

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

Carlos Andrés Lázaro Menco

**MÉTODO PARA DETECÇÃO DE OSCILAÇÃO DE
POTÊNCIA NO DOMÍNIO DO TEMPO**

**Santa Maria, RS
2018**

Carlos Andrés Lázaro Menco

**MÉTODO PARA DETECÇÃO DE OSCILAÇÃO DE
POTÊNCIA NO DOMÍNIO DO TEMPO**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Ghendy Cardoso Junior

**Santa Maria, RS
2018**

Carlos Andrés Lázaro Menco

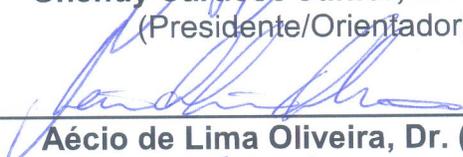
**MÉTODO PARA DETECÇÃO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA
NO DOMÍNIO DO TEMPO**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

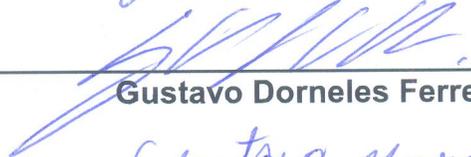
Aprovado em 09 de março de 2018:



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



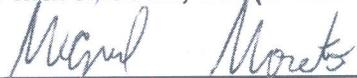
Aécio de Lima Oliveira, Dr. (UFSM)



Gustavo Dorneles Ferreira, Dr. (UFRGS)



Gustavo Marchesan, Dr. (UNIPAMPA)



Miguel Moreto, Dr. (UFSC) - Videoconferência

Santa Maria, RS
2018

Lázaro Menco, Carlos Andrés

MÉTODO PARA DETECÇÃO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA NO DOMÍNIO DO TEMPO / por Carlos Andrés Lázaro Menco. – Santa Maria, RS, 2018-

101 p.: il.; 30 cm.

Orientador: Ghendy Cardoso Junior

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2018.

1. Bloqueio contra oscilação de potência 2. Detecção de falta durante oscilação de potência 3. Proteção de linhas de transmissão 4. Relé de distância I. Cardoso Junior, Ghendy II. Título

©2018

Todos os direitos autorais reservados a Carlos Andrés Lázaro Menco. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: carlos.lazaro@mail.ufsm.br, carloslazaroz86@gmail.com

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Deus; a meus pais Boris e Miriam, pelo amor e apoio nas minhas decisões de vida; a minha família, amigos e colegas de trabalho pelo apoio, companheirismo e amizade. Sem eles nada disso seria possível.

AGRADECIMENTOS

A Deus por me amparar nos momentos difíceis, me dar força interior para superar as dificuldades, mostrar os caminhos nas horas incertas e me suprir em todas as minhas necessidades.

A minha família, os quais amo muito, pelo carinho, paciência e incentivo.

A meu orientador Ghendy Cardoso Jr, por acreditar em mim, por me mostrar o caminho da pesquisa, por seus ensinamentos e por acreditar no futuro deste projeto.

A meus amigos e colegas Paulo, Adriano, Aécio, Gustavo, Matias, Mairon e todos aqueles que direta ou indiretamente me brindaram sua ajuda nos momentos mais críticos e contribuíram para o meu crescimento profissional.

A meus irmãos Renan, Lucas e Isabel pelo apoio, amizade e companheirismo.

A meus professores Ernesto Olivares, Alfredo Álvarez e Miguel Cuentas, pela motivação no início do caminho na Engenharia Elétrica, por sua amizade e apoio sempre.

Aos amigos que fizeram parte desses momentos sempre me ajudando e incentivando, em especial "mi gente del CEESP".

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Aos colegas do PPGEE pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

À CAPES pela provisão da bolsa.

RESUMO

MÉTODO PARA DETECÇÃO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA NO DOMÍNIO DO TEMPO

AUTOR: CARLOS ANDRÉS LÁZARO MENCO
ORIENTADOR: GHENDY CARDOSO JUNIOR

Este trabalho propõe duas técnicas para a detecção de oscilações de potência e bloqueio dos relés de distância em linhas de transmissão, prevenindo desligamentos indevidos. Caso uma falta ocorra durante uma oscilação de potência, a mesma deve ser imediatamente detectada e removida. Um dos maiores desafios para os detectores é distinguir oscilação de potência de falta simétrica perto do centro elétrico, isto é, com ângulo de potência δ próximo a 180° , já que ambos são fenômenos balanceados. A primeira técnica é inspirada no fato de que a frequência com que o sinal da potência ativa oscila é proporcional à frequência de oscilação do sistema elétrico. Assim, estima-se a frequência de oscilação sobre a derivada da potência ativa (dP/dt); o comportamento da frequência estimada é monitorado através do ângulo de inclinação entre amostras de modo a discriminar oscilação de potência (tendência suave - valores de ângulos baixos) de outros eventos (tendência abrupta - valores de ângulos altos). Esta técnica foi projetada para ser de fácil ajuste, evitando extensos estudos e avaliações de todos os cenários possíveis de modo a obter o melhor ajuste. Uma segunda técnica que faz uso da assimetria da forma de onda na etapa de detecção de curto-circuito durante oscilação de potência é proposta, e possui como principal vantagem, a habilidade de identificar faltas trifásicas durante oscilação perto do centro elétrico até $\delta \leq 120^\circ$. Esta técnica calcula os erros quadráticos médios comparando o sinal de entrada com funções periódicas de modo a detectar oscilação de potência, a mesma possui ajustes predefinidos facilitando o processo de ajuste. Os resultados mostram que as abordagens fornecem desempenhos satisfatórios para oscilações estáveis, instáveis e curto-circuito durante oscilação. Destaca-se a simplicidade das operações matemáticas utilizadas, além da velocidade nas suas operações.

Palavras-chave: Bloqueio contra oscilação de potência. Detecção de falta durante oscilação de potência. Proteção de linhas de transmissão. Relé de distância.

ABSTRACT

METHOD FOR POWER SWING DETECTION ON THE DOMAIN OF TIME

AUTHOR: CARLOS ANDRÉS LÁZARO MENCO
ADVISOR: GHENDY CARDOSO JUNIOR

This work proposes two techniques for the detection of power swings and blocking of distance relays on transmission lines to prevent undue shutdowns. If a fault occurs during power swing, it must be immediately detected and removed. One of the major challenges for the detectors is to distinguish power swing from symmetrical fault near to electrical center (power angle δ near to 180° , since both are balanced phenomena. First technique is inspired by the fact that the frequency with which the signal of active power oscillates is proportional to the swing frequency of power system. Thus, the swing frequency of the active power derivate (dP/dt); the estimated frequency behavior is monitored by the slope angle between samples with the objective of detecting power swing (soft tendency – low angle values) from others events (abrupt tendency – high angle values). This technique was designed to be easy to adjust without extensive studies or evaluations of all possible scenarios in order to get the best setting. A second technique that uses of the asymmetry of the waveform in the stage of detection of short-circuit during power swing is proposed, and its main advantage is the ability to identify three-phase faults during power swing near the electrical center up to $\delta \leq 120^\circ$. This technique calculates the mean square errors comparing the input signal with periodic functions with the objective of detecting power swing, this technique has predefined settings facilitating the adjustment process. The results show that the approaches provide satisfactory performance for stable power swing, unstable power swing and short-circuit during power swing. The highlights of proposed techniques are the simplicity of mathematical operations used, besides the speed in its operations.

Keywords: Power Swing Blocking. Fault detection during power swing. Transmission lines protection. Distance relay.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Oscilação de potência instável, (a) Forma de onda da corrente, (b) Forma de onda da tensão.	28
Figura 2 – Sistema elétrico representado pela rede de sequência positiva.	29
Figura 3 – Variação de \bar{Z}_R durante uma oscilação de potência para $n = 1$	30
Figura 4 – Gráfico da impedância medida pelo relé de distância para um sistema de duas fontes.	31
Figura 5 – Zona característica do relé fora do centro elétrico.	32
Figura 6 – Zona característica do relé dentro do centro elétrico.	32
Figura 7 – Representação fasorial das tensões de um sistema com duas fontes.	33
Figura 8 – Características concêntricas.	34
Figura 9 – Características blinders.	35
Figura 10 – Método do cálculo contínuo da impedância.	36
Figura 11 – $V \cos \varphi$ como projeção de V_S e I	37
Figura 12 – Sistema com duas fontes conectadas através de uma linha de transmissão.	39
Figura 13 – Comportamento da potência ativa durante oscilação.	40
Figura 14 – (a) Representação do ângulo de inclinação; (b) Limites para detectar oscilação de potência.	42
Figura 15 – Identificação de inclinações suaves (cor verde) e fortes (cor vermelha).	42
Figura 16 – Fluxograma do funcionamento geral do MEF.	43
Figura 17 – Metodologia para o bloqueio contra oscilação de potência.	44
Figura 18 – Diagrama logico.	45
Figura 19 – Diagrama do filtro de funções características.	46
Figura 20 – Desvio entre a média e os erros quadráticos médios.	47
Figura 21 – Resposta do filtro de funções características quando a entrada é o sinal instantâneo da tensão medida.	48
Figura 22 – Diagrama do filtro de assimetria.	48
Figura 23 – Coeficiente de Assimetria de Fisher.	49
Figura 24 – (a) Sinal instantâneo da tensão para uma falta trifásica simétrica durante oscilação de potência; (b) Sinais de corrente para uma falta trifásica simétrica durante oscilação de potência; (c) Resposta do filtro de assimetria.	50
Figura 25 – Sinal instantâneo da corrente medida pelo relé de proteção; (b) Resposta do filtro de assimetria.	50
Figura 26 – (a) CAF para uma f_{slip} de 0 Hz; (b) CAF para uma f_{slip} de 1 Hz; (c) CAF para uma f_{slip} de 3 Hz; (d) CAF para uma f_{slip} de 6 Hz; (e) CAF para uma f_{slip} de 7 Hz.	52
Figura 27 – Fluxograma do detector de curto-circuito proposto.	53
Figura 28 – Algoritmo do MEFCA.	54
Figura 29 – Trajetória de Z_R em função de δ	54
Figura 30 – Representação dos tempos de queda para EQM_1 e $Desvio_23$ para uma f_{slip} de 1 Hz; (a) Sinal instantâneo da tensão da fase A; (b) Erros quadráticos médios; (c) EQM_1 e $trip$ quando supera o ajuste O_set ; (d) $Desvio_23$ e $trip$ quando supera o ajuste O_set ; (e) Sinal de bloqueio contra oscilação de potência.	56
Figura 31 – Western Systems Coordinating Council (WSCC) –sistema 9 barras.	60
Figura 32 – Diagrama R-X para uma oscilação de potência estável.	61

Figura 33 – Oscilação de potência estável; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Derivada da potência; (d) Frequência de oscilação estimada; (e) Sinal de bloqueio; (f) Sinal de partida da zona 3 do relé de distância em análise.	62
Figura 34 – Oscilação de potência estável; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Erro quadrático médio sobre a função senoidal; (d) Desvio dos EQM_2 e EQM_3 ; (e) Coeficiente de assimetria de Fisher; (f) Sinais de bloqueio e partida da zona 3 do relé de distância.	63
Figura 35 – Diagrama R-X para curto-circuito durante oscilação de potência.	64
Figura 36 – Curto-circuito durante oscilação de potência; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Derivada da potência; (d) Frequência de oscilação estimada; (e) Sinal de bloqueio; (f) Sinal de partida da zona 3 do relé de distância.	65
Figura 37 – Curto-circuito durante oscilação de potência; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Erro quadrático médio sobre a função senoidal; (d) Desvio dos EQM_2 e EQM_3 ; (e) Coeficiente de assimetria de Fisher; (f) Sinais de bloqueio e partida da zona 3 do relé de distância.	66
Figura 38 – Diagrama R-X para uma oscilação de potência instável.	67
Figura 39 – Oscilação de potência instável; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Derivada da potência; (d) Frequência de oscilação estimada; (e) Sinal de bloqueio; (f) Sinal de partida da zona 3 do relé de distância.	68
Figura 40 – Oscilação de potência instável; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Erro quadrático médio sobre a função senoidal; (d) Desvio dos EQM_2 e EQM_3 ; (e) Coeficiente de assimetria de Fisher; (f) Sinais de bloqueio e partida da zona 3 do relé de distância.	69
Figura 41 – Coeficiente de assimetria para uma oscilação de potência instável.	70
Figura 42 – Diagrama R-X para teste de métodos na detecção de curto-circuito perto do centro elétrico.	71
Figura 43 – Resultados no ponto <i>a</i> ; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Partida da zona 3 do relé de distância; (d) Bloqueio do MEF; (e) Bloqueio do MEFCA.	72
Figura 44 – (a) Sinais instantâneos de corrente, (b) Valores de <i>CAF</i>	72
Figura 45 – Resultados no ponto <i>b</i> ; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Partida da zona 3 do relé de distância; (d) Bloqueio do MEF; (e) Bloqueio do MEFCA.	73
Figura 46 – (a) Sinais instantâneos de corrente, (b) Valores de <i>CAF</i>	73
Figura 47 – Resultados no ponto <i>c</i> ; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Partida da zona 3 do relé de distância; (d) Bloqueio do MEF; (e) Bloqueio do MEFCA.	74
Figura 48 – (a) Sinais instantâneos de corrente, (b) Valores de <i>CAF</i>	74
Figura 49 – Curto-circuito durante oscilação sem ruído.	76
Figura 50 – Curto-circuito durante oscilação com SNR = 50 dB.	76
Figura 51 – Curto-circuito durante oscilação com SNR = 30 dB.	77
Figura 52 – Oscilação de potência instável sem ruído.	78
Figura 53 – Oscilação de potência instável com SNR = 50 dB.	78
Figura 54 – Oscilação de potência instável com SNR = 30 dB.	79
Figura 55 – Comparativa de tempos médios de detecção de falta de técnicas propostas.	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Resumo de blecautes devido à atuação indevida de relés de distância.	20
Tabela 2	– Parâmetros do MEF	45
Tabela 3	– Valores máximos de <i>CAF</i> registrados para diferentes frequências.	51
Tabela 4	– Valores de referência de <i>EQM_1</i> e <i>Desvio_23</i> para definição de ajuste. . .	55
Tabela 5	– Registro de tempos de queda em função de f_{slip} durante o ponto de equilíbrio da oscilação para um O_{set} igual a 10%.	57
Tabela 6	– Simulações de casos para eventos de oscilação de potência.	79
Tabela 7	– Simulações de casos para evento de curto-circuito durante oscilação de potência com resistências de falta menores a $0,1\Omega$	81
Tabela 8	– Simulações de casos para evento de curto-circuito trifásico durante oscilação de potência com resistências de falta entre $0,1\Omega$ a 200Ω	82
Tabela 9	– Simulações de casos para evento de curto-circuito durante oscilação de potência com resistências de falta entre $0,1\Omega$ a 20Ω	82
Tabela 10	– Comparativa de técnicas.	84
Tabela 11	– Dados de máquinas do IEEE-9 Barras	93
Tabela 12	– Dados de sistema de excitação	93
Tabela 13	– Dados de regulador de velocidade	94
Tabela 14	– Configuração do relé de distância Mho	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ANSI	Instituto de Normas Nacionais Americanas
AVR	Regulador Automático de tensão
CAF	Coefficiente de Assimetria de Fisher
CE	Centro Elétrico
EQM	Erro Quadrático Médio
MCC	Método das Características Concêntricas
MDB	Método Duplo Blinders
MEF	Método de Estimação de Frequência
MEFCA	Método do Erro de Funções Características e Assimetria
NERC	Corporação de Confiabilidade Elétrica de América do Norte
OST	Abertura por Perda de Sincronismo
PSB	Bloqueio por Oscilação de Potência
PSS	Estabilizador de Sistemas de Potência
SCV	Tensão do Centro Elétrico
SIN	Sistema Interconectado Nacional
Z1P	Partida da zona 1 do relé de distância
Z2P	Partida da zona 2 do relé de distância
Z3P	Partida da zona 3 do relé de distância

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	19
1.2	MOTIVAÇÃO	19
1.3	OBJETIVOS	21
1.4	REVISÃO DA LITERATURA	21
1.5	CONTRIBUIÇÃO DA TESE	24
1.6	ORGANIZAÇÃO DA TESE	25
2	FENÔMENO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA	27
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	27
2.2	OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS	27
2.3	EFEITO SOBRE OS RELÉS DE DISTÂNCIA	28
2.4	CENTRO ELÉTRICO	32
2.5	MÉTODOS CONVENCIONAIS PARA DETECÇÃO DE OSCILAÇÕES	33
2.5.1	Método das Características concêntricas (MCC)	34
2.5.2	Método das Características Blinders (MDB)	34
2.6	MÉTODOS NÃO CONVENCIONAIS PARA DETECÇÃO DE OSCILAÇÕES	35
2.6.1	Cálculo contínuo da impedância (MCI)	35
2.6.2	Tensão no centro elétrico (MSCV)	36
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	37
3	MÉTODOS PROPOSTOS	39
3.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	39
3.2	MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE FREQUÊNCIA (MEF)	39
3.2.1	O algoritmo do MEF e definição de ajustes	41
3.3	MÉTODO DO ERRO DE FUNÇÕES CARACTERÍSTICAS E ASSIMETRIA (MEFCA)	45
3.3.1	Detector de oscilação de potência	45
3.3.2	Detector de curto-circuito	47
3.3.3	O algoritmo do MEFCA e definição de ajustes	51
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	57
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	59
4.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	59
4.2	SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY® - MÓDULO DE ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS	59
4.3	SISTEMA TESTE - IEEE-9 BARRAS	59
4.4	OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA ESTÁVEL	60
4.4.1	Desempenho do método MEF	61
4.4.2	Desempenho do método MEFCA	62
4.5	CURTO-CIRCUITO DURANTE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA	64
4.5.1	Desempenho do método MEF	64
4.5.2	Desempenho do método MEFCA	66

4.6	OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA INSTÁVEL	67
4.6.1	Desempenho do método MEF	68
4.6.2	Desempenho do método MEFCA	69
4.7	CURTO-CIRCUITO PRÓXIMO AO CENTRO ELÉTRICO DURANTE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA	70
4.7.1	Curto-circuito aplicado no ponto - <i>a</i>	71
4.7.2	Curto-circuito aplicado no ponto - <i>b</i>	72
4.7.3	Curto-circuito aplicado no ponto - <i>c</i>	74
4.8	ANÁLISE DE DESEMPENHO NA PRESENÇA DE RUÍDO	75
4.8.1	Análise para estudo de caso com curto-circuito durante oscilação	75
4.8.2	Análise para estudo de caso com oscilação de potência instável	75
4.9	DISCUSSÃO DE RESULTADOS	79
4.10	ANÁLISE COMPARATIVA	83
4.11	CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
5	CONCLUSÕES	85
5.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	86
	REFERÊNCIAS	87
	APÊNDICES	91
	1 – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE	93
	2 – RELÉ DE DISTÂNCIA	95
	3 – IMPLEMENTAÇÃO DE RUÍDO SOBRE UM SINAL	99

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Em regime permanente, o sistema deve operar em equilíbrio gerando o necessário para atender a carga. No entanto, eventos não esperados ou grandes perturbações como curtos-circuitos, chaveamento de linhas, desconexão de gerador, e perda ou entrada de grandes blocos de carga podem interromper este balanço e causar o fenômeno conhecido como oscilação de potência em sistemas elétricos (THAKALLAPPELLI; MEHRA; MANGALVEDEKAR, 2013). Em situações críticas, uma oscilação de potência pode causar perda de sincronismo entre geração e carga, resultando em desligamento do gerador e desligamentos em cascata, causando um blecaute. No entanto, nem todas as oscilações são instáveis. Durante eventos de oscilação estável, os geradores conseguem se recuperar da instabilidade transitória. Nesses casos, os relés de distância detectam uma diminuição temporária na impedância, o qual pode ser interpretado erroneamente como um curto-circuito pelo relé; assim uma operação não desejada do relé de distância sob um cenário de oscilação estável é definida como um mau funcionamento.

Como o fenômeno de oscilação de potência depende do comportamento dinâmico dos geradores do sistema elétrico de potência (SEP), a taxa de variação das grandezas elétricas associadas não é constante e pode apresentar consideráveis faixas de variação. Este comportamento é um problema na seleção do princípio de funcionamento e dos parâmetros de ajuste dos esquemas de bloqueio dos relés de distância. Assim, uma vez que as linhas de transmissão são os elementos do sistema elétrico com a maior incidência de defeitos, e dada sua importância desta dentro do SEP, a comunidade técnico-científica possui um grande interesse no estudo e melhoria do desempenho das proteções de linha de transmissão.

