATION, AND DISTRIBUTED RESOURCES, 2007, Clemson, Estados Unidos da América. **Anais Eletrônicos...** Clemson: IEEE, 2007. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=4740896>>. Acesso em: 03 jun. 2013.

SHARAF, A. M.; LIE, T. T. ANN Based Pattern Classification of Synchronous Generator Stability and Loss of Excitation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 9, n. 4, p. 753-759, 1994.

SHI, Z. P. et. al. The comparison and analysis for loss of excitation protection schemes in generator protection. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEMS PROTECTION, 2012, Birmingham, Reino Unido. **Anais Eletrônicos...** Birmingham: IET, 2012. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/conferences/cp593>>. Acesso em: 08 mai. 2013.

SIEMENS LTDA. **SIPROTEC – Multifunctional Machine Protection 7UM62 Manual**. Vol. 4.6, 2005.

STEMMER, F.; BASTOS, A. C. A. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Informes Técnicos da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Estado do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre, 1977.

TAMBAY, S. R.; PAITHANKAR, Y. G. A new adaptive loss of excitation relay augmented by rate of change of reactance. **Power Engineering Society General Meeting – IEEE**, v. 2, p. 1831-1835, jun. 2005.

TREMAINE, R. L.; BLACKBURN, J. L. Loss of field protection for synchronous machines. **Electrical Engineering**, v. 73, n. 1, p. 765-772, nov. 1954.

U.S.-CANADA POWER SYSTEM OUTAGE TASK FORCE. **Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations**. 2004.

YAGHOBI, H.; MORTAZAVI, H. A novel method to prevent incorrect operation of synchronous generator loss of excitation relay during and after different external faults. **Int. Trans. Electr. Energ. Syst.**. doi:10.1002/etep.1922. 2014.

ZIEGLER, G. **Numerical Distance Protection: Principles and Applications**. Erlangen: Publicis Corporate Publishing, 1999.

APÊNDICE A

Neste Apêndice são apresentados os dados básicos dos casos teste utilizados para ajustar o MCCIA. Estes casos foram extraídos do trabalho de Morais (2008), onde o sistema teste é mostrado na Figura A.1. Foram realizadas simulações de perda de excitação total e oscilação estável de potência três geradores com parâmetros distintos no programa DigSILENT®. O tempo de simulação para cada evento foi de 30s. Os parâmetros do transformador, das linhas de transmissão e dos geradores são mostrados na Tabela A.1, Tabela A.2 e Tabela A.3, respectivamente. A impedância do sistema é 10% da impedância do gerador na base do gerador.

As simulações de perda de excitação foram realizadas por meio de uma abertura no circuito de campo do gerador. As simulações de oscilações estáveis de potência foram realizadas por meio de um curto-circuito trifásico na saída da linha de transmissão 1 - LT1 (a 10 metros da barra 1) do sistema mostrado na Figura A.1. A duração da falta foi mantida até próximo ao valor crítico permitido no sistema (150ms), neste instante houve a retirada da linha de transmissão sob a falta.

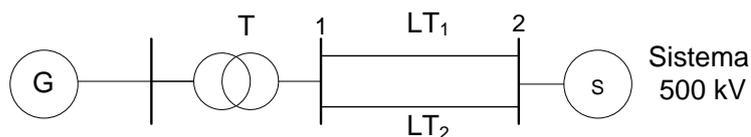


Figura A.1 – Sistema utilizado (MORAIS, 2008)

Tabela A.1 – Parâmetros do transformador utilizado no sistema-teste

Parâmetros	S (MVA)	V (kV)	$X_1 = X_2 = X_0$ (%)
T	510	13,8/500	19

Tabela A.2 – Dados das linhas de transmissão utilizadas no sistema-teste

Parâmetros	V (kV)	$Z_1 = Z_2$ (Ω/km)	Z_0 (Ω)	$B_1 = B_2$ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	B_0 ($\mu\text{S}/\text{km}$)
LT1	500	0,017+j0,266	0,0424+j1,357	5,097	3,3097
LT2	500	0,017+j0,266	0,0424+j1,357	5,097	3,3097

Tabela A.3 – Dados dos geradores utilizados no sistema-teste

Parâmetro	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3
S (MVA)	80	390	500
V (kV)	13,8	13,8	13,8
FP	0,95	0,96	0,96
Xd (p.u.)	0,9	1,2	1,6
X'd (p.u.)	0,26	0,27	0,48
X''d (p.u.)	0,24	0,18	0,30
Xq (p.u.)	0,54	0,7	0,95
X2 (p.u.)	0,26	0,21	0,286
X0 (p.u.)	0,13	0,14	0,11
XP (p.u.)	0,21	0,2	0,1
T'do (s)	5,4	5,0	6,1
T''do (s)	0,0374	0,1	0,1050
T''qo (s)	0,09	0,09	0,18
H(s)	3,5	5,5	4,0
1.0*	0,182	0,079	0,18
1.2*	0,507	0,349	0,333

*Parâmetro de Saturação em p.u.