Uma oscilação de potência pode ser causada por curtos-circuitos, mudanças repentinas no carregamento ou pela desconexão de linhas importantes fazendo que, os geradores do SEP sejam forçados a se ajustarem a um novo ponto de operação e conseqüentemente variam o módulo e ângulo da corrente e tensão. Os relés responsáveis pela proteção das linhas de transmissão observam o comportamento oscilatório na impedância. Em alguns casos, esses eventos fazem que a impedância se localize dentro das zonas de operação do relé de distância, em especial em oscilação de potência instável, causando atuações indesejadas.

Com o objetivo de prevenir estas atuações são empregados bloqueadores contra oscilação de potência, os quais possuem a função de bloquear durante oscilação e desbloquear ou permanecer desbloqueado em eventos diferentes de oscilação. Logo, a atuação do relé de distância definida pela função ANSI-21 é bloqueada contra oscilações de potência pela função ANSI-68 (em inglês, Power Swing Blocking – PSB).

1.2 MOTIVAÇÃO

A linha de transmissão é um elemento de grande importância do SEP, já que a mesma tem a função de interligar sistemas elétricos, e devido a sua exposição a intempéries e ao seu comprimento, possui uma grande incidência de defeitos. Um relatório da Corporação de Confiabilidade Elétrica de América do Norte (em inglês, North American Electric Reliability Corporation - NERC) mostra uma alarmante estatística onde 75% das grandes perturbações que causaram saídas em cascata e blecautes envolvem operações indevidas de relés de distância

(LIU; LI, 2008). Assim, existe um crescente interesse no estudo e melhoria das proteções das linhas de transmissão. Estas operações indevidas dos relés de distância desligam as linhas de transmissão sem a presença de curtos-circuitos. No momento que as linhas de transmissão são desligadas em forma sequencial, o sistema se enfraquece e se torna vulnerável, podendo desencadear desligamentos em série, implicando em blecaute.

O 14 de Agosto de 2003, uma grande parte da região leste do Estados Unidos e Ontario, Canadá, experimentaram um blecaute de potência elétrica. Este blecaute, afetou uma área com uma estimativa de 50 milhões de pessoas e 61.800 Megawatts (MW) de carga elétrica nos estados de Ohio, Michigan, Pennsylvania, New York, Vermont, Massachusetts, Connecticut, New Jersey e a província canadense de Ontario. O blecaute iniciou poucos minutos depois das 16:00, a energia foi restabelecida em algumas regiões dos Estados Unidos só depois de 4 dias. Economicamente, estima-se uma perda nos Estados Unidos na faixa de 4 a 10 bilhões de dólares e 1,75 bilhões de dólares na província de Ontario (U.S. - Canada Power System Outage Task Force, 2004). A Tabela 1 mostra casos de países como Estados Unidos, Canadá, Malásia, Itália, Brasil e Índia; que tiveram grandes blecautes na última década causados pela operação indevida de relés de distância (CORSI; SABELLI, 2004; LI; CHEN, 2007; CONTI, 2010; PENTAYYA et al., 2013).

Tabela 1 – Resumo de blecautes devido à atuação indevida de relés de distância.

Data	País	Evento
2003-Agosto	EUA/Cánada	Blecaute na região leste de EUA e sul do Cánada
2003-Setembro	Itália	Grande falha de potência
2003-Setembro	Malásia	Blecaute por 5 horas incluindo a capital Kuala Lumpur
2005-Janeiro	Malásia	Blecaute na região norte do país
2009-Novembro	Brasil	Blecaute em oito estados
2012-Julho	Índia	Blecaute na rede ocidental

No âmbito local, o sistema elétrico brasileiro sofreu desligamentos desta natureza. Devido a um problema, localizado em uma das Linhas de Transmissão (LTs) que interligam a usina de Itaipu à região Sudeste do Brasil, no dia 10 de novembro de 2009 ocorreu uma perturbação geral no Sistema Interligado Nacional (SIN), envolvendo diretamente a região Sudeste/Centro-Oeste, desencadeando uma série de desligamentos automáticos. Neste evento, como resultado da oscilação de potência gerada, verificou-se que a região Sul operou com uma frequência de 63,6 Hz por alguns instantes, enquanto que a região Norte e Centro-Oeste com 58,3 Hz (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2009).

Isto encorajou o desenvolvimento deste trabalho, e como principal objetivo a abordagem da função de bloqueio contra oscilação de potência em relés de distância. As oscilações de potência podem ser classificadas em lentas e rápidas, abrangendo uma faixa de frequências com valores menores de 1 Hz até valores de maiores de 4 Hz. Desse modo a maioria das técnicas não são eficientes para todas as faixas. Por outro lado, não há uma fundamentação clara sobre o fenômeno de oscilação de potência, principalmente se referindo aos ajustes das técnicas de detecção mais empregadas. Geralmente, a determinação dos ajustes é realizada por uma série de simulações computacionais, o que é bastante trabalhoso. Desse modo, ainda existe certa incertidumbre sobre o desempenho dos métodos de proteção contra oscilações utilizados, fator motivante para o desenvolvimento deste trabalho.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como principal objetivo propor um método de detecção de oscilação para o bloqueio de relés de distância instalados nas linhas de transmissão em condições de oscilação de potência.

Como objetivos específicos, este trabalho visa:

- a) desenvolver um método capaz de detectar condições de oscilação de potência e falta durante oscilação de potência;
- b) estudar e analisar a capacidade de generalização dos métodos propostos para diversas frequências que o SEP pode oscilar;
- c) desenvolver um método com implementação e ajustes simples, sem necessidade de estudos complexos e intensivos, independente dos parâmetros da rede e mantendo a confiabilidade.

1.4 REVISÃO DA LITERATURA

O fenômeno de oscilação de potência é um estado anormal de operação que causa alterações nos parâmetros do sistema elétrico em ausência de faltas. As oscilações de potência entre as máquinas síncronas de um sistema elétrico de potência se originam, em geral como consequência do desligamento de uma linha de interligação ou um grupo gerador importante, curto-circuito durante um longo tempo, entre outros. Como consequência de uma oscilação de potência surge uma variação do ângulo de defasagem entre as forças eletromotrizes, os sinais de tensão e corrente adquirem uma característica oscilante. A frequência destas oscilações podem ser de ordem de menos de 1Hz até vários Hertz. As baixas frequências são características de sistemas elétricos fortes e dos primeiros momentos de oscilação; em sistemas fracos e em ciclos de oscilação posteriores ao primeiro tem-se as frequências mais altas. Uma oscilação de potência não é, em geral, simétrica, devido às assimetrias próprias dos elementos do sistema, às presenças de curtos-circuitos desbalanceados ou aberturas e religamentos monopolares, além de que a frequência também varia durante oscilação de potência.

O fenômeno de oscilação de potência pode gerar diversas condições anormais no sistema elétrico. Em decorrência da oscilação de potência, a máquina pode deixar de operar em sincronismo com o sistema, e ter uma situação de deslizamentos de polos. Uma condição de deslizamento de polo causa um importante fluxo de corrente do sistema externo para dentro da máquina na tentativa de restabelecer o fluxo magnético. Isto pode causar estresse elétrico ao sistema e danificar os polos da máquina (AMBEKAR; DAMBHARE, 2012a; MOZINA; FELLOW, 2012).

A NERC afirma que a operação indevida dos relés de distância é uma das causas de grandes blecautes, motivo pelo qual é de grande importância bloquear a atuação dos relés de distância durante oscilação de potência. Com o objetivo de superar este problema, pesquisadores tem desenvolvido uma ampla gama de esquemas de bloqueio nos últimos anos.

Nas linhas de transmissão a proteção de distância é a mais utilizada devido a sua velocidade de operação, no entanto, a oscilação de potência afeta de maneira importante estes relés (ABNIKI et al., 2010). As oscilações de potência tendem a cruzar com mais frequência a zona 3 do relé de distância em razão dessa zona possuir uma área operacional maior. No entanto, a zona do relé de distância sem temporização é mais propensa a operar por ser de alta velocidade. Atuações indevidas ocorrem quando a trajetória da impedância entra na zona característica do

relé de distância (geralmente na zona 3). Assim, em resposta à oscilação de potência o relé atua, gerando saídas de consumidores. Diversas pesquisas são relatadas no sentido de desenvolver técnicas PSB de modo a evitar atuações indevidas dos relés de distância durante oscilações estáveis.

As técnicas PSB são divididas em métodos convencionais e não convencionais (POWER... , 2005). Os métodos convencionais são baseados na medição da taxa de variação da impedância, sendo usadas duas características concêntricas ou blinders (HOLBACH, 2006; MARTUSCELLO et al., 2009). O princípio de funcionamento das características concêntricas é baseado em observar a diferença na taxa de variação da impedância para diferenciar oscilação de potência e curto-circuito. Duas características concêntricas mais um ajuste de tempo são utilizados de modo a medir o tempo de deslocamento da impedância aparente.

Se a trajetória da impedância cruza em um tempo menor que o ajuste, pode-se acusar um evento de falta; se o tempo é maior que o ajuste, pode-se acusar uma oscilação de potência e bloquear o relé de distância (ZADEH, 2005; LIN et al., 2010; NAYAK et al., 2010). Durante oscilações com frequências baixas ($f_{slip} < 1\text{Hz}$) a velocidade da impedância é lenta e permanece mais tempo dentro da zona. Esta técnica pode operar para curtos-circuitos fase-terra com alta resistência de falta. Esta técnica apresenta dificuldade em detectar oscilações rápidas ($f_{slip} > 5\text{Hz}$) devido ao fato que a impedância aparente se movimenta muito rápido através das diferentes zonas. Um caso de estudo mais complicado acontece quando um curto-circuito ocorre durante oscilação de potência, isso se deve à possibilidade de ambos os eventos acontecerem simultaneamente, como por exemplo no caso de que um curto-circuito é eliminado pela abertura temporária e em seguida ocorre o reacendimento do arco. No entanto, a técnica possui a desvantagem de não conseguir isolar a falta durante oscilação de potência. Neste cenário o relé não possui disponível a opção de reset, por tanto o relé continuaria bloqueado, sem conseguir atuar (ZADEH, 2005).

O esquema blinder ou geralmente conhecido como duplo blinders foi desenvolvido considerando as desvantagens das características concêntricas. O princípio de funcionamento para o duplo blinders é o mesmo das características concêntricas. Um temporizador inicia quando a trajetória da impedância cruza o blinder externo e finaliza quando o blinder interno é atravessado. Se a medida de tempo é maior que o ajuste, uma oscilação é detectada. Caso contrário, o curto-circuito é detectado se a medida de tempo é menor que o ajuste. A vantagem da técnica duplo blinders é que pode ser aplicado independentemente em cada zona. Além de herdar as desvantagens da características concêntricas, o duplo blinders vem com sua própria desvantagem. Para implementar a técnica, intensivas análises da rede são requeridas para identificar a correta separação entre o blinder interno e externo (ZADEH; LI, 2008; FISCHER et al., 2012). Adicionalmente, o relé pode operar indevidamente para oscilação estável a menos que a estimativa do limiar seja muito precisa para discriminar entre falta e um evento de oscilação de potência.

Devido ao fato do método duplo blinder necessitar de estudos da rede e a possibilidade de operar indevidamente para oscilação estável, o método da resistência decrescente foi proposto como uma alternativa de solução. Simulações demonstraram que a parcela resistiva da impedância vista pelo relé apresenta mudanças contínuas durante oscilação de potência (ZADEH, 2005; NAYAK et al., 2010). Para o caso de curto-circuito, esta parcela resistiva muda drasticamente só durante a aplicação de uma falta e mantém seu valor durante o período da falta. Essas características foram usadas para diferenciar entre oscilação e curto-circuito para o bloqueio do relé de distância. Este método consegue detectar curto-circuito durante oscilação de potência (ZADEH, 2005). A eficiência deste método é que, não requer entendimento rigoroso do sistema elétrico como o método duplo blinders (KANG et al., 2010). No entanto, esta técnica também possui uma desvantagem para detectar falta durante oscilação próximo ao Centro Elétrico (CE).

Nayak et al. (2010) mostra que para duas fontes equivalentes conectadas através de uma linha de transmissão, uma oscilação de potência com baixa frequência de oscilação e uma diferença angular entre as fontes de $\delta = 180^\circ$, a mudança da resistência em função do tempo diminui significativamente, sendo difícil de detectar. Assim, uma oscilação com baixa frequência pode ser tratada como um curto-circuito pelo método. Portanto, se um curto-circuito trifásico ocorre durante uma frequência de oscilação baixa, se torna difícil para esta técnica distinguir curtos-circuitos de oscilações de potência. A segunda observação é que se ocorrer um curto-circuito trifásico em δ próximo a 180° , onde o valor da resistência já é pequeno, a diferenciação entre falta e oscilação de potência torna-se difícil. Além disso, um certo intervalo de tempo é inevitável para a proteção operar depois de que a condição de desbloqueio esteja satisfeita.

Todos os métodos mencionados anteriormente são dependentes da impedância da rede, ao contrário do método da tensão do centro elétrico (em inglês, *Swing Center Voltage*, SCV). SCV é bem representado usando $V \cos \varphi$, V onde é o módulo da tensão local medida e φ é o ângulo medido entre os sinais de tensão e corrente medidos localmente. Durante oscilação de potência, SCV varia de maneira contínua, mas quando ocorre um curto-circuito o SCV permanece constante. Este critério é utilizado para distinguir entre uma oscilação de potência e um curto-circuito. Assim os relés de distância podem ser bloqueados por um ajuste (k) usando o critério de $dV \cos \varphi / dt$. Quando $dV \cos \varphi / dt > k$, uma oscilação estável é identificada e se $dV \cos \varphi / dt$ é menor que k , então é uma oscilação instável ou falta (NAYAK et al., 2010). A vantagem do método SCV é que não depende das impedâncias das fontes e linhas, assim não são necessárias análises complexas da rede. Além disso, as técnicas citadas anteriormente requerem que o usuário tenha algum entendimento sobre as configurações gerais da rede e relé de distância. Em contrapartida, o método SCV é delimitado com um limite inferior de zero e um limite superior de 1 por unidade (p.u.). Algumas desvantagens desta técnica são: i) no período transitório inicial no instante da aplicação do curto-circuito durante oscilação de potência pode retardar a operação do PSB, a qual pode ser tratada como um defeito; ii) se a taxa de variação do SCV é usada como critério de desbloqueio, o limiar deveria ser ajustado com um valor muito pequeno, a fim de evitar à proteção de desbloquear durante uma oscilação de potência em um δ próximo a 180° . Para o caso de curto-circuito fase-terra monofásico de alta resistência durante oscilação de potência, o valor do SCV não permanece constante (NAYAK et al., 2010). Por tanto, nesta técnica, é difícil distinguir curto-circuito de alta resistência de oscilação de potência. Adicionalmente, Zadeh (2005) simula um curto-circuito trifásico durante uma oscilação de potência com frequência de escorregamento baixa e δ de 180° e encontra que $V \cos \varphi$ decresce como antes do curto-circuito. Por tanto, se durante uma oscilação de potência ocorrer uma falta trifásica, é possível que o relé de distância permaneça bloqueado, pois a metodologia não iria detectar esta condição.

Lin, Gao e Liu (2008) propuseram outra alternativa conhecida como o método da variação da potência trifásica. Este método é baseado em que, na presença de oscilação de potência as potências trifásicas ativa e reativa variam. Ambas as taxas de variação da potência ativa (dP/dt) e potência reativa (dQ/dt) são proporcionais à velocidade angular ($\omega = dP/dt$) (ESMAEILIAN et al., 2011). Durante oscilação de potência o valor normalizado de dP/dt e dQ/dt supera seu limiar de 0,7; enquanto que para um curto-circuito ambas diminuem e permanecem em valores próximos a zero. Os valores normalizados de dP/dt e dQ/dt são usados para a detecção de oscilação. Este método demonstrou uma sensibilidade satisfatória na detecção de oscilação de potência; outro fato importante é que o método não é afetado por fatores como tempo de aplicação da falta e parâmetros do sistema. Uma limitação deste método é a operação indevida durante uma oscilação estável, devido a que a velocidade pode alcançar um valor de zero quando o ângulo de potência está próximo a seu limite máximo. Além disso, o método só funciona para faltas simétricas e precisa de um tempo maior para a detecção de oscilação de potência em

comparação com outros métodos, devido ao tempo que o método aguarda até as componentes transitórias amortecer (ESMAEILIAN et al., 2011).

Atualmente tem sido propostas alternativas empregando técnicas de análise de sinais como transformada rápida de Fourier (FFT), transformada Wavelet (WT), filtros morfológicos (MM), entre outros. A transformada rápida de Fourier calcula os coeficientes da FFT sobre o sinal da potência ativa. Este método se baseia na considerável diferença entre os valores dos coeficientes da FFT durante oscilações de potência e faltas simétricas, demonstrando que pode trabalhar para qualquer falta simétrica. Este método simple de ajustar uma vez definido o limite do coeficiente da FFT pelo qual a falta simétrica pode ser detectada (MAHAMEDI, 2010). Uma desvantagem é fornecer o adequado ajuste para o objetivo proposto; já que a literatura não oferece nenhum procedimento para definir este limiar. Uma abordagem para determinar esse limiar foi apresentado por Mahamedi e Zhu (2012), requerendo uma adequada seleção do valor do ajuste para a falta ser detectada.

A transformada Wavelet tem sido utilizada em muitas aplicações em sistemas de potência. Devido ao fato que falta gera transitórios, a WT demonstrou ser eficiente para a análise de transitórios em sistemas de potência. Brahma (2007) estudou diferentes frequências de amostragem usadas pela WT para detectar oscilação de potência e falta simétrica durante oscilação de potência. O autor alegou que a frequência de amostragem de 40,96 kHz é ideal para a detecção de oscilação e falta simétrica em qualquer local do sistema (BRAHMA, 2007). Embora seja melhor usar frequências de amostragem mais altas, a maioria dos relés não tem uma alta frequência de amostragem. Mahamedi (2011) desenvolveu WT sobre a variação da impedância para detectar oscilações de potência e curtos-circuitos. O autor apresentou que um tempo máximo de resposta de 30 ms foi observado para detecção de curto-circuito usando este método. Samantaray e Dubey (2013) propuseram uma técnica baseada na combinação de WT e entropia Shannon (WSE) para detectar faltas e oscilação de potência. O tempo de resposta da técnica baseada em WSE é melhorado quando comparado com as técnicas existentes para distinguir oscilações de potência estáveis e instáveis, de modo a gerar o bloqueio ou atuação da proteção sistêmica.

A matemática morfológica (MM) tem sido utilizada em recentes literaturas pela sua possível aplicação em sistemas elétricos de potência. Gautam e Brahma (2009) afirmam que a aplicação da matemática morfológica como uma ferramenta para filtragem em tempo real não tem sido explorada adequadamente. Gautam e Brahma (2010) desenvolveram um filtro MM para a detecção de oscilação de potência. Este método detecta eventos de oscilação de potência com um tempo de resposta de 4 ciclos em 60Hz (66,66 ms); demonstrando que esta proposta supera qualquer abordagem baseada em blinder convencional. Para curto-circuito trifásico durante oscilação de potência, o tempo de resposta em que detectou a falta foi aproximadamente 8 ciclos, o qual é um período de tempo inaceitável. Assim, a proposta é eficiente para detecção de oscilação de potência, mas detecta o curto-circuito durante oscilação em um tempo elevado.

1.5 CONTRIBUIÇÃO DA TESE

Com a atual estrutura do setor elétrico, a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possui o dever de aplicar multas quando ocorrer indisponibilidade não programada nos elementos que compõem o Sistema Elétrico Brasileiro. Assim, um relé de proteção capaz de detectar oscilação de potência de maneira confiável tem grande valia dentro das empresas de energia, pois minimiza os desligamentos indevidos de um ou mais elementos do sistema elétrico. A principal contribuição deste trabalho é propor uma metodologia de bloqueio contra oscilação de potência para relés de distância utilizados em linhas de transmissão. O aspecto inovador da metodologia

está na utilização do coeficiente de assimetria de Fisher sobre sinal instantâneo da corrente para detectar curto-circuito fase-fase e fase-terra durante oscilação de potência.

A técnica principal desenvolvida neste trabalho tem a capacidade de:

- detectar falta trifásica próxima ao centro elétrico durante a oscilação de potência;
- detectar faltas francas e com altos valores de impedância de falta em todo o comprimento da linha de transmissão;
- ser imune as oscilações de potência com frequências de oscilação até 6Hz;
- maior cobertura da proteção da linha de transmissão na detecção de curto-circuito durante oscilação de potência;
- trabalhar com sinais instantâneos, evitando a estimação do fasor e, seus erros na estimação em presença de frequências de oscilação.

1.6 ORGANIZAÇÃO DA TESE

O Capítulo 2 apresenta conceitos relacionados ao fenômeno de oscilação de potência; assim como também um escopo do comportamento dos relés de distância quando submetidos a oscilações de potência. Também se descrevem os métodos de bloqueio empregados atualmente pelos fabricantes de relés.

O Capítulo 3 apresenta o algoritmo dos métodos propostos na tese.

O Capítulo 4 apresenta os resultados do método proposto para os casos mais usuais neste tipo de estudos, como oscilação estável, instável e falta durante oscilação, além de uma análise comparativa e qualitativa entre algumas técnicas que tem como objetivo a detecção de falta durante oscilação de potência. As simulações foram feitas utilizando o sistema teste IEEE 9 barras.

Finalmente, no Capítulo 5, as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros são apresentadas.

2 FENÔMENO DE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Neste capítulo serão abordados os principais conceitos de oscilações de potência, trajetórias da impedância medida pelos relés de distância e descrição dos métodos de bloqueio mais empregados contra oscilações de potência e perda de sincronismo. Atualmente existem diversas técnicas de bloqueio para evitar a operação incorreta dos relés de distância sob condições de oscilação, no entanto, elas não são totalmente efetivas devido ao comportamento dinâmico característico dos sistemas elétricos de potência.

2.2 OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

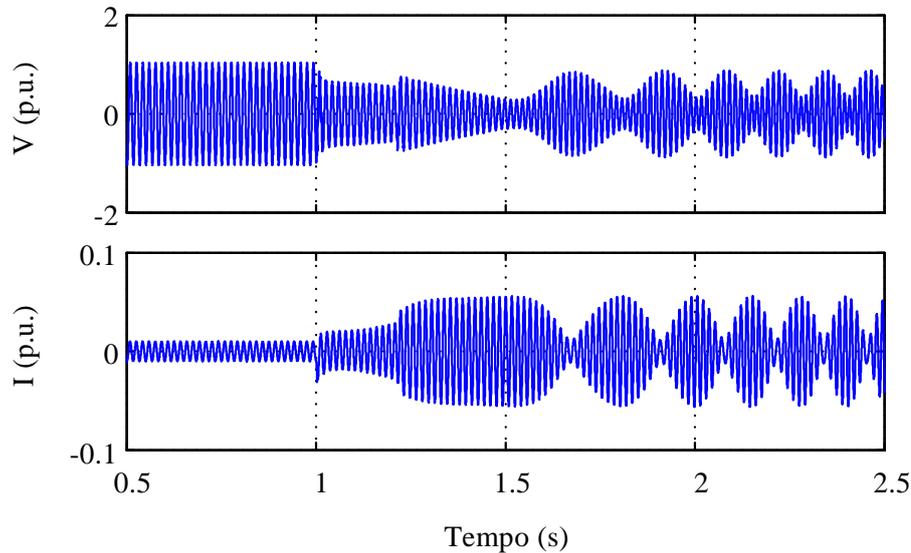
Perturbações no SEP como faltas, aberturas e fechamento de linhas, perdas e incrementos de grandes blocos de geração e carga resultam em mudanças repentinas na potência elétrica enquanto a potência mecânica dos geradores se mantém constante. Estas perturbações podem produzir fortes oscilações de potência. Se a perturbação é leve e os equipamentos de controle respondem adequadamente, o sistema elétrico retornará a um novo ponto de equilíbrio e a oscilação de potência é considerada estável (SAADAT, 1999). As perturbações fortes podem produzir grandes flutuações de potência associadas a grandes separações dos ângulos dos rotores dos geradores, induzindo a perdas de sincronismo. Essas oscilações são conhecidas como instáveis. As oscilações, estáveis ou instáveis, podem causar operações indesejadas dos relés, os quais podem conduzir a um blecaute. Nos relés modernos encontra-se disponível a função PSB, que inclui critérios ao relé para diferenciar as oscilações de potência das faltas, de modo a efetuar o bloqueio no caso de uma oscilação de potência estável (MOONEY; FISCHER, 2006).

As perturbações fortes podem causar separações angulares entre grupos de geradores implicando na perda de sincronismo entre eles. No caso de oscilação de potência instável o *trip* não necessariamente deve acontecer sobre a linha protegida pelo relé, o mais importante é que a separação entre os sistemas que perderam sincronismo aconteça sobre uma linha que separe o sistema em ilhas onde exista um equilíbrio entre geração e carga. Em alguns casos esta separação vai acompanhada por desligamentos de carga. A função de *trip* por perda de sincronismo (em inglês, *Out-of-Step Tripping* - OST) identifica as condições para uma possível perda de sincronismo do SEP e executa a separação em áreas preestabelecidas com o objetivo de manter a estabilidade. Os ajustes adequados do PSB e OST, podem ser difíceis de serem obtidas. O método mais empregado pelos relés para detectar oscilações utiliza as medições da taxa de variação do vetor de impedância de sequência positiva. Este método está baseado no fato de que a impedância muda lentamente durante as oscilações. Para estas aplicações devem ser feitos extensos estudos de estabilidade onde sejam considerados múltiplos cenários de geração e carga para diversas faltas de modo a determinar a taxa de variação da impedância mais rápida que possa se apresentar, exigindo muito tempo em simulações. Para o ajuste desses métodos, estudos de estabilidade transitória são realizados.

Em um transitório instável o sistema elétrico perderá o sincronismo como resultado da perturbação, ao ter grupos de máquinas acelerando e desacelerando longe da velocidade síncrona. Quando um gerador ou grupo de geradores perdem o sincronismo com o sistema elétrico, os mesmos devem ser desligados para evitar danos da máquina, no entanto, o resto dos geradores

devem repor a potência que deixa de ser aportada pelo grupo de geradores desligados. Nessa condição, o sistema experimenta fluxos de potência alternados entre os grupos de geradores restantes o qual produz variações na tensão e corrente, conforme mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Oscilação de potência instável, (a) Forma de onda da corrente, (b) Forma de onda da tensão.



Fonte: produzida pelo autor

O sistema de potência geralmente experimenta períodos de oscilação e se ajusta a um novo ponto de operação. Para manter o sistema dentro de uma faixa preestabelecida de tensão e frequência são empregados os sistemas de controle e proteção, os quais tem a finalidade de detectar condições anormais e iniciar ações corretivas com a maior rapidez possível para que o sistema possa retornar a seu estado normal (ANDERSON; FOUAD, 2003). Entre eles podem ser mencionados os reguladores de velocidade, os reguladores automáticos de tensão das máquinas (em inglês, *Automatic Voltage Regulator – AVR*), estabilizadores de sistemas de potência (em inglês, *Power System Stabilizers – PSS*), reguladores de tensão em transformadores, relés de proteção, entre outros.

2.3 EFEITO SOBRE OS RELÉS DE DISTÂNCIA

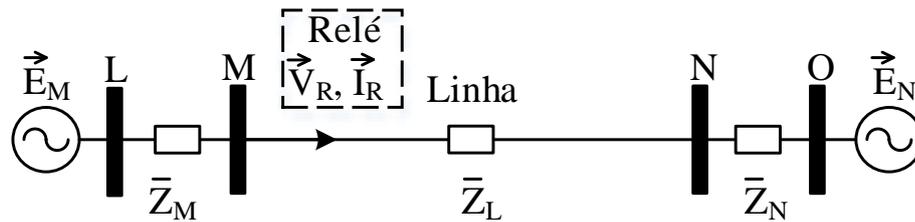
A principal função do sistema de proteção é isolar rapidamente qualquer elemento do SEP quando uma operação anormal for detectada, de modo que os equipamentos não sofram danos, mantendo a integridade da rede elétrica e estabilidade do sistema elétrico de potência. Os relés mais influenciados pelas oscilações de potência são principalmente os relés de distância seguidos dos relés de sobrecorrente. Os relés de distância estão localizados nos extremos das linhas de transmissão e medem corrente e tensão através dos transformadores de correntes (TC) e transformador de potencial (TP), respectivamente. Estes são utilizados já que em um SEP existem altas correntes e tensões que não podem ser medidas diretamente pelo relé.

Existem diversos critérios para o ajuste das zonas de operação do relé de distância: zona 1 normalmente é ajustada para proteger entre 80% e 90% da linha de transmissão em um tempo instantâneo. A zona 2 deve ser responsável pela proteção de toda a linha de transmissão e possui

geralmente um ajuste do 120% da impedância da linha com uma temporização entre 250 ms e 300 ms. A zona 3 funciona de retaguarda para linhas adjacentes e deve ter uma ajuste menor que a impedância de carga máxima, a temporização é definida entre 800 ms e 1200 ms (IEEE Power System Relaying Committee, 2004).

Durante um evento de curto-circuito, a impedância aparente (Z_R) medida pelos relés de distância confere (no caso ideal) com a impedância da secção da linha compreendida entre o ponto do relé e o curto-circuito. Geralmente, Z_R é proporcional ao comprimento da secção da linha compreendida entre o relé e o curto-circuito, em outras palavras é proporcional à distância elétrica onde se localiza a falta. Quando ocorre um curto-circuito a corrente aumenta e a tensão diminui, logo Z_R vai diminuir. Este efeito pode fazer que o relé de distância opere de maneira não adequada em eventos de oscilação de potência, pois a oscilação de potência resulta no mesmo efeito, reduções de tensão e aumentos de corrente. Para a análise do efeito das oscilações de potência sobre os relés de distância são representadas as zonas características e a trajetória da impedância medida pelo relé no mesmo diagrama complexo R-X. Considere o caso de duas fontes conectadas através de uma linha de transmissão, desprezando-se a corrente de carga e o efeito capacitivo das linhas; também considere que as tensões das fontes e suas impedâncias ficam constantes durante o evento de oscilação. Considerando que as oscilações de potência são fenômenos simétricos, o sistema pode ser representado por sua rede de sequência positiva como mostra a Figura 2.

Figura 2 – Sistema elétrico representado pela rede de sequência positiva.



Fonte: produzida pelo autor

O relé de distância localizado no extremo M da linha MN recebe durante um evento de oscilação de potência os seguintes valores de corrente e tensão (referidos a valores secundários):

$$\vec{I}_R = \frac{\vec{E}_M - \vec{E}_N}{\bar{Z}_M + \bar{Z}_L + \bar{Z}_N} \quad (2.1)$$

$$\vec{V}_R = \vec{E}_M - \vec{I}_R \bar{Z}_M = \vec{E}_M - \frac{\vec{E}_M - \vec{E}_N}{\bar{Z}_M + \bar{Z}_L + \bar{Z}_N} \bar{Z}_M \quad (2.2)$$

A impedância aparente medida pelo relé pode ser expressada como:

$$\bar{Z}_R = \frac{\vec{V}_R}{\vec{I}_R} = \frac{\vec{E}_M}{\vec{E}_M - \vec{E}_N} (\bar{Z}_M + \bar{Z}_L + \bar{Z}_N) - \bar{Z}_M \quad (2.3)$$

Supondo a \vec{E}_N como referência, podem-se expressar as tensões em p.u. como:

$$\vec{E}_N = 1 \angle 0^\circ \quad (2.4)$$

$$\vec{E}_M = n \angle \delta^\circ \quad (2.5)$$

Onde δ é o ângulo de defasagem entre as fontes e a relação entre os módulos das tensões $|\vec{E}_M|/|\vec{E}_N|$ é n . Para o caso específico de $n = 1$, de (2.4) e (2.5) pode-se obter:

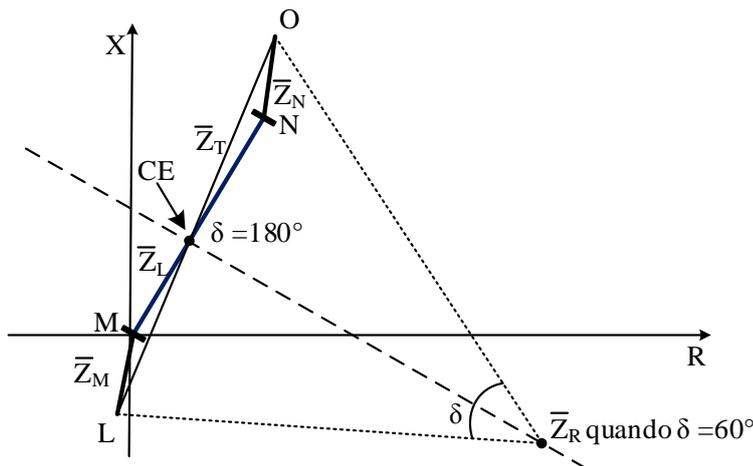
$$\frac{\vec{E}_M}{\vec{E}_M - \vec{E}_N} = \frac{n(\cos \delta + j \operatorname{sen} \delta)}{n(\cos \delta + j \operatorname{sen} \delta) - 1} = \frac{n[(n - \cos \delta) - j \operatorname{sen} \delta]}{(n - \cos \delta)^2 + \operatorname{sen}^2 \delta} = \frac{1}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) \quad (2.6)$$

Substituindo (2.6) em (2.3) obtém-se:

$$\bar{Z}_R = \frac{\bar{Z}_M + \bar{Z}_L + \bar{Z}_N}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) - \bar{Z}_M \quad (2.7)$$

A equação (2.7) expressa uma impedância medida pelo relé durante oscilação de potência (para $n = 1$), que varia com o tempo, devido à variação do ângulo (MARTUSCELLO et al., 2009). Considerando que δ é o ângulo de fase das fontes, existe uma interpretação geométrica como mostra a Figura 3. A trajetória da impedância medida no relé durante oscilação de potência quando o ângulo entre as duas fontes de tensão muda, corresponde no plano complexo a uma linha reta perpendicular no ponto médio da impedância total do sistema $\bar{Z}_T = \bar{Z}_M + \bar{Z}_L + \bar{Z}_N$.

Figura 3 – Variação de \bar{Z}_R durante uma oscilação de potência para $n = 1$.



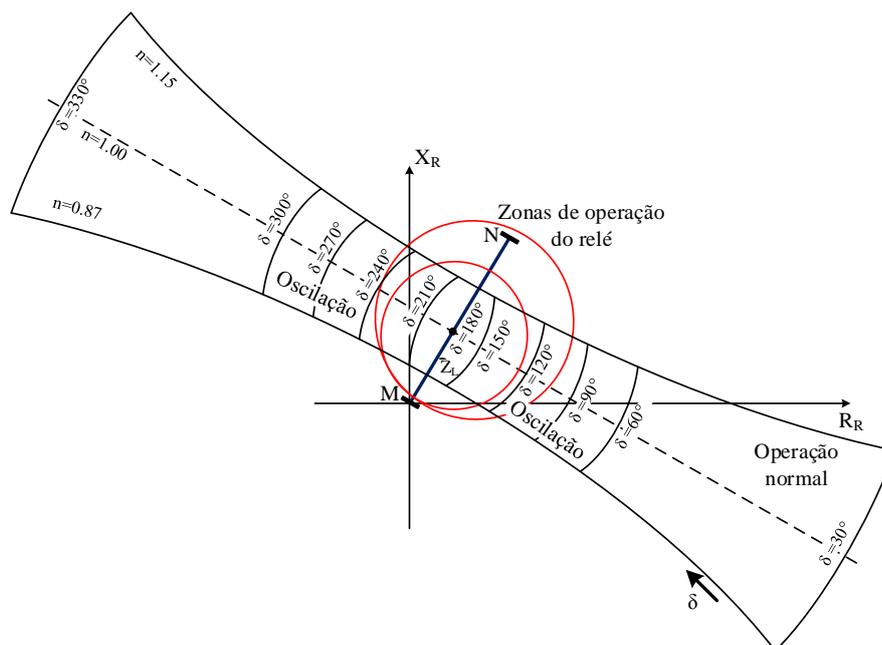
Fonte: (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 2005)

O ponto \bar{Z}_R representa a impedância aparente no instante $\delta = 60^\circ$, a mesma se desloca em direção ao ponto CE a medida que δ se incrementa. O ponto onde cruza a característica de oscilação com a impedância \bar{Z}_T corresponde a um ângulo $\delta = 180^\circ$. Quando \bar{Z}_R alcança a linha representada por \bar{Z}_L o relé medirá uma impedância igual à que se mede quando ocorre um

curto-circuito trifásico nesse ponto da linha; isto pode implicar na incorreta operação do relé de proteção. Este ponto é chamado de centro elétrico do sistema.

Quando $n \neq 1$, a característica de oscilação de potência tem uma forma de circunferência com centro localizado sobre o comprimento da linha representada por \bar{Z}_T , isto é, impedância total. As características para $n > 1$ estão centradas no comprimento de \bar{Z}_T em direção a N e para $n < 1$ o centro das características cruza sobre o comprimento de \bar{Z}_T em direção a M. Na Figura 4 são mostradas estas características de oscilação de potência; também se pode observar que na medida em que δ aumenta, a impedância aparente medida se aproxima ao centro da impedância que existe entre os dois sistemas (HOLBACH, 2006). Pode-se dizer que a trajetória da impedância durante oscilação possui a tendência de cruzar no centro elétrico, independentemente onde esteja localizado o relé de distância; assim o relé pode estar localizado em frente ou atrás do centro elétrico. Caso a topologia da rede mude, os valores das impedâncias variam e conseqüentemente o centro elétrico também mudará.

Figura 4 – Gráfico da impedância medida pelo relé de distância para um sistema de duas fontes.



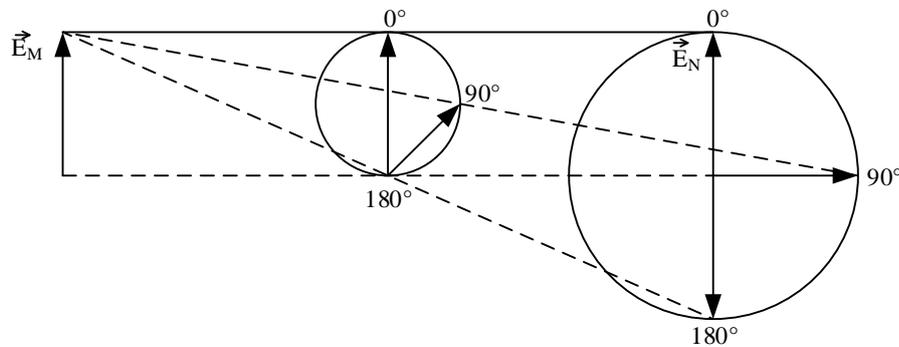
Fonte: (HOLBACH, 2006)

Na Figura 5 pode-se observar que o centro elétrico se encontra atrás do alcance do relé de distância, nesse caso as oscilações de potência não cruzam a zona de proteção característica, motivo pelo qual não é necessário ativar a função de bloqueio contra oscilação de potência do relé.

Na Figura 6, o centro elétrico se encontra na zona de operação do relé de distância, nesse caso é necessário ativar a função ANSI-68, de modo a bloquear o relé por oscilação de potência. Caso a oscilação seja instável é necessário ativar a função de *trip* sistêmico, de modo a separar o sistema elétrico em ilhas e garantir um balanço entre geração e carga.

motivo, durante uma oscilação de potência estável o ângulo de potência possui a tendência de chegar a valores próximos de 180° , isto faz que o relé de distância enxergue uma oscilação de potência como uma falta trifásica franca. O centro da impedância que existe entre as duas fontes de tensão é nomeado de centro elétrico e quando o ângulo $\delta = 180^\circ$, a tensão nesse ponto é zero.

Figura 7 – Representação fasorial das tensões de um sistema com duas fontes.



Fonte: produzida pelo autor

2.5 MÉTODOS CONVENCIONAIS PARA DETECÇÃO DE OSCILAÇÕES

Os métodos convencionais de bloqueio contra oscilação são baseados nas medições de sequência positiva no ponto onde o relé de distância está instalado. Durante condições normais de operação, a impedância medida corresponde à impedância da carga e sua localização é distante das zonas características de operação do relé. No momento que acontece uma falta, a impedância medida se descola rapidamente desde o ponto da impedância de carga até o local da falta no diagrama de R-X. Durante eventos de curto-circuito, a taxa de variação da impedância medida pelo relé é extremamente rápida. Por outro lado, em uma condição de oscilação a impedância medida se movimenta lentamente no diagrama R-X e a taxa de variação é determinada pela frequência de escorregamento do sistema elétrico. Assim, os métodos convencionais aproveitam a taxa de variação da impedância durante um evento de curto-circuito com o objetivo de diferenciar falta de oscilação de potência.

Para a parametrização da função ANSI-68, fabricantes de relés de proteção fundamentam-se em duas características, geralmente concêntricas, separadas por um ΔZ no plano complexo R-X. Um temporizador é empregado para medir o tempo que a impedância demora para atravessar essas características; de modo que se a impedância aparente medida cruzar as características antes que o tempo expire, o relé acusa um evento de curto-circuito, caso contrário, acusa um evento de oscilação.