As simulações de perda de excitação e de oscilações estáveis de potência foram realizadas para diferentes pontos operacionais (carregamento) de cada máquina. Estes pontos foram escolhidos de forma a abranger uma boa parte de cada curva de capacidade. Assim, foram utilizados 10 carregamentos na região de sobre-excitação e 10 carregamentos na região de subexcitação de cada gerador. Os carregamentos iniciais em p.u. de cada gerador são mostrados na Tabela A.4. Como os geradores possuem curvas de capacidade diferentes, alguns destes pontos não são os mesmos para os três geradores.

Tabela A.4 – Pontos operacionais utilizados nas simulações

Pontos operacionais	Carregamento $\rightarrow \bar{S} = (P + j Q)$ p.u.		
	Gerador 1 (G1)	Gerador 2 (G2)	Gerador 3 (G3)
1	0,1 + j 0,5	0,1 + j 0,5	0,1 + j 0,5
2	0,1 + j 0,2	0,1 + j 0,2	0,1 + j 0,2
3	0,3 + j 0,2	0,3 + j 0,2	0,3 + j 0,2
4	0,3 + j 0,5	0,3 + j 0,5	0,3 + j 0,5
5	0,5 + j 0,2	0,5 + j 0,2	0,5 + j 0,2
6	0,5 + j 0,4	0,5 + j 0,4	0,5 + j 0,4
7	0,7 + j 0,2	0,7 + j 0,2	0,7 + j 0,2
8	0,7 + j 0,4	0,7 + j 0,4	0,7 + j 0,4
9	0,9 + j 0,3	0,9 + j 0,3	0,9 + j 0,3
10	0,9 + j 0,1	0,9 + j 0,1	0,9 + j 0,1
11	0,9 – j 0,2	0,9 – j 0,2	0,9 – j 0,2
12	0,7 – j 0,2	0,7 – j 0,2	0,7 – j 0,2
13	0,7 – j 0,5	0,7 – j 0,5	0,7 – j 0,5
14	0,5 – j 0,2	0,5 – j 0,2	0,5 – j 0,2
15	0,6 – j 0,4	0,5 – j 0,4	0,5 – j 0,4
16	0,5 – j 0,6	0,5 – j 0,2	0,5 – j 0,5
17	0,3 – j 0,6	0,3 – j 0,6	0,3 – j 0,5
18	0,5 – j 0,8	0,3 – j 0,4	0,3 – j 0,4
19	0,3 – j 0,8	0,3 – j 0,2	0,3 – j 0,2
20	0,1 – j 0,7	0,1 – j 0,6	0,1 – j 0,5

APÊNDICE B

Neste Apêndice são apresentados os dados básicos do sistema-teste utilizado nas simulações de transitórios eletromecânicos. A Tabela A.1 contém os dados dos geradores. Na Tabela A.2 são mostrados os dados das linhas de transmissão e, por fim, a Tabela A.3 apresenta os parâmetros dos transformadores.

Tabela B.1 – Dados dos geradores utilizados no sistema-teste

Parâmetro	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3
S (MVA)	250	192,0	128,0
V (kV)	18,0	18,0	13,8
FP	0,85	0,85	0,85
X _d (p.u.)	0,995	1,720	1,680
X' _d (p.u.)	0,1950	0,23	0,230
X'' _d (p.u.)	0,155	0,2	0,2
X _q (p.u.)	0,568	1,660	1,610
X' _q (p.u.)	0,143	0,2	0,2
X ₂ (p.u.)	0,2	0,2	0,2
X ₀ (p.u.)	0,1	0,1	0,1
T' _{do} (s)	9,2	5,9826	5,8873
T'' _{do} (s)	0,03	0,0575	0,0575
T' _{qo} (s)	0,06	0,5270	0,6038
T'' _{qo} (s)	0,06	0,0945	0,08
H(s)	9,55	4,165	2,765
1.0*	0,0769	0,13	0,13
1.2*	0,282	0,32	0,32

*Parâmetro de Saturação em p.u.