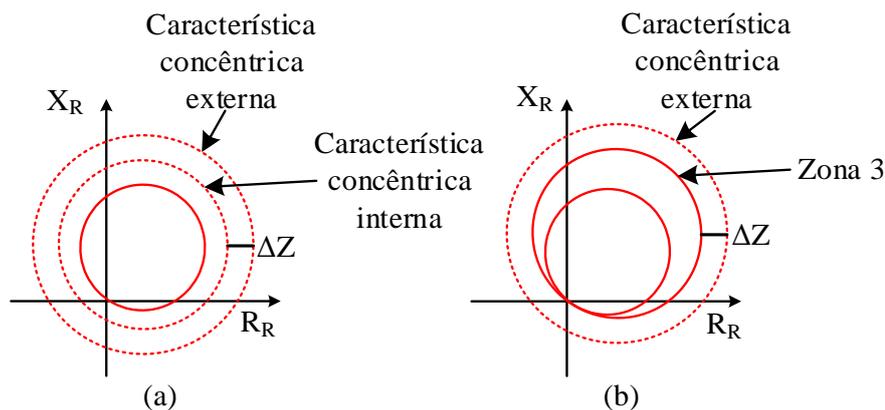
Existem várias condições que devem ser consideradas para uma correta configuração das características concêntricas e com blinders: As características que detectam a oscilação de potência devem encontrar-se fora das características de maior impedância a ser bloqueada, de modo a garantir um tempo suficiente para a decisão de bloqueio da função ANSI-21. Outro fato é que as características que detectam oscilação devem estar fora do alcance da zona de carga, com o objetivo de evitar a operação indevida da função PSB durante carregamentos elevados. Atualmente, os relés numéricos tem uma zona adicional de carregamento de modo a evitar este problema. Outra dificuldade para o ajuste dos métodos baseados em taxa de variação é determinar a separação destas, já que a taxa de variação da impedância depende do sistema

elétrico de potência. Para isto devem-se realizar estudos de estabilidade transitória de modo a determinar qual é a maior taxa de variação da impedância.

2.5.1 Método das Características concêntricas (MCC)

As características concêntricas são zonas iguais e geralmente externas à última zona de proteção do relé, separadas por um valor em todas direções, estas podem ser compostas por duas características adicionais para a detecção de oscilação como indica a Figura 8(a) ou pode ser formada com a zona de maior ajuste, que pode ser a zona 3 e uma característica adicional como mostra Figura 8(b). As duas maneiras de se configurar as características concêntricas são aceitas, e usadas pelo relé de distância para as funções PSB e OST. A vantagem deste método é que a detecção do evento de oscilação é feita antes de que a impedância entre nas zonas de operação do relé. Os ajustes a determinar se limitam à seleção de um ΔZ e de um tempo (POWER... , 2005). Para encontrar o ajuste adequado é necessário realizar estudos de estabilidade. Uma desvantagem é associada ao bloqueio de carga ou “Load encroachment”, convertendo-se em uma limitante especialmente para linhas compridas muito carregadas.

Figura 8 – Características concêntricas.



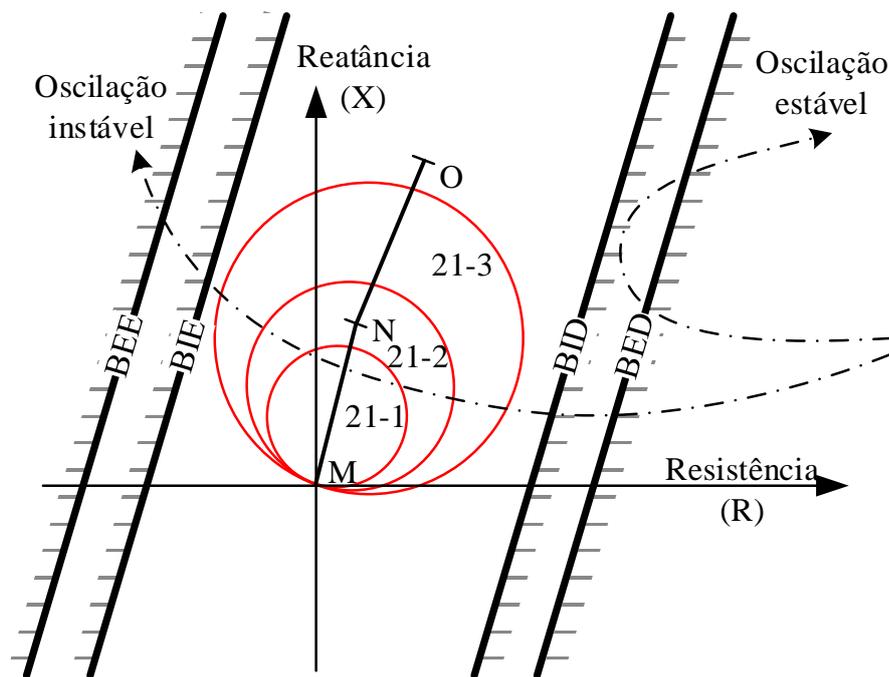
Fonte: produzida pelo autor

2.5.2 Método das Características Blinders (MDB)

A Figura 9 mostra a representação geométrica do método duplo blinder no plano R-X. São mostrados os Blinders Externo Direito (BED), Blinder Interno Direito (BID), Blinder Externo Esquerdo (BEE) e o Blinder Interno Esquerdo (BIE). Este método está baseado no mesmo princípio de medição de tempo que a impedância medida pelo relé demora em atravessar ΔZ . O tempo de medição inicia quando a impedância aparente cruza o blinder externo e finaliza quando o blinder interno é atravessado. Se o tempo medido é maior que o ajuste de tempo, um evento de oscilação de potência é detectado.

Geralmente os blinders são colocados em paralelo com a impedância da linha de transmissão de modo a otimizar as medições, já que um curto-circuito ingressará normalmente a 90° com respeito ao ângulo da linha (MOONEY; FISCHER, 2006). Uma vantagem deste método de detecção é que pode ser usado independentemente da geometria das características de operação da função ANSI-21.

Figura 9 – Características blinders.



Fonte: adaptado de (HOLBACH, 2006)

2.6 MÉTODOS NÃO CONVENCIONAIS PARA DETECÇÃO DE OSCILAÇÕES

2.6.1 Cálculo contínuo da impedância (MCI)

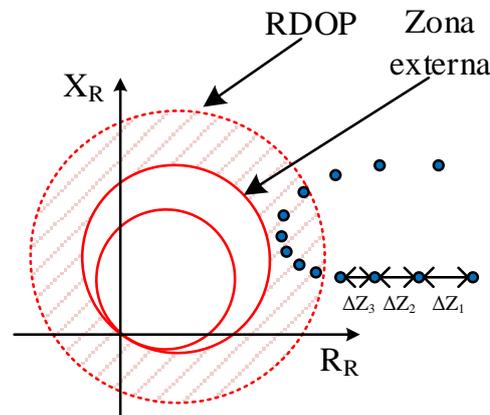
Este método detecta uma oscilação de potência com base no cálculo contínuo da variação da impedância aparente de sequência positiva. Neste método refere-se a contínuo, pelo fato de que para cada passo de 5ms a variação da impedância aparente é calculada e comparada com a variação da impedância anterior calculada em 5ms atrás. O seguinte ponto de impedância que deveria ser calculado 5ms depois, é estimado baseando-se na diferença de impedância dos pontos medidos anteriormente. Se a predição for correta, se acusa um evento de oscilação de potência. A Figura 10 mostra a representação geométrica do método no plano R-X. Por outro lado, o ajuste deste método é calculado automaticamente pela variação da impedância medida entre dois pontos sucessivos, definindo o valor delta para o próximo ponto em relação ao cálculo anterior, tornando-se um ajuste adaptativo. A impedância é monitorada continuamente quatro vezes por ciclo, em cada fase (BLUMSCHEIN et al., 2008). É definida uma região no plano R-X denominada Região de Detecção de Oscilação de Potência (RDOP), de maneira que todas as regiões de proteção do relé de distância sejam cobertas. Quando a impedância de qualquer uma das fases estiver localizada no interior da RDOP, os seguintes critérios são avaliados:

Critério da continuidade: A variação entre duas medições consecutivas de resistência ou reatância deve exceder o ajuste. Este critério garante que a impedância não se encontra em estado estacionário (característica de operação de regime permanente). O critério da continuidade deve ser satisfeito para seis medições consecutivas para então retornar um sinal verdadeiro (HOLBACH, 2006).

Critério da suavidade: A variação entre duas diferenças sucessivas da resistência ou

reatância deve estar abaixo de um valor ajustado. Este critério garante um movimento suave da impedância (característica de oscilação de potência), sem variações abruptas (característica de curto-circuito). Se a impedância estiver na RDOP e os dois critérios forem satisfeitos, é detectada uma oscilação de potência e o relé de distância é bloqueado.

Figura 10 – Método do cálculo contínuo da impedância.



Fonte: produzida pelo autor

2.6.2 Tensão no centro elétrico (MSCV)

A tensão do centro de oscilação ou Swing Center Voltage (SCV) é definida como o ponto entre duas fontes de tensão equivalentes onde o valor da tensão é zero e a diferença angular entre as fontes é 180° . Quando um sistema elétrico composto de duas fontes perde estabilidade, a diferença angular das fontes se incrementa em função do tempo. Uma aproximação do SCV pode ser obtida pela grandeza de tensão disponível localmente como segue:

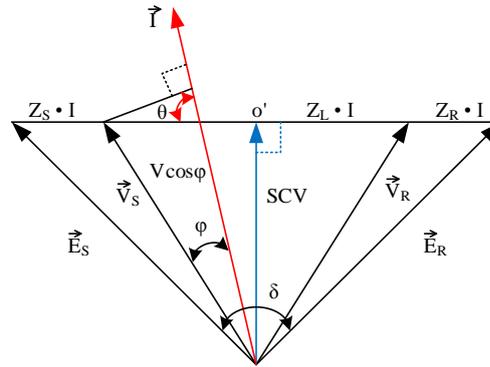
$$SCV = |V_S| \cos \varphi \quad (2.8)$$

Onde $|V_S|$ é o módulo da tensão medida localmente e φ é a diferença angular entre \vec{V}_S e corrente local. Na Figura 11, pode-se observar que $V \cos \varphi$ é uma projeção de V_S sobre o eixo da corrente I . Para um sistema homogêneo e com o ângulo da impedância do sistema, θ próximo a 90° , $V \cos \varphi$ é uma aproximação da tensão de oscilação no centro.

Para o objetivo de detecção de oscilação, é a taxa de variação do SCV quem fornece a informação de quando o sistema está oscilando. Da equação (2.8) e considerando que SCV é estimado utilizando a tensão local, a relação entre SCV e a diferença angular das duas fontes pode ser simplificada como:

$$SCV_1 = E_1 \cos \left(\frac{\delta}{2} \right) \quad (2.9)$$

Onde, E_1 é o valor da sequência positiva da fonte equivalente E_S (igual valor que E_R). Assim, SCV_1 representa a tensão de sequência positiva no centro da oscilação, no método de

Figura 11 – $V \cos \varphi$ como projeção de V_S e I .

Fonte: (IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE, 2005)

detecção SCV. O módulo de SCV se encontra em seu valor máximo quando os ângulos entre as duas fontes é zero e em seu valor mínimo quando é 180° . Esta característica é utilizada para detectar oscilações através da velocidade da variação da tensão no centro. Para isto, tem-se que a derivada em função do tempo de SCV_1 é:

$$\frac{\partial SCV_1}{dt} = -\frac{E_1}{2} \text{sen} \left(\frac{\delta}{2} \right) \frac{\partial \delta}{dt} \quad (2.10)$$

A equação (2.10) fornece a relação entre a taxa de variação do SCV e a frequência de escorregamento (slip frequency) $\partial \delta / dt$. Pode-se observar que a derivada do SCV é independente da impedância da rede e que alcança seu valor máximo quando o ângulo entre as duas máquinas é 180° . No caso da taxa de variação ser igual a zero, o SCV também será zero. Esta técnica nomeada de SCV tem as seguintes vantagens: a) É independente das impedâncias das fontes e linhas do SEP. b) O valor do SCV está normalizado e possui um valor entre 0 e 1. c) O valor do SCV está diretamente relacionado com a diferença angular entre as fontes equivalentes δ (AMBEKAR; DAMBHARE, 2012b).

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nas últimas duas décadas têm sido utilizados diversos métodos de bloqueio para evitar a operação indevida dos relés de distância durante oscilações de potência. O método mais empregado utiliza a taxa de variação da impedância medida pelo relé como critério para discriminar as oscilações de potência dos curtos-circuitos. Os métodos descritos possuem uma desvantagem em comum; não conseguem detectar um curto-circuito trifásico durante oscilação de potência, uma vez que o relé já se encontra bloqueado e não existe um mecanismo de desbloqueio para esta situação. Esse o problema fica mais crítico quando o curto-circuito ocorre no instante em que a trajetória da impedância está dentro da zona de operação do relé.

3 MÉTODOS PROPOSTOS

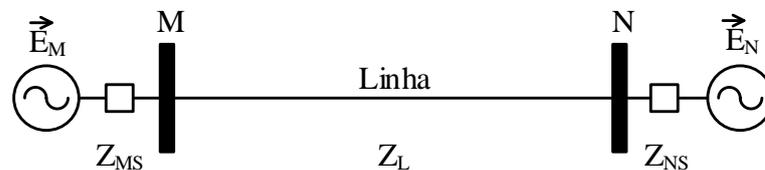
3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

As oscilações de potência são fenômenos que dependem do comportamento dinâmico dos geradores do sistema elétrico de potência. Para os esquemas de bloqueio convencionais este comportamento é um inconveniente na determinação dos parâmetros de ajuste, já que envolve intensos estudos. Dois métodos para detecção de oscilação são propostos como segue: i) um método baseado na análise da frequência com que o sinal da potência ativa oscila e ii) um método dividido em um detector de oscilação de potência e um detector de curto-circuito; o primeiro é baseado no monitoramento dos erros quadráticos médios gerados quando o sinal instantâneo da tensão é comparado com funções características (funções senoidal e triangular negativa e positiva); o detector de curto-circuito é baseado na medida da forma sobre uma curva, utiliza-se o coeficiente de assimetria de Fisher sobre o sinal da corrente para este propósito. Os métodos propostos possuem um modo de ajuste simples. O presente capítulo abordará as considerações para a implementação dos métodos propostos.

3.2 MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE FREQUÊNCIA (MEF)

Quando se escuta falar em estimação de frequência, é normal que seja relacionada com a estimação da frequência nominal do sistema elétrico, ou seja, 60Hz. Este trabalho utiliza um método de estimação de frequência para sinal senoidal puro (SORRENTINO; CARVALHO, 2010) de modo a distinguir oscilação de potência de outros eventos, monitorando o comportamento do sinal da potência ativa vista pelo relé no momento da perturbação. Considere um modelo de sistema de potência composto por duas fontes conectadas através de uma linha de transmissão como mostrada na Figura 12. Este modelo é amplamente empregado para estudar o comportamento da potência ativa durante oscilações.

Figura 12 – Sistema com duas fontes conectadas através de uma linha de transmissão.



Fonte: adaptada de (LIN; GAO; LIU, 2008)

O relé de proteção está localizado no lado M, assim a corrente e tensão medida pelo relé é dada por:

$$\vec{I}_M = \frac{\vec{E}_M - \vec{E}_N}{\vec{Z}_\Sigma} \quad (3.1)$$

$$\vec{U}_M = \vec{E}_M - \vec{I}_M \vec{Z}_M \quad (3.2)$$

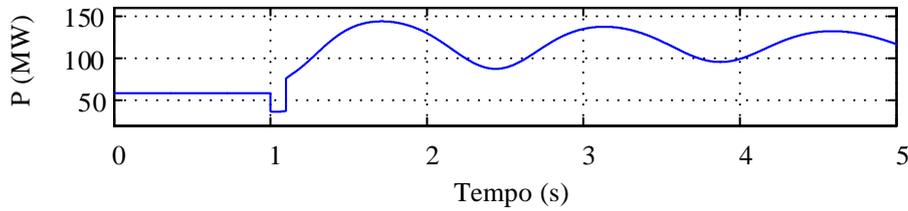
$$\bar{Z}_{\Sigma} = \bar{Z}_{MS} + \bar{Z}_{NS} + \bar{Z}_L \quad (3.3)$$

A potência complexa medida pelo relé de proteção localizado na barra M é dada por:

$$\vec{S}_M = \vec{U}_M \vec{I}_M^* = \vec{E}_M \vec{I}_M^* - \vec{I}_M^2 \bar{Z}_M = P_M + jQ_M \quad (3.4)$$

É demonstrado que a taxa de variação da potência ativa corresponde a uma função cosseno em relação à diferença de fase entre dois sistemas de potência durante a oscilação (LIN; GAO; LIU, 2008). A Figura 13 apresenta o comportamento da potência ativa durante um evento de oscilação de potência.

Figura 13 – Comportamento da potência ativa durante oscilação.



Fonte: produzida pelo autor

A variável P_M pode ser representada por:

$$P_M = B \text{sen}(\omega_P t) + C \quad (3.5)$$

Onde ω_P é a frequência de oscilação do sinal, t é o período de amostragem fornecido pelo relé, B é a amplitude e C é a componente contínua. Um estimador de frequência baseado em uma forma de onda senoidal é aplicado sobre a derivada de P_M como o objetivo de estimar a frequência sobre um sinal sem presença de componente contínua. A derivada de P_M pode ser dada por:

$$\frac{dP_M}{dt} = \dot{P} = A \cos(\omega_P t) \quad (3.6)$$

Onde A é a amplitude da função, $A = B * \omega_P$, ω_P é a frequência de oscilação do sinal e t é o período de amostragem fornecido pelo relé. A partir deste sinal é apresentado um método para a estimação de frequência de oscilação da potência ativa. Este método é inspirado em um método de ajuste de pontos para um sinal senoidal puro empregado para estimação da frequência de um algoritmo anti-ilhamento aplicado à geração distribuída (MARCHESAN et al., 2015). Discretizando o sinal para um instante k , tem-se que a derivada da potência é dada por:

$$\dot{P}[k] = A \cos(\omega_P k T_s) \quad (3.7)$$

Onde k é o número da amostra, A é a amplitude e T_s é o período de amostragem do método estimador de frequência. Neste trabalho foi selecionado um T_s igual a 0.5 ciclo de 60 Hz, assim, a cada 32 amostras é tomado um valor de \dot{P} , considerando uma amostragem de 64 amostras por ciclo. A partir das medições de \dot{P} , deseja-se estimar ω_P . No entanto, (3.7) apresenta três incógnitas: A , que é considerada constante para pequenos períodos, k e ω_P . Assim, são necessárias outras duas medidas do sinal para se determinar ω_P . Para os outros dois instantes de tempo $k - 1$ e $k - 2$, tem-se:

$$\dot{P}[k - 1] = A \cos(\omega_P (k - 1) T_s) \quad (3.8)$$

$$\dot{P}[k - 2] = A \cos(\omega_P (k - 2) T_s) \quad (3.9)$$

De modo a determinar a frequência de oscilação pode-se adicionar (3.7) em (3.9) e dividir por (3.8) obtendo-se a equação (3.10), como segue:

$$\frac{\dot{P}[k] + \dot{P}[k - 2]}{\dot{P}[k - 1]} = \frac{A \cos(\omega_P k T_s) + A \cos(\omega_P (k - 2) T_s)}{A \cos(\omega_P (k - 1) T_s)} \quad (3.10)$$

A solução de (3.10) para a frequência de oscilação é dada por:

$$\omega_{osc}(k) = \frac{1}{T_s} a \cos\left(\frac{\dot{P}[k] + \dot{P}[k - 2]}{2\dot{P}[k - 1]}\right) \quad (3.11)$$

A frequência de oscilação pode ser obtida em Hertz por:

$$f_{osc}(k) = \frac{1}{2\pi T_s} a \cos\left(\frac{\dot{P}[k] + \dot{P}[k - 2]}{2\dot{P}[k - 1]}\right) \quad (3.12)$$

3.2.1 O algoritmo do MEF e definição de ajustes

Durante um evento de oscilação de potência, o sinal da potência ativa oscila em uma frequência proporcional à frequência de oscilação do sistema (f_{slip}). Assim, a taxa de variação da potência ativa \dot{P} é proporcional a f_{slip} . Porém, é estimada a frequência de oscilação f_{osc} sobre a forma de onda de \dot{P} ; em seguida, é monitorado o comportamento da frequência estimada através do cálculo do ângulo de inclinação entre amostras de modo a discriminar uma oscilação de potência (tendência suave - valores de ângulos baixos) de outros eventos (tendência abrupta - valores de ângulos altos).

Este ângulo é calculado com segue:

$$\theta_i(k) = \tan^{-1}\left(\left|\frac{f_{osc}(k) - f_{osc}(k-1)}{t_{(k)} - t_{(k-1)}}\right|\right) \quad (3.13)$$

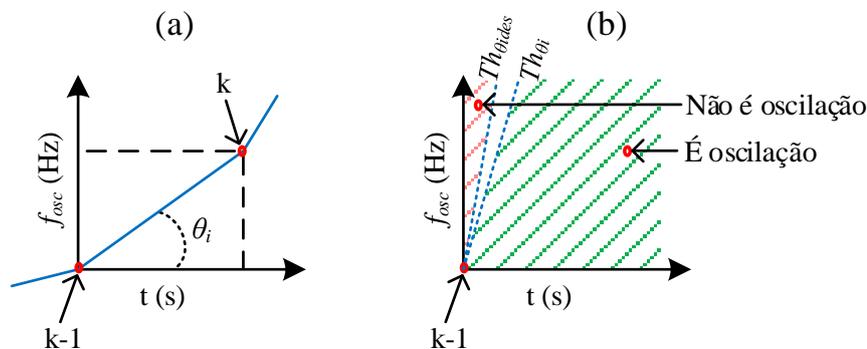
Onde,

f_{osc} é a frequência de oscilação em Hz no instante k ;

t é o tempo em segundos no instante k .

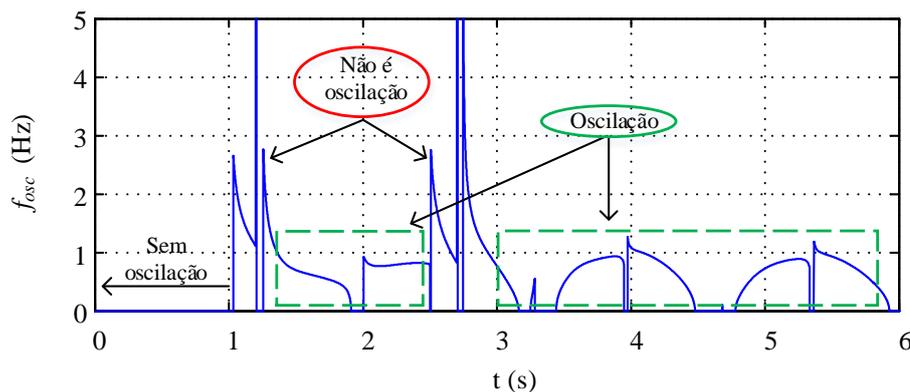
A Figura 14(a) mostra como é determinada a tendência entre amostras de f_{osc} no tempo, através do ângulo de inclinação (θ_i). A Figura 15 apresenta o comportamento da f_{osc} em estado estacionário, curto-circuito e oscilação de potência. Pode-se ver que, em oscilação de potência a f_{osc} possui uma tendência suave, conseguindo assim, detectar e bloquear o relé de distância por oscilação de potência.

Figura 14 – (a) Representação do ângulo de inclinação; (b) Limites para detectar oscilação de potência.



Fonte: produzida pelo autor

Figura 15 – Identificação de inclinações suaves (cor verde) e fortes (cor vermelha).

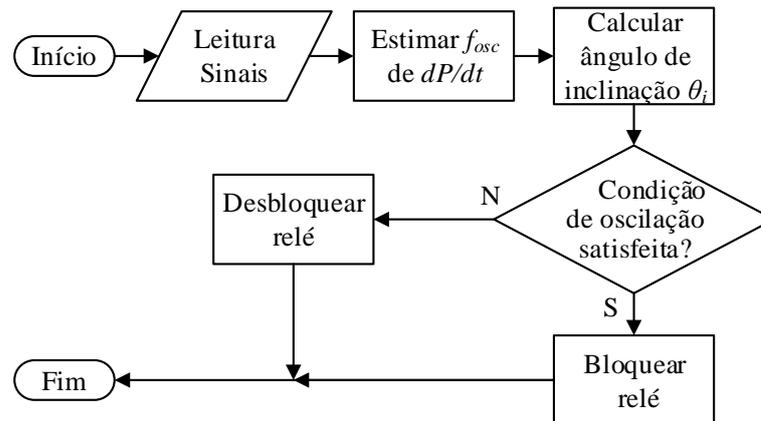


Fonte: produzida pelo autor

A Figura 16 dá uma ideia geral sobre o funcionamento do método proposto neste trabalho. Inicialmente é realizada a leitura dos sinais de interesse de cada fase (potência ativa), depois é calculada \dot{P} e estimada a sua frequência de oscilação. Logo, monitora-se a tendência desta frequência através do ângulo de inclinação θ_i e procura-se por condição de oscilação de potência. Caso seja satisfeita, o relé é bloqueado. Caso contrário, o relé é desbloqueado.

A metodologia proposta apresenta diversos limiares para seu funcionamento e podem ser divididos em dois grupos: externos e próprios. Os limiares próprios são aqueles que foram

Figura 16 – Fluxograma do funcionamento geral do MEF.



Fonte: produzida pelo autor

predeterminados baseados no comportamento do sinal correspondente durante um grupo de eventos analisados. Como limiares próprios tem-se Th_{θ_i} , $Th_{\theta_i,des}$, t_{osc} e t_{falta} . O grupo de limiares externos é composto por só um limiar nomeado $Th_{dP/dt}$, o qual é obtido por simulação. Este ajuste refere-se à partida da metodologia e é baseado no valor máximo de dP/dt presente em cenários onde o SEP trabalha no limite de operação considerado como normal. Estes cenários podem ser transferências programadas de potência e contingências. A ideia desse ajuste de partida é abranger todos os outros cenários diferentes de operação normal.

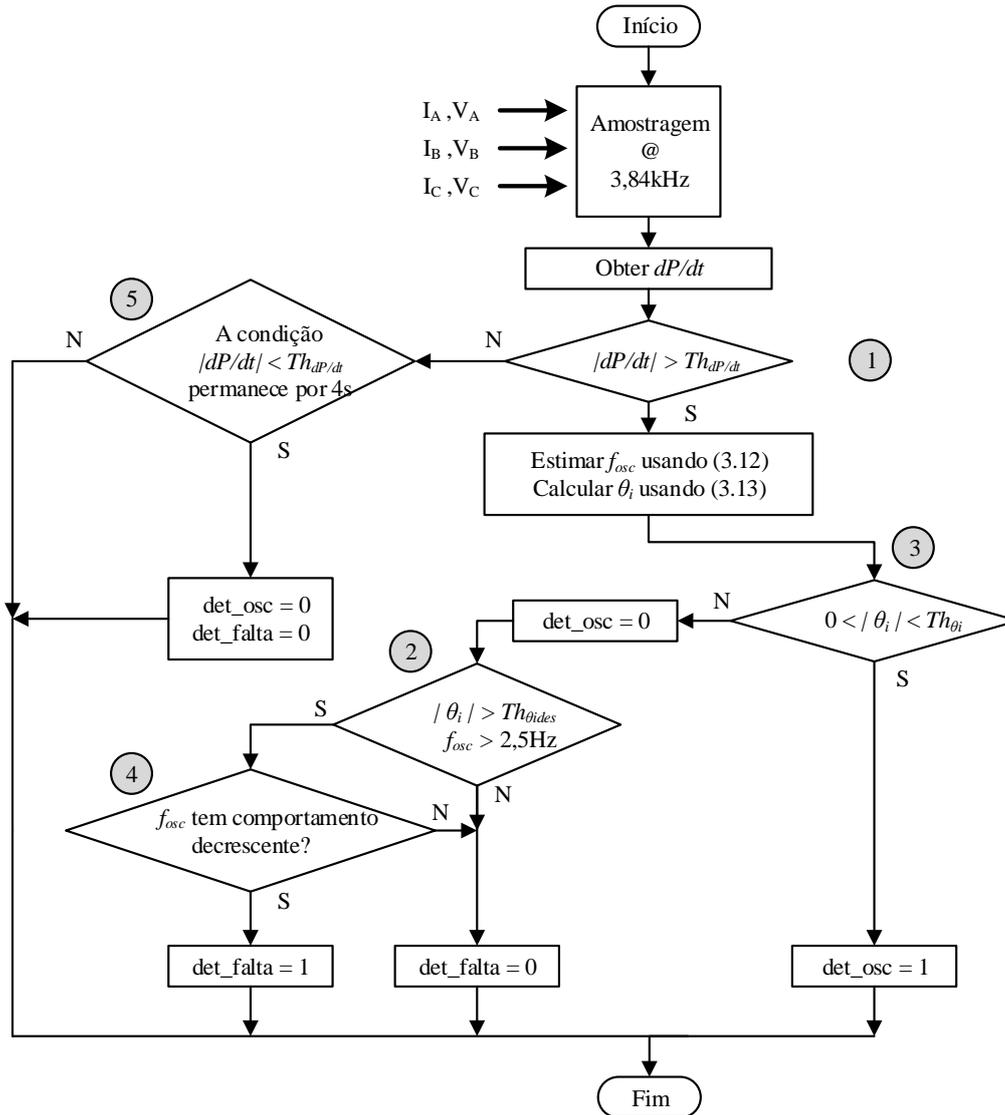
O limiar Th_{θ_i} é usado para analisar a tendência da frequência de oscilação no tempo de modo a detectar um evento de oscilação de potência. Este limiar foi definido com valor de 80° baseado nos casos aqui simulados. Sua função é identificar inclinações suaves e conseguir acusar eventos de oscilação de potência. Além, foi observado que, em eventos diferentes de oscilação de potência (caso de curto-circuito) o ângulo de inclinação possuía valores compreendidos entre 85° e 90° nos primeiros ciclos. Esta faixa de valores foi definida como inclinações fortes. Assim, para o objetivo deste trabalho, o limiar $Th_{\theta_i,des}$ foi definido com um valor de 85° . Estes valores foram determinados baseando-se em simulações e sua representação gráfica é mostrada na Figura 14(b).

A Figura 17 apresenta o algoritmo empregado para bloquear contra oscilação de potência e desbloquear em presença de curto-circuito. Em primeiro lugar são lidos os sinais de tensão e corrente e calculado o valor da potência ativa e sua derivada para cada fase. O fluxograma é aplicado por fase como segue: o bloco 1 atua como gatilho para iniciar a detecção. Satisfeita a condição do bloco 1, ou seja, a derivada da potência ativa for maior que seu limiar, se procede à estimação da frequência de oscilação (f_{osc}) e o cálculo de seu ângulo de inclinação (θ_i), usando (3.12) e (3.13) respectivamente.

Em caso de uma condição de curto-circuito, esta é detectada empregando o caminho dado pelos blocos 2 e 4. No bloco 2 é verificado se θ_i é maior que $Th_{\theta_i,des}$ e se f_{osc} possui valores maiores a 2,5Hz. O valor de 2,5Hz foi determinado através da observação da f_{osc} no instante de curto-circuito para os casos aqui simulados, onde diversas condições de curto-circuito foram testadas envolvendo diferentes tipos de falta, resistências de falta e duração, podendo determinar que este valor é característico de um evento curto-circuito.

Caso satisfeitas as condições do bloco 2, procede-se ao bloco 4, o qual verifica se há um comportamento decrescente de f_{osc} através da comparação de três valores consecutivos,

Figura 17 – Metodologia para o bloqueio contra oscilação de potência.



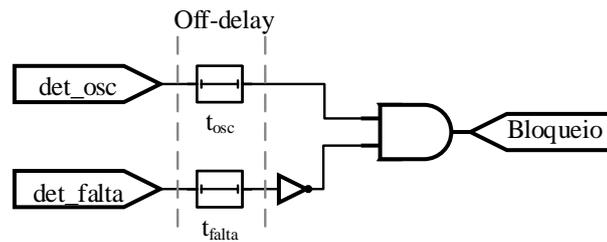
Fonte: produzida pelo autor

verificando a cada amostra se $f_{osc}(k-2) > f_{osc}(k-1) > f_{osc}(k)$. Com as condições satisfeitas do bloco 2 e 4, é detectado um evento de curto-circuito, ativando det_falta ; caso qualquer um desses requisitos não seja satisfeito, det_falta será desativado. Por outro lado, o bloco 3 detectará uma condição de oscilação de potência. Nesse bloco, se verifica se o valor de θ_i é maior que zero e menor que Th_{θ_i} , o qual é característica de oscilação de potência, ativando det_osc ; caso contrário, det_osc é desativado e procede-se ao bloco 2. O bloco 3 é condicionado com um limite inferior igual a zero de modo a não acusar um evento de oscilação para os momentos onde o estimador fornece valores indeterminados. Em presença de indeterminação, a metodologia define a saída do estimador igual a zero.

O bloco 5 verifica se dP/dt é menor que seu ajuste e permanece assim até atingir um tempo definido, no caso, o tempo de 4s foi satisfatório para todos os casos aqui simulados. Se a sentença do bloco 5 é satisfeita, são desativados det_osc e det_falta e finalizada a metodologia; caso contrário, procede-se a seguinte amostra. Finalmente, os sinais det_osc e det_falta gerarão o sinal de bloqueio contra oscilação de potência obedecendo o diagrama lógico mostrado na

Figura 18. Os temporizadores associados a det_osc e det_falta são ajustados pelos tempos t_{osc} e t_{falta} , respectivamente. O valor de t_{osc} foi definido, simulando um evento de oscilação de potência com baixas frequências (0,5 – 2 Hz), e foram medidos o tempo em que det_osc cai a zero, em todos os casos aqui simulados estes tempos resultaram ser menores que 500 ms, sendo definido um t_{osc} de 1s. Para t_{falta} , deve ser definido com um valor de tempo onde, o relé consiga enviar o sinal de abertura ao disjuntor e extinguir a falta; neste trabalho um tempo de 100 ms foi utilizado. A Tabela 2 mostra os parâmetros para a implementação da metodologia empregados neste trabalho.

Figura 18 – Diagrama logico.



Fonte: produzida pelo autor

Tabela 2 – Parâmetros do MEF

Limiar	Valor	Observação
$Th_{dP/dt}$	Obtido por simulação	Ajuste externo
$Th_{\theta_i des}$	85°	Próprio do método
Th_{θ_i}	80°	Próprio do método
t_{osc}	1s	Próprio do método
t_{falta}	0,1s	Próprio do método

Assim, para uma simulação com a seguinte sequência de eventos: **falta-oscilação-falta-oscilação**, como mostra a Figura 15. As inclinações suaves ($0^\circ < \theta_i < 80^\circ$) identificam oscilação de potência e inclinações fortes ($\theta_i > 85^\circ$) identificam curto-circuito.

3.3 MÉTODO DO ERRO DE FUNÇÕES CARACTERÍSTICAS E ASSIMETRIA (MEFCA)

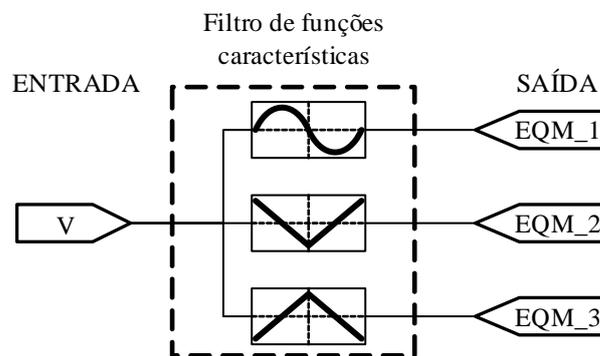
Este método está dividido em duas partes: um detector de oscilação de potência e um detector de curto-circuito, juntos conseguem bloquear contra oscilação de potência e desbloquear para curto-circuito durante oscilação. O detector de oscilação monitora o erro quadrático médio (EQM) calculado quando comparado o sinal instantâneo da tensão com o sinal gerado por uma função característica dentro de uma janela de 1 ciclo de 60 Hz. O detector de curto-circuito é baseado na medida de forma do sinal instantâneo da corrente através do cálculo do Coeficiente de Assimetria de Fisher (CAF) dentro de uma janela de 1 ciclo de 60 Hz.

3.3.1 Detector de oscilação de potência

O método proposto se baseia na comparação do sinal de tensão amostrado pelo relé com funções características (função senoidal e triangular) em janelas de 1 ciclo de 60Hz; onde se

emprega o Erro Quadrático Médio (EQM) como ferramenta para a análise do comportamento do SEP e classificação de uma perturbação. Percebe-se oscilação de potência se os erros possuírem um valor maior do que um ajuste preestabelecido, bloqueando o relé contra atuações indevidas. O filtro de funções características analisa o sinal instantâneo de tensão utilizando as funções senoidal, triangular com pico negativo e triangular com pico positivo, obtendo assim os indicadores EQM_1 , EQM_2 e EQM_3 , respectivamente, como mostrado na Figura 19. Estes indicadores são empregados na detecção de um evento diferente de operação normal, bloqueando o relé de proteção. Através do filtro de funções características são obtidos os valores de EQM_1 , EQM_2 e EQM_3 , os quais são utilizados para a detecção de uma condição de oscilação de potência e demora uma janela de 1 ciclo para fornecer uma saída.

Figura 19 – Diagrama do filtro de funções características.



Fonte: produzida pelo autor

O EQM avalia a diferença entre um sinal de referência e o valor medido da quantidade amostrada. A cada nova janela se obtém o erro quadrático médio (EQM) entre os valores do sinal de entrada e os valores da função característica. Um valor de EQM pequeno indica uma variação mínima. Assim, quanto mais perto EQM estiver de zero, maior é a similaridade entre os sinais. A equação para o erro quadrático médio é dada por:

$$EQM = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N |x(n) - xc(n)|^2 \quad (3.14)$$

em que,

x é um vetor com os valores do sinal de entrada em p.u.;

xc é um vetor com os valores da função características em p.u.;

N é o tamanho da janela.

Com o objetivo de aplicar o filtro de funções características, devem-se criar as janelas de dados a analisar. O objetivo é sincronizar o sinal de entrada com a função senoidal de 60Hz e criar as janelas de dados que possuem um tamanho igual a 1 ciclo de 60 Hz. A janela de dados é sincronizada com a passagem do sinal por zero, do semiciclo negativo para o positivo. O erro quadrático médio fornecido pela função senoidal determina se o sinal de entrada possui ou não uma forma de onda senoidal de 60 Hz, essa saída é chamada de EQM_1 . No caso que EQM_1 supere um ajuste, determina-se uma condição diferente de operação normal, tomando a decisão de bloquear o relé de proteção.

As variáveis EQM_2 e EQM_3 ; refere-se ao erro quadrático médio da função triangular pico negativo e triangular pico positivo, respetivamente. Para o mesmo propósito, um segundo indicador chamado de $Desvio_23$ é calculado a partir dos valores EQM_2 e EQM_3 de modo a detectar se o sinal de entrada sofre deformações (oscilação de potência gera deformação sobre o sinal de tensão e corrente em relação a sua forma senoidal). Este indicador permite conhecer a diferença (dispersão) existente entre a média e os valores do conjunto, conforme mostrado na Figura 20, como segue:

$$Desvio_23 = \left(\left(\frac{\max(EQM_2, EQM_3)}{\frac{EQM_2 + EQM_3}{2}} \right) - 1 \right) \quad (3.15)$$

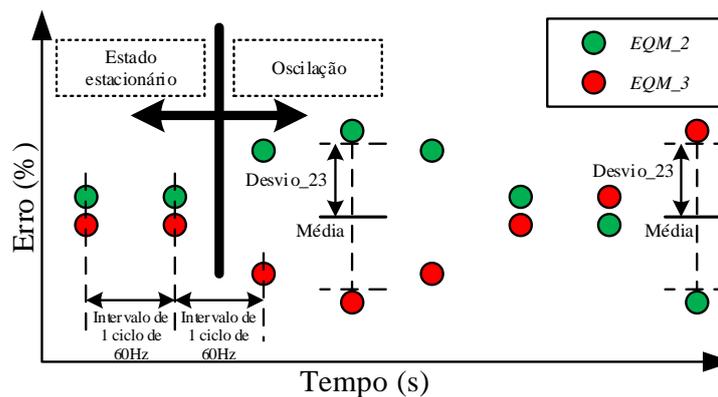
Onde,

$Desvio_23$ é o desvio padrão com respeito à média;

EQM_2 é o erro quadrático médio gerado pela função triangular pico negativo;

EQM_3 é o erro quadrático médio gerado pela função triangular pico positivo.

Figura 20 – Desvio entre a média e os erros quadráticos médios.