Tabela B.2 – Dados das linhas de transmissão utilizadas no sistema-teste

Parâmetros	V (kV)	$Z_1 = Z_2$ (Ω)	Z_0 (Ω)	$B_1 = B_2$ ($\mu\text{S}/\text{km}$)	B_0 ($\mu\text{S}/\text{km}$)
LT1	230	5,29+j44,965	0	332,70	0
LT2	230	16,93+j85,169	0	578,45	0
LT3	230	4,49+j38,088	0	281,66	0
LT4	230	6,29+j53,323	0	395,08	0
LT5	230	20,63+j89,93	0	676,75	0
LT6	230	8,99+j48,668	0	298,69	0

Tabela B.3 – Parâmetros dos transformadores utilizados no sistema-teste

Parâmetros	S (MVA)	V (kV)	$X_1 = X_2 = X_0$ (%)
TR1	250	18/230	14,4
TR2	200	18/230	12,5
TR3	150	13,8/230	8,79

APÊNDICE C

Este Apêndice mostra a parametrização do método proposto e das demais técnicas utilizadas para avaliar e comparar o MCCIA. As Tabelas B.1 e B.2 mostram os ajustes feitos no MCCIA para proteção do gerador 1 e do gerador 3, respectivamente. A Tabela B.3 contém os ajustes do método de Mason para aplicação no gerador 1 e a Tabela B.4 mostra a parametrização do método de Berdy para proteção do gerador 3. Nas Tabelas B.5 e B.6 são apresentados os parâmetros de ajuste do método *Offset* Positivo para aplicação nos geradores 1 e 3, respectivamente.

Tabela C.1 – Ajuste do MCCIA para proteção do Gerador 1

Gerador 1	
Diâmetro mho (p.u.)	1,0925
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°

Tabela C.2 – Ajuste do MCCIA para proteção do Gerador 3

Gerador 3	
Diâmetro mho (p.u.)	1,795
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	- 90°

Tabela C.3 – Ajuste do método de Mason para proteção do Gerador 1

Gerador 1	
Diâmetro mho (p.u.)	0,995
<i>Offset</i> mho (p.u.)	-0,0975
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	-90°
Temporização (s)	0,0

Tabela C.4 – Ajuste do método de Berdy para proteção do Gerador 3

Gerador 3			
Zona 1		Zona 2	
Diâmetro mho (p.u.)	1,0	Diâmetro mho (p.u.)	1,68
Offset mho (p.u.)	-0,115	Offset mho (p.u.)	-0,115
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	-90°	Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	-90°
Temporização (s)	0,0	Temporização (s)	0,5

Tabela C.5 – Ajuste do método *Offset* Positivo para proteção do Gerador 1

Gerador 1			
Zona 1		Zona 2	
Diâmetro mho (p.u.)	0,997	Diâmetro mho (p.u.)	1,2385
Offset mho (p.u.)	-0,13	Offset mho (p.u.)	+0,144
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	-90°	Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	-90°
Temporização (s)	0,3	Temporização (s)	1,0
		Direcional	-103°
		Subtensão (p.u.)	0,85

Tabela C.6 – Ajuste do método *Offset* Positivo para proteção do Gerador 3

Gerador 3			
Zona 1		Zona 2	
Diâmetro mho (p.u.)	1,733	Diâmetro mho (p.u.)	1,923
Offset mho (p.u.)	-0,115	Offset mho (p.u.)	+0,075
Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	-90°	Ângulo de máximo conjugado (τ) mho	-90°
Temporização (s)	0,3	Temporização (s)	1,0
		Direcional	-103°
		Subtensão (p.u.)	0,85

APÊNDICE D

Neste Apêndice são mostrados os ajustes de cargas e tensões e respectivos ângulos nas barras onde estão conectados os geradores para simulação dos transitórios eletromecânicos de todos os casos realizados no DigSILENT PowerFactory® 14.1. A Tabela D.1 apresenta a configuração do sistema para os testes feitos com o gerador 1 e a Tabela D.2 a configuração para os testes com o gerador 3.