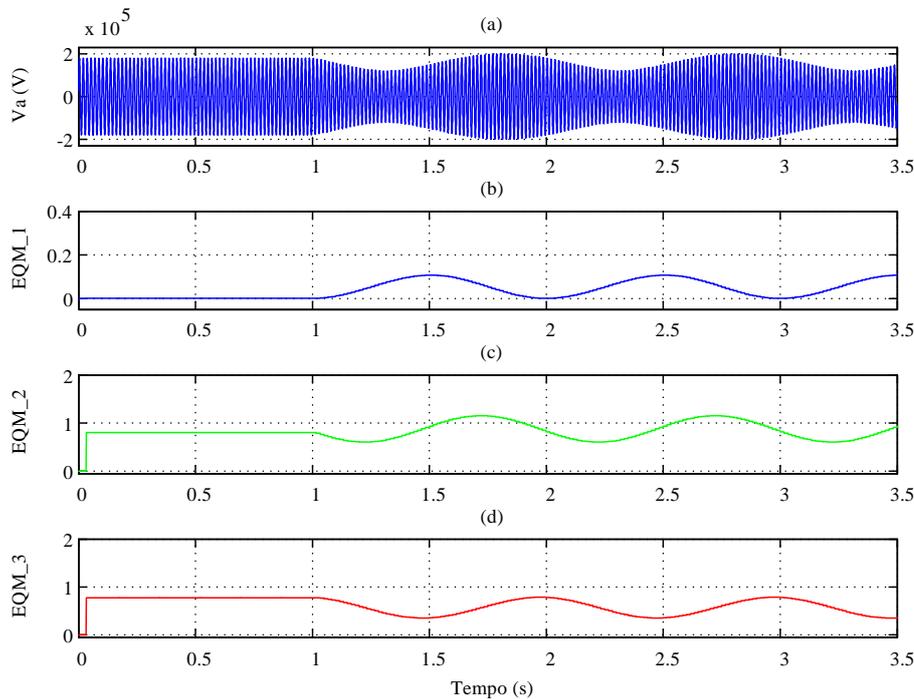
Fonte: produzida pelo autor

A Figura 21 mostra os erros quadráticos médios para uma simulação onde é aplicado um curto-circuito em uma linha vizinha em 1s e isolado depois de 100 ms; fazendo que o relé de proteção em análise experimente um evento de oscilação de potência. Em estado estacionário (tempo de simulação de 0s a 1s), o valor de EQM_1 é próximo de zero, atingindo valores de 0,00117 ou 0,117%. Por outro lado, os valores de EQM_2 e EQM_3 são 0,8981 e 0,8378 respetivamente, utilizando (25) têm-se desvios de aproximadamente 0,03474 ou 3,474%. Pode-se observar que os valores de EQM_1 e $Desvio_23$ possuem valores menores a 0,5% e 3,5% em estado estacionário respectivamente. Assim, para cenários diferentes de estado estacionário, estes valores crescem até superar um ajuste, isto determina que o SEP não se encontra mais nesse estado.

3.3.2 Detector de curto-circuito

Este detector baseia-se na premissa de que a ocorrência de um curto-circuito trifásico sobre uma linha de transmissão resulta na mudança abrupta nas componentes de frequência da

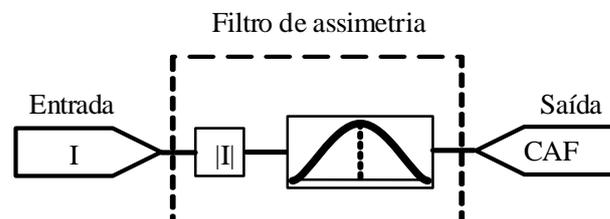
Figura 21 – Resposta do filtro de funções características quando a entrada é o sinal instantâneo da tensão medida.



Fonte: produzida pelo autor

forma de onda da corrente. Para a detecção desta condição do sistema é empregado um filtro que calcula a assimetria de uma distribuição de dados dentro de uma janela com tamanho fixo, de modo a detectar um evento de curto-circuito e desbloquear o relé durante uma condição de oscilação de potência. A Figura 22 mostra o diagrama de processamento do sinal através do filtro, o qual tem como entrada o sinal instantâneo de corrente, em seguida, determina-se o valor absoluto e calcula-se o coeficiente de assimetria do grupo de dados dentro da janela (1 ciclo de 60Hz).

Figura 22 – Diagrama do filtro de assimetria.

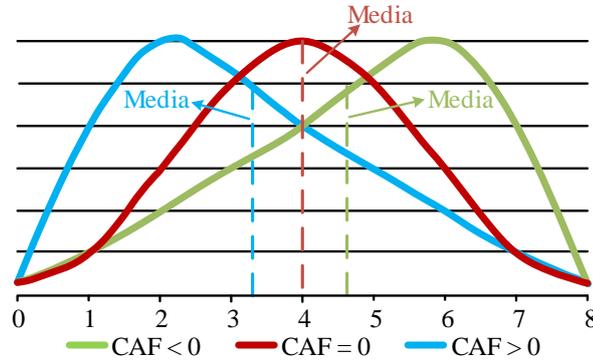


Fonte: produzida pelo autor

Assim, através do filtro de assimetria proposto neste trabalho é obtido o valor do Coeficiente de Assimetria de Fisher (CAF) da corrente e é utilizado para a detecção de curto-circuito durante oscilação de potência. O coeficiente de assimetria é uma medida que indica a simetria de uma distribuição de dados com relação à média sem necessidade de fazer uma representação gráfica. Neste trabalho se emprega o Coeficiente de Assimetria de Fisher (CAF), qual indica a variação do número de elementos a esquerda e direita da média para uma distribuição de dados. Existem três tipos de curva de distribuição segundo sua assimetria: Assimetria negativa, simétrica

e assimetria positiva. A Figura 23 mostra o comportamento da distribuição para cada tipo.

Figura 23 – Coeficiente de Assimetria de Fisher.



Fonte: produzida pelo autor

Entre as condições para classificar o tipo de assimetria temos: Se $CAF < 0$, a distribuição possui uma assimetria negativa e se achata a valores maiores que a média. Se $CAF = 0$, a distribuição é simétrica, ou seja, a distribuição dos dados cumpre a condição de uma distribuição normal. Se $CAF > 0$, a distribuição tem uma assimetria positiva e se achata a valores menores que a média. O CAF avalia a proximidade dos dados a sua média. Considerando a distribuição, o coeficiente de assimetria de Fisher é calculado por:

$$CAF = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^3}{N\sigma^3} \quad (3.16)$$

em que,

\bar{x} é a média da distribuição de dados;

σ é o desvio padrão da distribuição de dados;

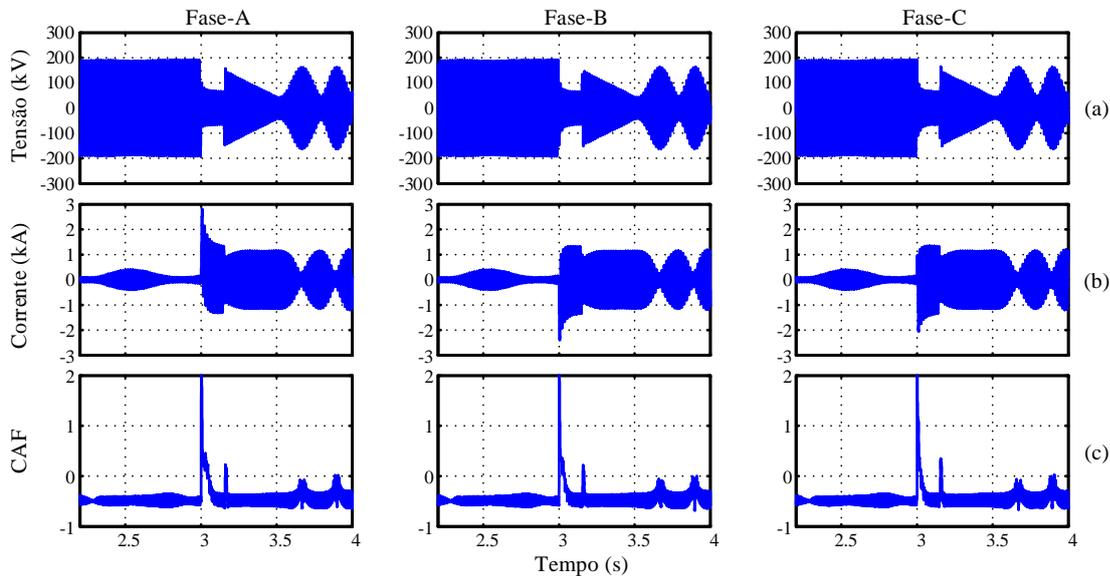
N é o tamanho da distribuição de dados.

O coeficiente de assimetria de Fisher é calculado para uma janela de dados de 1 ciclo de 60 Hz e fornece uma resposta satisfatória quando usada uma frequência de amostragem maior ou igual 1920 Hz, acorde às frequências de amostragem de relés comerciais.

Os sinais de tensão e corrente medidos em cada fase e a saída do filtro de assimetria são mostrados nas Figura 24(a), Figura 24(b) e Figura 24(c), respectivamente. É evidenciado na saída do filtro de assimetria um incremento diferenciado no valor da amplitude quando aplicado curto-circuito em 3 s, como mostra a Figura 24(c). O filtro consegue fornecer uma resposta com um valor diferenciado na ocorrência de curto-circuito comparado com um evento de oscilação de potência. Para faltas durante frequências de oscilação de potência baixas e/ou altas, a distinção do evento de curto-circuito através do filtro é evidente, fornecendo uma referência sólida para a tomada de decisão e posterior reset do bloqueio contra oscilação de potência em relés de proteção. Para o sinal de saída é aplicado um filtro butterworth de segunda ordem passa baixa com frequência de corte igual a 35 Hz de modo a obter uma resposta mais limpa. Também, a fim de facilitar a análise, foram deslocados em 0,5 estes valores no plano das ordenadas considerando como referência o valor do CAF em estado estacionário. Nesse estado, o CAF possui valores próximos a $-0,5$; isto é, um coeficiente de assimetria negativa pelo fato do sinal de entrada do

filtro ter uma distribuição de dados diferente de uma condição de distribuição normal, pois o sinal possui uma distribuição semelhante a uma forma de onda senoidal.

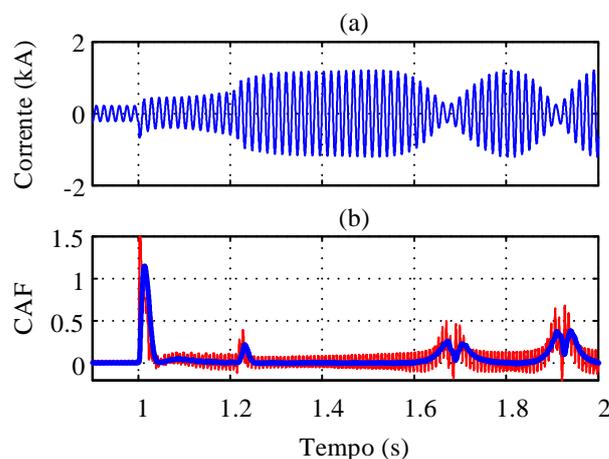
Figura 24 – (a) Sinal instantâneo da tensão para uma falta trifásica simétrica durante oscilação de potência; (b) Sinais de corrente para uma falta trifásica simétrica durante oscilação de potência; (c) Resposta do filtro de assimetria.



Fonte: produzida pelo autor

A Figura 25(a) e Figura 25(b) mostram a entrada e saída do filtro proposto, respectivamente. Finalmente, é obtida uma melhor visualização dos valores do *CAF* depois do filtro passa baixa representados pela linha de cor azul mostrada na Figura 25(b). Pode-se observar que o *CAF* possui valores próximos de zero até $t < 1s$ (estado estacionário). Em $t > 1s$, o *CAF* manifesta uma forte variação obtendo valores maiores que zero, acusando a presença de curto-circuito. O curto-circuito é eliminado em $t = 1,2s$, apresentando uma variação leve nos valores do *CAF* por causa de transitórios.

Figura 25 – Sinal instantâneo da corrente medida pelo relé de proteção; (b) Resposta do filtro de assimetria.



Fonte: produzida pelo autor

Tabela 3 – Valores máximos de *CAF* registrados para diferentes frequências.

Ângulo de carregamento (graus)	Fslip (Hz)	CAF
60	0	0,0047
60	0,5	0,0065
60	1	0,0673
60	2	0,1866
60	3	0,3059
60	4	0,4125
60	5	0,4791
60	6	0,5497
60	7	0,6671
60	8	0,6876
60	9	0,7215

Para $t > 1,6s$, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) apresenta frequências baixas de oscilação resultando em pequenas variações do *CAF*, o valor do *CAF* vai depender da frequência de oscilação presente no SEP. A Tabela 3 apresenta os valores máximos de *CAF* registrados para diferentes frequências de oscilação. Para obter estes valores foi implementado um sistema teste com duas fontes conectadas através de uma linha de transmissão (Linha 6-9 com dados equivalentes do IEEE-9 Bus System), onde foram variadas suas frequências e definido um carregamento de 60°.

A Figura 26 mostra o comportamento do *CAF* para frequências de oscilação de 0 Hz, 1 Hz, 3 Hz, 6 Hz e 7 Hz. Pode-se observar que o *CAF* alcança valores menores de 0,0673 para frequências de oscilação menores a 1 Hz. Para o caso de 6 Hz, o *CAF* alcança 0,5497. Para 7 Hz, o *CAF* alcança valores até 0,6671.

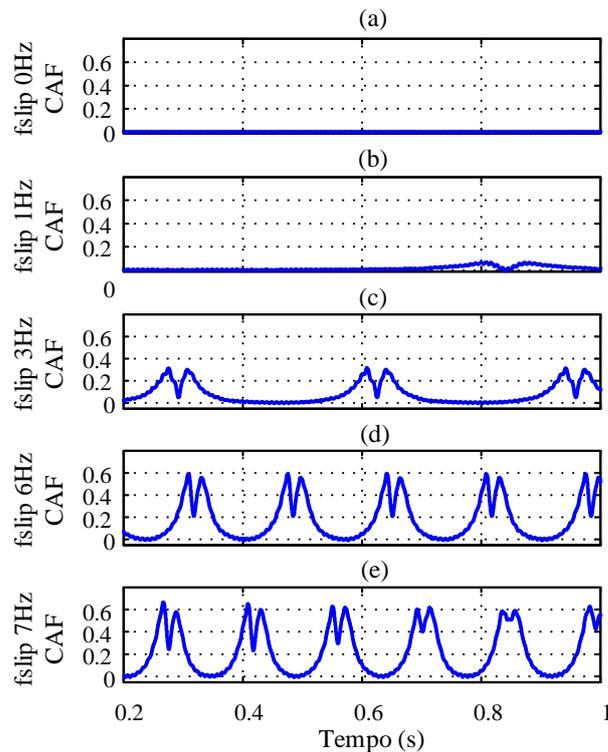
A Figura 27 mostra o fluxograma que emprega a metodologia para cumprir seu objetivo de desbloquear o relé de distância em presença de curto-circuito durante oscilação de potência. No bloco 1, o relé de proteção amostra os sinais de tensão e corrente a 64 apc (3,84kHz); se existir oscilação de potência o relé ativa sua função PSB. O bloco 2, avalia se a função PSB está ativa ou não. Se ativada a função PSB, o método executa o filtro de assimetria sobre o sinal de corrente para as fases A, B e C (bloco 3). Obtidos os *CAF* para cada fase, compara-se estes valores com o ajuste *CAF_set* (bloco 4). Se a sentença do bloco 4 é satisfeita, o método desativará a função PSB (bloco 5), inibindo a operação do relé de distância. Se a sentença do bloco 4 não é satisfeita, se procede a verificar se o valor RMS das tensões nas fases superam o ajuste preestabelecido de 0,7 p.u. (bloco 6). O bloco 6 se encarrega de ativar a função PSB quando a falta já foi extinguida.

O critério de reset do detector de curto-circuito deve garantir um tempo mínimo de modo que o disjuntor receba o sinal de abertura e isole o defeito. O critério de reset proposto teve um desempenho satisfatório para os casos aqui simulados.

3.3.3 O algoritmo do MEFCA e definição de ajustes

Propõe-se um esquema de bloqueio contra oscilações de potência e desbloqueio em evento de curto-circuito durante oscilação empregando os detectores mencionados anteriormente,

Figura 26 – (a) CAF para uma f_{slip} de 0 Hz; (b) CAF para uma f_{slip} de 1 Hz; (c) CAF para uma f_{slip} de 3 Hz; (d) CAF para uma f_{slip} de 6 Hz; (e) CAF para uma f_{slip} de 7 Hz.



Fonte: produzida pelo autor

o fluxograma detalhado da proposta é apresentado na Figura 28. A partir dos sinais instantâneos de tensão obtemos os valores dos erros quadráticos médios EQM_1 , EQM_2 e EQM_3 e por tanto o $Desvio_{23}$. Por outro lado, a partir dos sinais instantâneos de corrente obtemos os valores do CAF para cada fase.

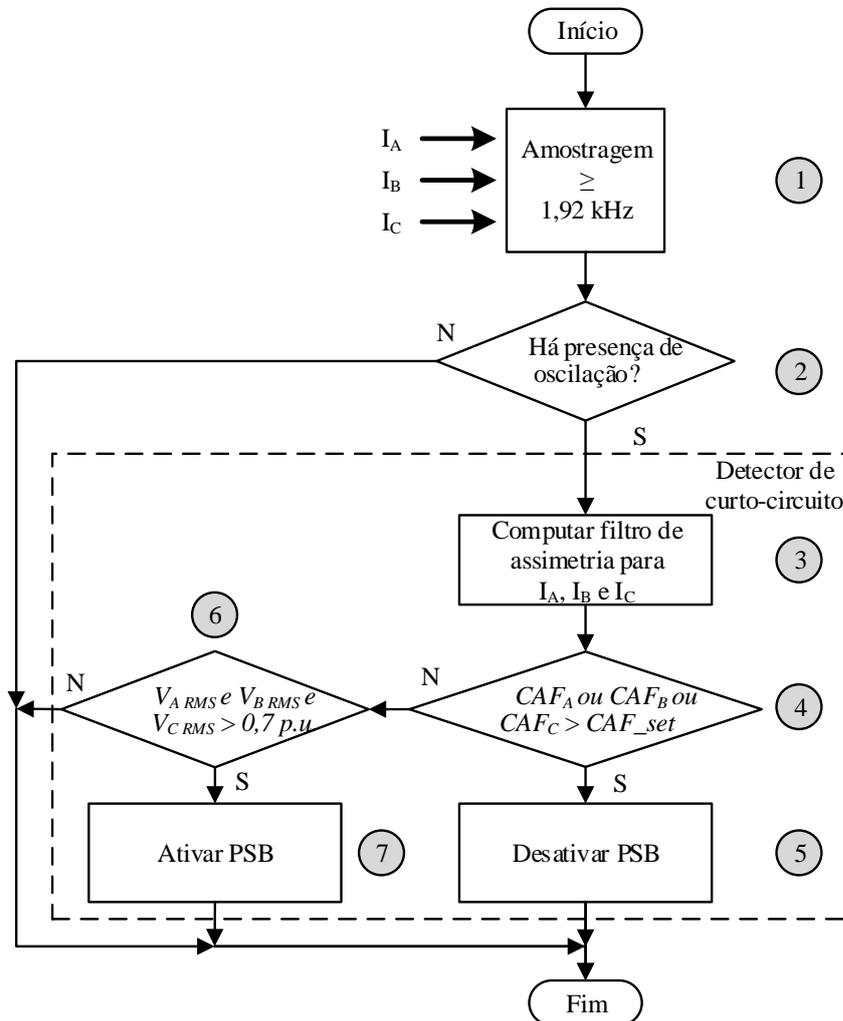
Primeiramente, são amostramos os sinais instantâneos a uma frequência de amostragem de 3,84kHz representado pelo bloco 1 e aplicados os filtros para obter EQM_1 , $Desvio_{23}$ e CAF para cada fase como mostra o bloco 2. O bloco 3 avalia se os indicadores EQM_1 e $Desvio_{23}$ são maiores que O_{set} . Caso satisfeita a condição do bloco 3, o bloco 4 indica uma condição de oscilação de potência.

No bloco 5, é avaliado se o indicador CAF é maior que o ajuste CAF_{set} ; este bloco tem a função de detectar um evento de curto-circuito durante oscilação de potência. Se satisfeito o bloco 5, é ativada a função PSB do relé de distância através do bloco 6. Se não é satisfeito o bloco 5, se procede ao bloco 7, onde se verifica o valor das tensões RMS de modo a ativar a função PSB (bloco 12).

No caso do indicador de presença de oscilação for ativada pelo bloco 4 e na amostra seguinte o bloco 3 negue a afirmação, os blocos 8, 9, 5, 7 e 12 vão manter o bloqueio do relé de distância, e só será desbloqueado em presença de curto-circuito. Para a mesma condição do bloco 3 negar a afirmação, os blocos 8, 9, 10 e 11 supõem uma mudança de condição de oscilação a estado estacionário sujeita a uma temporização definida pelo contador CO através do $ajuste_{CO}$, desbloqueando o relé de distância.

O algoritmo possui os seguintes ajustes: CAF_{set} , O_{set} e $ajuste_{CO}$. Estes ajustes

Figura 27 – Fluxograma do detector de curto-circuito proposto.



Fonte: produzida pelo autor

foram baseados nos resultados obtidos das simulações de diversas condições de oscilação de potência e curto-circuito durante oscilação de potência. Para definir os ajustes, foi empregado um sistema de duas fontes (dados equivalentes do IEEE-9 Bus System) conectadas através de uma linha de transmissão (Linha 6 – 9 com $0,20631 + j0,8993$ Ohm/km e 100km de comprimento), onde o Centro Elétrico (CE) cruza na metade da LT. Considerando que δ é o ângulo de fase entre as fontes e as tensões e impedâncias ficam constantes, existe uma interpretação geométrica como mostra a Figura 29. Quando Z_R alcança a linha Z_L ($\delta = 180^\circ$) o relé medirá uma impedância igual à que se mede quando ocorre um curto-circuito trifásico, este ponto é chamado de CE. Neste ponto um curto-circuito trifásico é difícil de ser detectado.

O ajuste CAF_{set} é baseado nos valores do CAF gerados pelos sinais das correntes quando $\delta = 180^\circ$, os quais são similares a um curto-circuito trifásico simétrico no ponto CE, como mencionado acima. O procedimento realizado é:

- i) Gerar sinais de tensão e corrente com ângulos de potência menor a 180° ($\delta < 180^\circ$)

no momento da mudança de δ , foram analisados 16 pontos dentro de uma janela de 1 ciclo de 60 Hz posterior ao tempo inicial ($t = 2$ s); com o anterior garantimos obter os casos onde há uma mínima presença da componente contínua (DC). Finalmente, o ajuste foi baseado nos seguintes critérios: i) O CAF não deve superar o ajuste CAF_{set} na presença de frequências de oscilação menores a 6 Hz e ii) para detectar curto-circuito trifásico pelo menos uma das fases deve obter um CAF que supere o ajuste. Assim, com um CAF_{set} igual a 0,6 é possível detectar curto-circuito trifásico quando aplicado em um $\delta \leq 120^\circ$.

Para definir o valor de ajuste de O_{set} , observam-se os valores de EQM_1 e $Desvio_23$ gerados quando o SEP se encontra em estado estacionário. Neste cenário foram observados que os valores de EQM_1 e $Desvio_23$ são menores a 0,5% e 3,5%, respectivamente. Assim, um valor de 3,5% poderia ser definido como O_{set} , mas não seria o valor ótimo. Com o objetivo de encontrar um valor de O_{set} adequado, obtêm-se os valores de EQM_1 e $Desvio_23$ para simulações sob as seguintes condições:

i) Variações na magnitude do valor pico da fonte de tensão de 0,8 p.u. e 1 p.u. sem presença de frequência de oscilação ($f_{slip} = 0$), de modo a ser tolerante a estes cenários operativos;

ii) Variações da relação sinal ruído (SNR) entre 10 dB e 40 dB, de modo a encontrar um valor de ajuste imune aos mesmos.

A Tabela 4 mostra os valores EQM_1 e $Desvio_23$ encontrados para uma tensão com valor pico de 1 p.u. e 0,8 p.u com variações de SNR de 10 dB a 40 dB. Pode-se observar valores menores que 8% para os dois indicadores nos casos aqui simulados. Assim, para definir o valor de O_{set} , selecionamos um caso crítico com uma tensão de 0,8 p.u. (mínima tensão em operação normal é 0,95 p.u.) e com um ruído de 10dB (ruídos normalmente presentes em relés de proteção com $SNR > 40$ dB), onde os valores de EQM_1 e $Desvio_23$ são 7,735% e 7,429%, respectivamente; baseado no anterior foi definido um ajuste igual a 10% para o ajuste O_{set} . Com este valor de ajuste, conseguimos minimizar falsas detecções de oscilação de potência em cenários operativos de rotina e contingência.

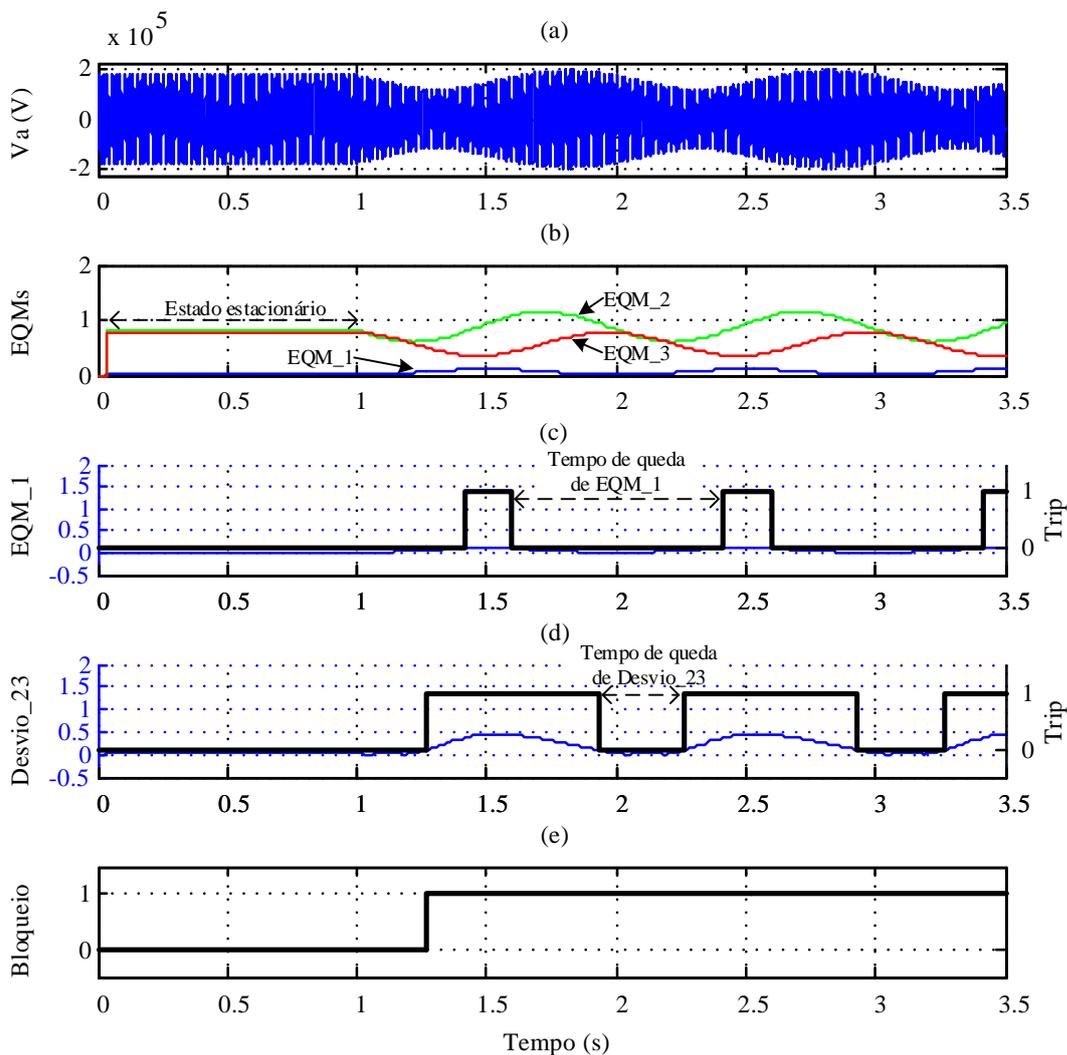
Tabela 4 – Valores de referência de EQM_1 e $Desvio_23$ para definição de ajuste.

Vpico (p.u.)	SNR (dB)	EQM_1 (%)	$Desvio_23$ (%)
1	Não aplicado	0,128	1,923
1	40	0,143	2,049
1	30	0,204	2,575
1	20	0,806	3,701
1	10	6,360	6,846
0,8	Não aplicado	2,966	3,141
0,8	40	2,937	3,059
0,8	30	3,048	3,298
0,8	20	3,436	3,842
0,8	10	7,735	7,429

Por último, a temporização definida pelo ajuste de tempo $ajuste_{CO}$ permite manter o bloqueio do relé quando EQM_1 e $Desvio_23$ são menores que o O_{set} enquanto a condição de “presença de oscilação” está ativa. Depois de iniciada a oscilação de potência e transcorrido um tempo, os sinais instantâneos que estavam deformados pela oscilação de potência, voltam a sua forma normal por um tempo curto e logo se deformam novamente, a esta condição a chamamos

de ponto de equilíbrio da oscilação. Nessa condição os valores de EQM_1 e $Desvio_23$ são menores que o ajuste O_set , acusando que não há oscilação gerando um sinal de zero no $trip$ que detecta oscilação por um período curto de tempo que depende da frequência de oscilação como mostra a Figura 30. Estes períodos de tempo são chamados de “Tempos de queda” e variam em função de f_{slip} como mostra a Tabela 5. A partir desses tempos, é definido o valor da temporização, a qual decide se a condição de oscilação de potência mudou para uma condição de estado estacionário.

Figura 30 – Representação dos tempos de queda para EQM_1 e $Desvio_23$ para uma f_{slip} de 1Hz; (a) Sinal instantâneo da tensão da fase A; (b) Erros quadráticos médios; (c) EQM_1 e $trip$ quando supera o ajuste O_set ; (d) $Desvio_23$ e $trip$ quando supera o ajuste O_set ; (e) Sinal de bloqueio contra oscilação de potência.



Fonte: produzida pelo autor

Estes valores de tempo são referentes ao valor de O_set igual a 10% proposto neste trabalho. Para uma baixíssima frequência de oscilação ($f_{slip} = 0,05$ Hz) foi encontrado um tempo de queda de 16,68 s e 6,75 s para EQM_1 e $Desvio_23$, respectivamente. Porém, uma temporização de 7 s é adequada na decisão de desbloquear o relé quando mudar de uma condição de oscilação de potência a estado estacionário, garantindo o bloqueio para essas baixíssimas frequências de oscilação.

Tabela 5 – Registro de tempos de queda em função de f_{slip} durante o ponto de equilíbrio da oscilação para um O_{set} igual a 10%.

f_{slip} (Hz)	Tempo de queda de EQM_1 (s)	Tempo de queda de $Desvio_23$ (s)
0,05	16,680	6,750
0,1	8,354	3,380
0,5	1,667	0,667
1	0,817	0,333
2	0,417	0,183
3	0,267	0,117
4	0,200	0,084
5	0,166	0,067
6	0,133	0,067
7	0,117	0,050
8	0,100	0,033
9	0,083	0,033

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou dois métodos para bloqueio contra oscilação de potência. O primeiro método, chamado de MEF, monitora o comportamento do sinal da potência ativa vista pelo relé, estimando sua frequência de oscilação. Este método analisa a assinatura da frequência de oscilação e, através desta, consegue diferenciar entre oscilação e um evento diferente de oscilação através do ângulo de inclinação entre amostras de f_{osc} . O segundo método, chamado de MEFCA, monitora os erros quadráticos médios gerados pelas funções características mencionadas acima e o CAF de modo a detectar oscilação de potência e falta durante oscilação, respectivamente. Os métodos propostos possuem equacionamentos simples, viabilizando a sua implementação. Na próxima seção, serão apresentados os resultados dos testes realizados para os métodos propostos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Para a obter os sinais de corrente e tensão em eventos de oscilação de potência foram geradas simulações dispendo do software DIGSILENT PowerFactory® cujos resultados foram exportados para o Matlab®. O método proposto foi implementado no software Matlab®. Neste capítulo, é avaliada a técnica apresentada no capítulo anterior, cujo objetivo é detectar oscilações de potência e bloquear efetivamente, assim como a capacidade de desbloquear para eventos diferentes de oscilação de potência. Para um entendimento preliminar do método proposto, são detalhados três casos típicos analisados pela comunidade acadêmica. Estes são: oscilação estável, oscilação instável e falta durante oscilação. Os resultados obtidos para todas as simulações, assim como outras considerações são mostradas a seguir.

4.2 SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY® - MODULO DE ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS

Este software permite realizar a simulação digital dos sistemas elétricos de potência. O módulo de transitórios pode realizar estudos de comportamento dinâmico de sistemas elétricos de potência. Para isso são considerados eventos de simulação como curtos-circuitos, partida de motores, saída e entrada de elementos da rede como abertura de linhas de transmissão, entre outros. Também se pode observar o comportamento de diferentes tipos de variáveis da rede no tempo ou em função de outras variáveis como: fasor de tensão e corrente em valores reais ou p.u., ângulos de potência para motores e geradores, tensão interna e corrente de excitação de máquinas síncronas. Neste módulo podem ser realizados estudos de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos.

No módulo de Transitórios Eletromagnéticos (EMT) os sinais de tensão e corrente estão representados em seus valores instantâneos e podem-se simular eventos simétricos e assimétricos. Por outro lado, o módulo de Transitórios Eletromecânicos (RMS) resolve um sistema elétrico usando equações fasoriais. O processo realizado para uma simulação de transitórios eletromecânicos é o seguinte: Cálculo dos valores iniciais, o qual é definido pelo fluxo de carga. Definição de eventos de simulação e de variáveis a serem monitoradas com opção de observação em gráficos, e troca de ajustes nos eventos de simulação.

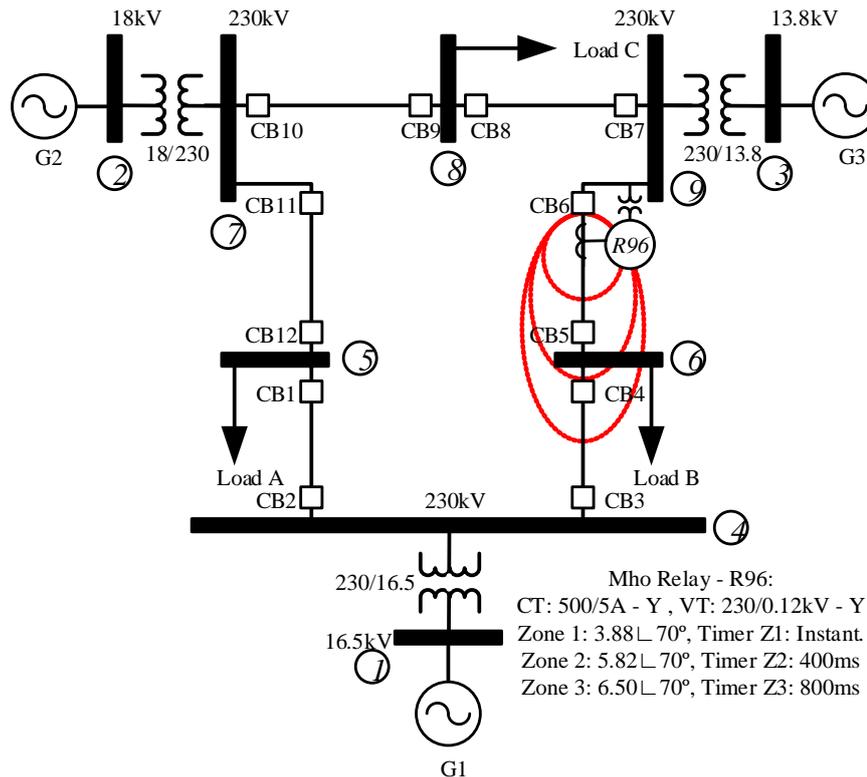
4.3 SISTEMA TESTE - IEEE-9 BARRAS

Para avaliar a metodologia proposta é usado o sistema IEEE-9 Barras (Western Systems Coordinating Council) mostrado na Figura 31. Os parâmetros usados para o sistema IEEE-9 Bus foram obtidos em (ANDERSON; FOUAD, 2003). Para as simulações, foram implementados os reguladores de tensão e velocidade para os geradores envolvidos. Utilizaram-se os programas DIGSILENT PowerFactory® para simular o sistema elétrico de potência e Matlab® para analisar os dados obtidos. Os sinais instantâneos de corrente e tensão são amostrados a 3,84 kHz (64 apc) pelo relé R96. É usado um transformador de corrente (TC) com relação de 500/5 A e transformador de tensão (TP) com relação de 230/0,12 kV. Os ajustes das zonas características 1, 2 e 3 são $0,8 \times Z_{L69}$, $1,2 \times Z_{L69}$ e $Z_{L69} + 0,5 \times Z_{L46}$, respectivamente. O relé de distância

R96 está alocado sobre a linha de transmissão conectada entre as barras 6 e 9. Para este sistema teste os métodos foram ajustados como segue:

- i) Para o método MEF foi definido um ajuste de $Th_{dP/dt} = 20$;
- ii) Para o método MEFCa os ajustes definidos para O_{set} e CAF_{set} são 0,1 e 0,6, respectivamente.

Figura 31 – Western Systems Coordinating Council (WSCC) – sistema 9 barras.



Fonte: adaptado de (ANDERSON; FOUAD, 2003)

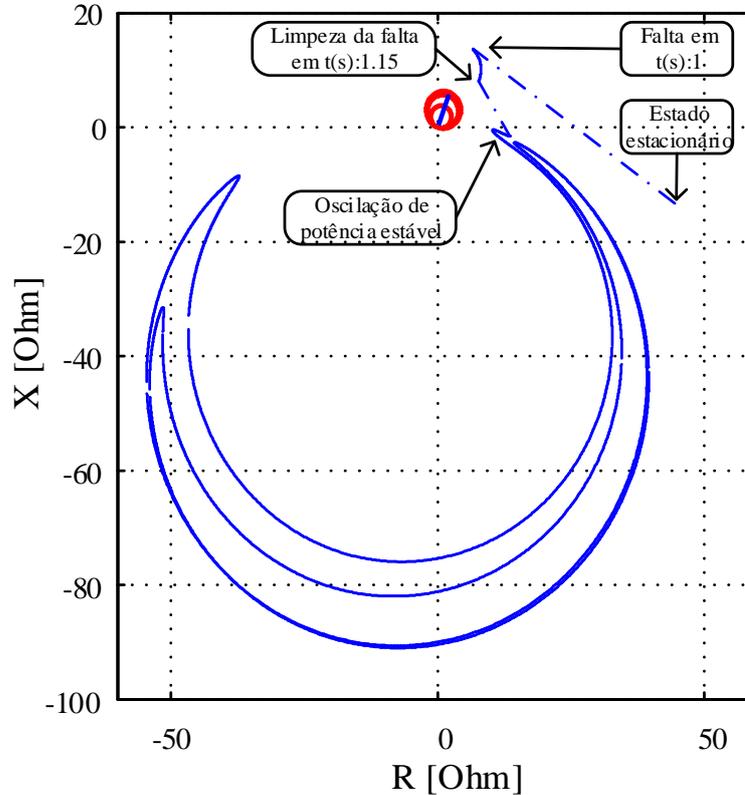
O relé de distância R96 é uma ótima escolha para ser analisado durante o fenômeno de oscilação de potência, já que se encontra perto do centro elétrico do sistema, onde geralmente os métodos não conseguem distinguir curto-circuito trifásico de oscilação de potência. Para a validação do desempenho da metodologia proposta foram analisados os seguintes casos de estudo: i) oscilação de potência estável; ii) curto-circuito durante oscilação de potência e iii) oscilação de potência instável. Os parâmetros dos elementos do sistema teste e configuração das zonas de proteção do relé de distância podem ser encontrados nos apêndices A e B, respectivamente.

4.4 OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA ESTÁVEL

O evento de oscilação estável é gerado aplicando um curto-circuito trifásico na metade da linha de transmissão conectada entre as barras 4 e 5, em $t = 1$ s. A duração da falta é 150 ms, isolada pelos disjuntores CB1 e CB2. A Figura 32 mostra a trajetória da impedância aparente vista pelo relé na barra 9 durante a simulação. Pode-se observar que a trajetória da impedância não cruza as zonas de operação do relé de distância e amortece até se localizar em um novo

ponto de operação, caracterizando-se assim uma oscilação estável. Também são mostrados os momentos em que a falta é aplicada e isolada (linha 4-5).

Figura 32 – Diagrama R-X para uma oscilação de potência estável.