Tabela D.1 – Configuração do sistema teste para simulações dos eventos com G1

Caso nº	Carga A	Carga B	Carga C	G1		G2		G3	
				V (p.u.)	Ângulo (°)	V (p.u.)	Ângulo (°)	V (p.u.)	Ângulo (°)
01	10+j100	30+j100	40+j100	1,061	4,293	1,030	0,000	1,030	8,803
02	0-j30	25-j30	25+j75	0,948	3,266	1,030	0,000	1,030	7,793
03	30+j90	0+j30	80+j20	1,034	6,724	1,000	0,000	1,000	7,827
04	50+j75	90+j90	75+j75	1,044	3,280	1,025	0,000	1,025	2,778
05	90+j90	120+j90	60+j100	1,068	4,478	1,025	0,000	1,025	2,349
06	100+j100	120+j90	100+j100	1,077	4,554	1,025	0,000	1,025	0,447
07	0+j0	40+j0	75+j25	1,019	5,007	1,000	0,000	1,000	6,383
08	50+j0	50+j0	120+j50	0,952	5,954	1,050	0,000	1,040	3,070
09	100-j80	120-j80	175+j100	0,932	-2,235	1,000	0,000	1,000	-6,304
10	150-j100	100-j75	200+j50	0,902	-2,165	1,000	0,000	1,000	-7,695
11	50+j50	30+j30	50+j50	1,030	4,387	1,000	0,000	1,000	6,804
12	120+j60	60+j30	60+j30	1,029	3,372	1,000	0,000	0,980	3,806
13	120+j60	150+j45	50+j10	1,037	3,457	1,000	0,000	1,000	0,683
14	150+j50	150+j60	100+j25	1,039	1,768	1,000	0,000	1,025	-3,046
15	25+j25	50+j10	50+j10	1,016	4,580	1,000	0,000	1,000	6,407
16	80+j20	50+j10	150+j10	0,973	4,281	1,000	0,000	1,030	0,480
17	100+j0	75+j0	250+j50	0,952	4,739	1,050	0,000	1,050	-4,967
18	120-j30	120-j30	150+j30	0,975	5,819	1,025	0,000	1,025	-1,682
19	100+j25	75+j25	100+j50	1,001	-1,216	1,000	0,000	1,000	-0,540
20	150+j0	150+j25	200+j50	0,954	5,712	1,000	0,000	1,040	-6,838

Tabela D.2 – Configuração do sistema teste para simulações dos eventos com G3

Caso nº	Carga A	Carga B	Carga C	G1		G2		G3	
				V (p.u.)	Ângulo (°)	V (p.u.)	Ângulo (°)	V(p.u.)	Ângulo (°)
01	50+j50	0+j75	0+j100	1,000	3,743	1,000	0,000	1,035	1,116
02	25+j25	0+j0	0+j0	1,000	5,762	1,000	0,000	0,979	2,814
03	20+j20	25+j75	20+j60	1,000	4,289	1,000	0,000	1,020	2,437
04	50+j50	25+j75	20+j80	1,000	3,346	1,000	0,000	1,031	4,280
05	50+j50	25+j75	40+j100	1,000	4,149	1,000	0,000	1,046	6,494
06	75+j75	25+j100	40+j120	1,040	2,197	1,025	0,000	1,050	6,454
07	40+j20	15+j15	25+j25	1,000	3,026	1,000	0,000	1,019	1,740
08	40+j20	15+j15	50+j25	1,000	3,558	1,000	0,000	0,975	4,065
09	50+j25	50+j0	50+j0	1,000	0,651	1,000	0,000	0,961	4,253
10	120+j0	50+j0	75+j0	1,030	-6,311	1,030	0,000	0,984	-0,070
11	20+j20	25+j50	20+j60	1,000	4,539	1,000	0,000	1,022	3,113
12	20+j20	50+j50	20+j80	1,000	3,988	1,000	0,000	1,023	5,324
13	50+j25	100+j50	80+j80	1,000	-5,392	1,000	0,000	1,029	-0,698
14	50+j50	100+j50	120+j80	1,000	-6,675	1,000	0,000	1,021	-1,695
15	40+j20	25+j25	50+j50	1,000	1,031	1,000	0,000	1,007	0,013
16	60+j20	25+j25	50+j25	1,000	1,339	1,000	0,000	1,009	3,096
17	60+j20	50+j25	50+j10	1,000	0,800	1,000	0,000	0,996	5,359
18	100+J20	50+j25	80+j0	1,000	-3,677	1,000	0,000	0,990	2,767
19	75+j50	50+j25	75+j25	1,000	-4,615	1,000	0,000	1,035	-3,167
20	75+j50	50+j25	125+j25	1,025	-1,828	1,010	0,000	1,043	4,100