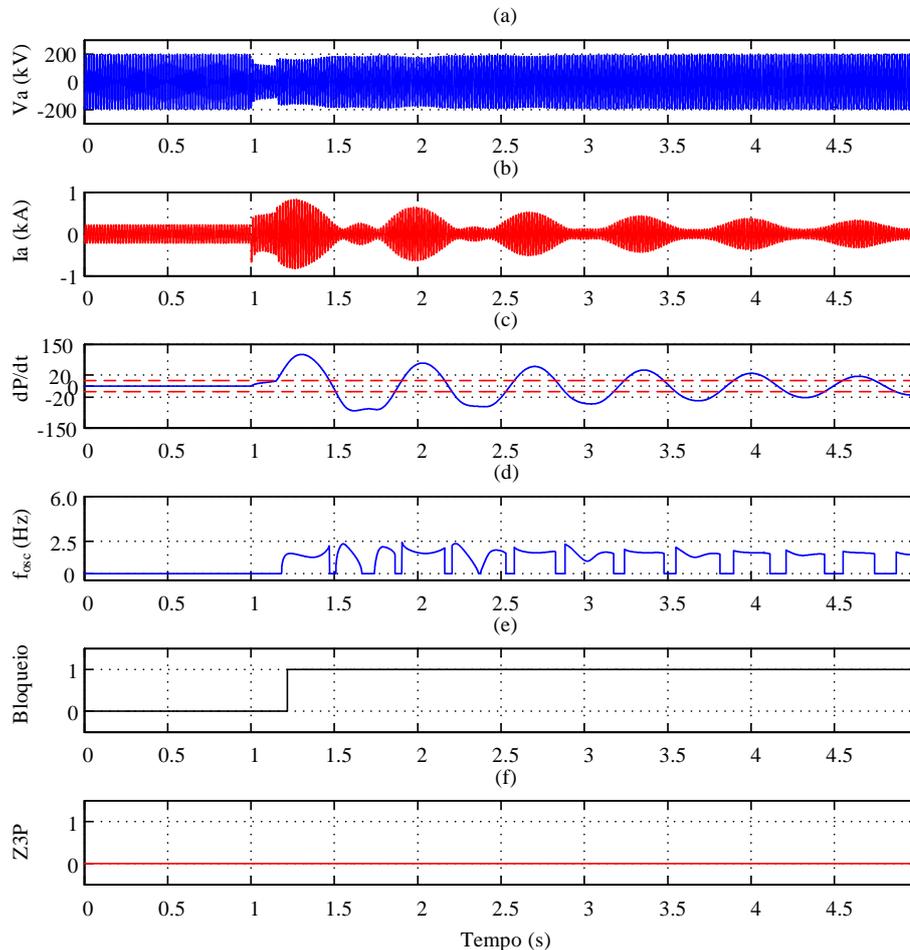
Fonte: produzida pelo autor

4.4.1 Desempenho do método MEF

Para uma oscilação estável, o método MEF teve um funcionamento satisfatório, ativando o bloqueio na presença do fenômeno de oscilação de potência como mostra a Figura 33. Nas Figura 33(a) e Figura 33(b), observa-se como os sinais instantâneos de tensão e corrente sofrem deformações pela presença de frequências de oscilação no SEP, logo depois da extinção da falta ($t = 1,150$ s), sendo o sinal de corrente quem apresenta maior deformação. A Figura 33(c) mostra a derivada da potência ativa e as linhas vermelhas referem-se ao pick-up de ajuste; no instante em que o ajuste de pick-up é superado, a f_{osc} é estimada, observa-se que seus valores não superam os 2,5 Hz como mostrado na Figura 33(d). O MEF processa todas as informações anteriores e ativa o bloqueio em 1,218 s, bloqueando o relé de distância enquanto o sistema está oscilando como mostra a Figura 33(e). Para uma oscilação de potência estável, o MEF mostra um desempenho satisfatório, bloqueando (Bloqueio = 1) durante toda a oscilação e só vai desbloquear (Bloqueio = 0) quando a derivada da potência ativa seja menor que o seu pick-up de ajuste por mais de 4 s.

Na Figura 33(f), pode-se observar que o sinal de partida da zona 3 não sensibilizou durante o cenário de oscilação, isto porque a impedância aparente não chega a entrar nas zonas de operação do relé de distância como mostra a Figura 32. O método não apresentou dificuldades

Figura 33 – Oscilação de potência estável; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Derivada da potência; (d) Frequência de oscilação estimada; (e) Sinal de bloqueio; (f) Sinal de partida da zona 3 do relé de distância em análise.



Fonte: produzida pelo autor

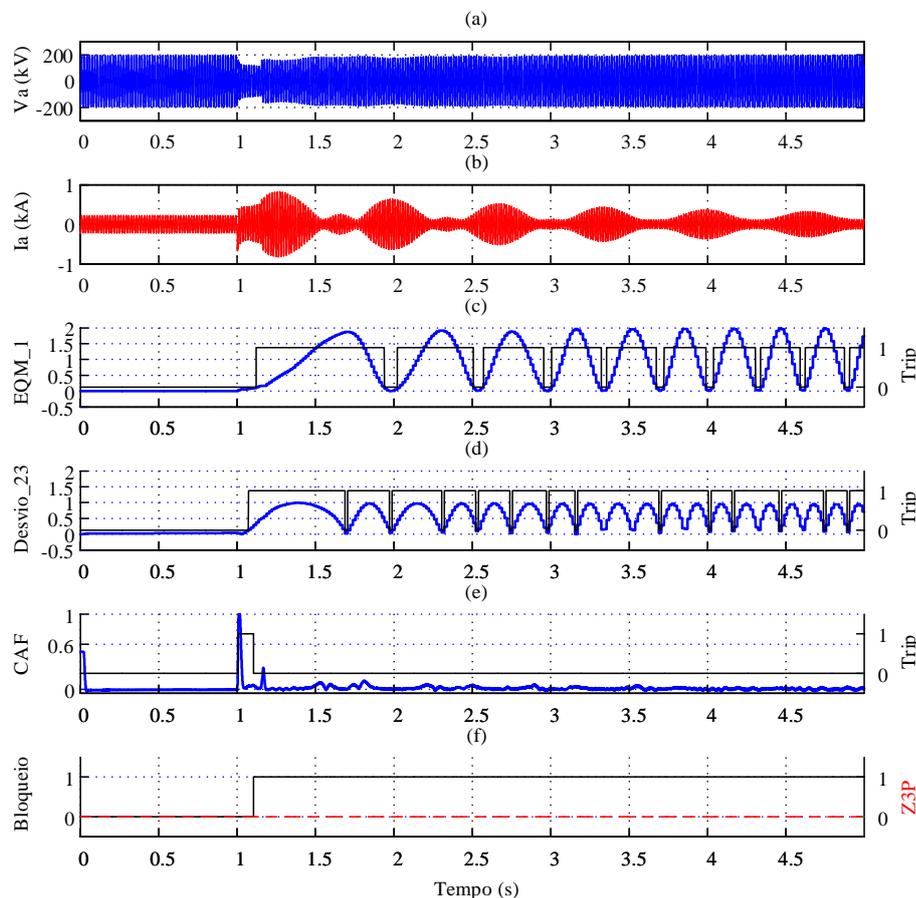
em detectar oscilação de potência, mostrando-se efetivo para cenários de oscilação estável e ativando o bloqueio adequadamente.

4.4.2 Desempenho do método MEFCA

Para este cenário, o MEFCA teve um funcionamento satisfatório, ativando o bloqueio na presença de oscilação de potência como mostra a Figura 34. Os sinais instantâneos de tensão e corrente são mostrados em Figura 34(a) e Figura 34(b), respectivamente. A Figura 34(c) mostra o Erro Quadrático Médio sobre a função senoidal e seu *trip* para o ajuste definido. Pode-se observar também o *Desvio_23* e *CAF* com os seus respectivos *trip* como mostrados nas Figura 34(d) e Figura 34(e), respectivamente. Em $t = 1$ s, o MEFCA através do *CAF* e seu ajuste, consegue detectar curto-circuito na linha vizinha. O detector de oscilação monitora os erros calculados e gera um alarme da existência de deformação no sinal instantâneo da tensão através do ajuste definido. Pode-se observar que o MEFCA ativa o bloqueio em $t = 1,105$ s como mostra a Figura 34(f), mas o curto-circuito se extingue em $t = 1,150$ s; quer dizer que o bloqueio permanece inativo durante os primeiros 105 ms depois de iniciado o curto-circuito ($t = 1$ s), dando o tempo

necessário para a proteção atuar e enviar o sinal de abertura ao disjuntor responsável. Nos 45 ms restantes do curto-circuito, o bloqueio é ativo por causa do critério usado para o reset do *trip* do detector de curto-circuito aqui proposto. A Figura 34(e) mostra o coeficiente de assimetria resultante sob condições de oscilação estável de potência. Depois de isolada a falta, o sistema elétrico oscila até se localizar em um novo ponto de operação. Pode-se observar que, no início da simulação, o MEFCA identifica o evento de falta (falta ocorre em 1 s) na linha adjacente (linha 4-5) em 6 ms. Pode-se observar que no momento do curto circuito, a magnitude do *CAF* supera o ajuste predefinido de 0,6 detectando curto-circuito. Por outro lado, a abertura dos disjuntores gera assimetria, mas não supera o ajuste. Para o resto da simulação, o valor de *CAF* não supera o ajuste, a oscilação amortece com o tempo, gerando frequências baixas de oscilação.

Figura 34 – Oscilação de potência estável; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Erro quadrático médio sobre a função senoidal; (d) Desvio dos *EQM_2* e *EQM_3*; (e) Coeficiente de assimetria de Fisher; (f) Sinais de bloqueio e partida da zona 3 do relé de distância.



Fonte: produzida pelo autor

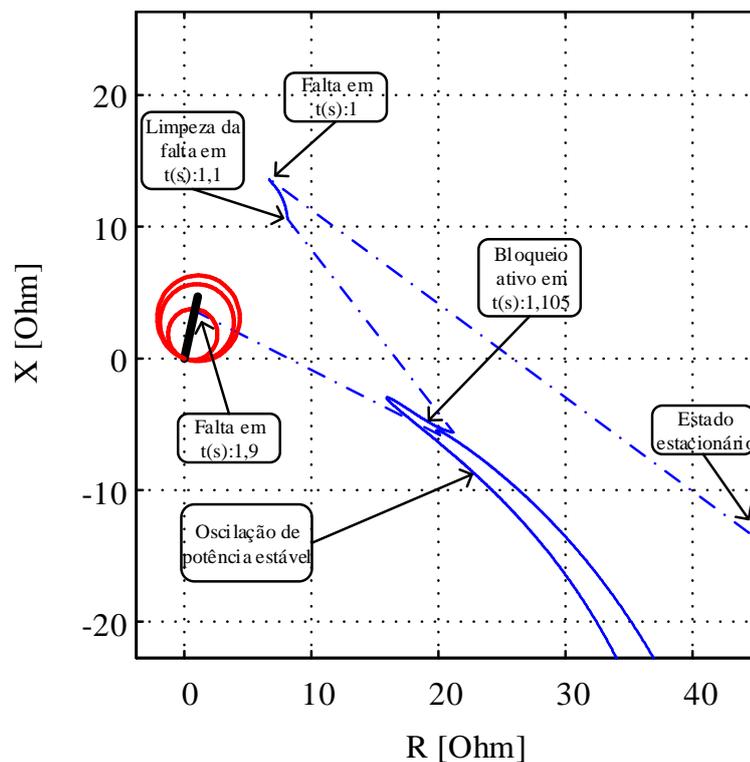
Na Figura 34(f), pode-se observar que o sinal de partida da zona 3 não sensibilizou durante o cenário de oscilação, isto porque a impedância aparente não chega a entrar nas zonas de operação do relé de distância como mostra a Figura 32. O método apresentou um desempenho satisfatório em detectar curto-circuito, mesmo na linha vizinha, mantendo inativo o bloqueio. O detector de oscilação apresentou um desempenho satisfatório para a detecção de uma condição diferente de estado estacionário. Na ativação do bloqueio na presença de oscilação de potência, o MEF demorou 113 ms a mais que o MEFCA. O MEFCA mostrou-se efetivo para cenários de

oscilação estável, ativando o bloqueio adequadamente.

4.5 CURTO-CIRCUITO DURANTE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA

Um curto-circuito trifásico na metade da linha de transmissão conectada entre as barras 4 e 5 é aplicado em $t = 1$ s. A duração da falta é 100 ms e é isolada por CB1 e CB2. Em 1,9 s, um curto-circuito trifásico é aplicado em 75% do comprimento da linha 6-9 supervisionada pelo relé R96. A duração da falta é 100 ms, a falta se extingue e não há abertura de disjuntores. Neste caso, a impedância aparente não cruza pelas zonas do relé de distância durante oscilação. No momento da falta sobre a linha 6-9, a impedância se desloca rapidamente dentro das zonas de operação do relé, sensibilizando a proteção de distância como mostra a Figura 35. Quando a falta se extingue, o sistema retornará a seu estado oscilatório até amortecer e se localizar em um novo ponto de operação.

Figura 35 – Diagrama R-X para curto-circuito durante oscilação de potência.



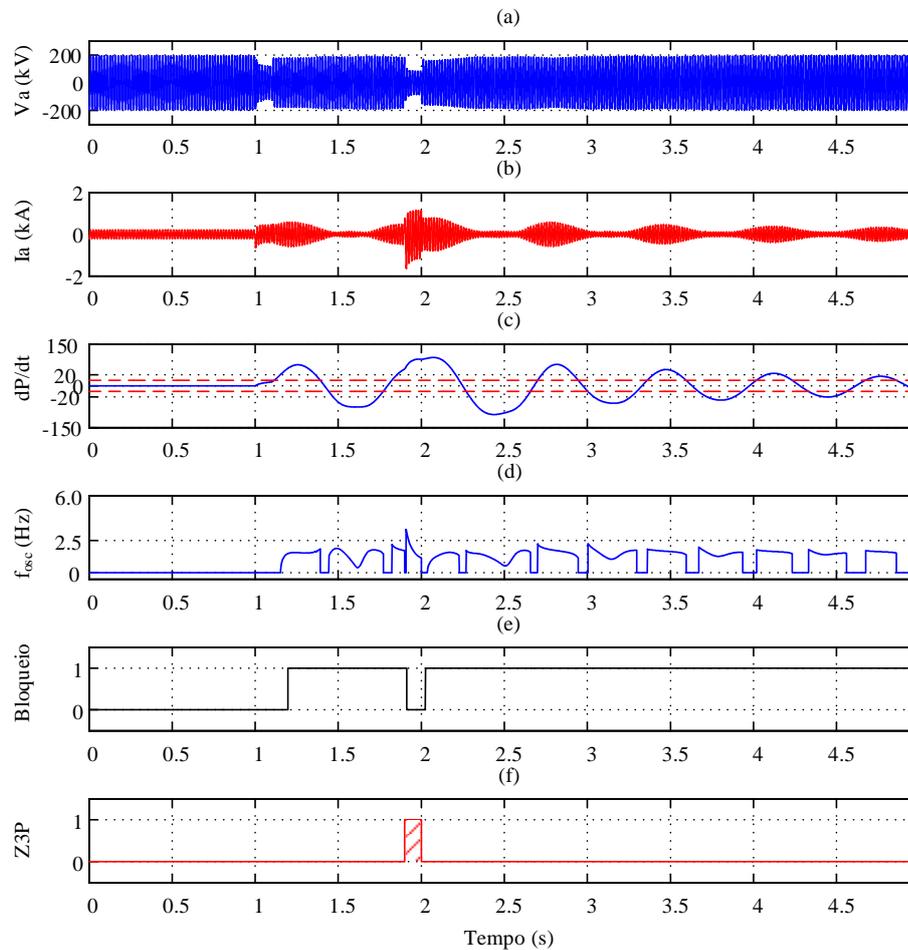
Fonte: produzida pelo autor

4.5.1 Desempenho do método MEF

Para este caso, o MEF teve um funcionamento satisfatório, ativando o bloqueio na presença do fenômeno de oscilação de potência e desbloqueando no momento do curto-circuito, como mostrado na Figura 36. Nas Figura 36(a) e Figura 36(b), observa-se como os sinais instantâneos de tensão e corrente sofrem deformações pela presença de frequências de oscilação no SEP, logo depois da extinção da primeira falta em $t = 1,100$ s.

A Figura 36(c) mostra a derivada da potência ativa e seu pick-up de ajuste; no instante em que o ajuste de pick-up é superado, a f_{osc} é estimada, observa-se que seus valores não superam os 2,5 Hz em um tempo menor a 1,9 s como mostrado na Figura 36(d). Podemos observar que uma falta durante oscilação produz uma mudança repentina na estimação da frequência com valores maiores a 2,5 Hz e uma inclinação θ_i maior que 85° . Esta última condição acusa um evento diferente de oscilação (curto-circuito em 1,9 s). Nas Figura 36(e) e Figura 36(f), são mostrados o bloqueio e o sinal de partida da zona 3 da proteção de distância.

Figura 36 – Curto-circuito durante oscilação de potência; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Derivada da potência; (d) Frequência de oscilação estimada; (e) Sinal de bloqueio; (f) Sinal de partida da zona 3 do relé de distância.



Fonte: produzida pelo autor

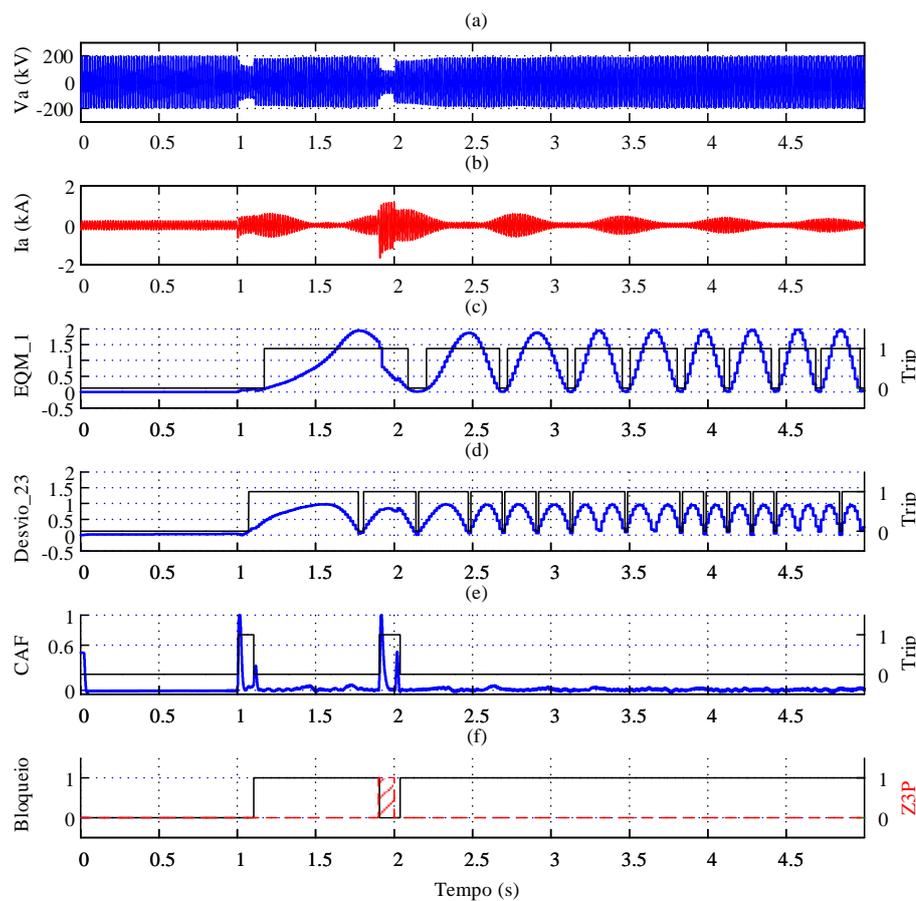
Para a simulação, o MEF ativa o bloqueio em 1,197 s. Pode-se observar que o relé é bloqueado em 1,197 s e desbloqueado em 1,913 s e bloqueado novamente em 2,025 s. O curto-circuito aplicado em 1,9 s é detectado pela zona de operação do relé de distância (partida da zona 3 ativada em 1,9 s e desativada em 2 s) como mostrado na Figura 36(f). O método proposto desbloqueia o relé no instante de 1,913 s, identificando o evento de falta em um período de 13 ms. Depois que a falta é extinta, o método bloqueia novamente o relé de distância no instante 2,025 s, cumprindo seu objetivo de bloqueio durante oscilação de potência e desbloqueio em curto-circuito. Neste caso, o MEF mostra um desempenho satisfatório, bloqueando a proteção de distância em oscilação e desbloqueando em curto-circuito durante oscilação. O método

não apresentou dificuldades em detectar e diferenciar oscilação de potência e curto-circuito, mostrando um funcionamento adequado.

4.5.2 Desempenho do método MEFCA

Para esta simulação, o MEFCA teve um funcionamento satisfatório, bloqueando e desbloqueando a proteção de distância na presença de oscilação de potência e curto-circuito, respectivamente, como mostra a Figura 37. Os sinais instantâneos de tensão e corrente durante a simulação são mostrados em Figura 37(a) e Figura 37(b), respectivamente. A Figura 37 (c) mostra o erro quadrático médio sobre a função senoidal e seu *trip* para o ajuste definido. Do mesmo modo, a Figura 37(d) mostra o valor do *Desvio_23* e seu *trip*. Observa-se, que em uma condição diferente a estado estacionário e deformação dos sinais de tensão, os valores de dos erros variam; porém, através do ajuste O_{set} , uma condição de oscilação de potência é detectada.

Figura 37 – Curto-circuito durante oscilação de potência; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Erro quadrático médio sobre a função senoidal; (d) Desvio dos EQM_2 e EQM_3 ; (e) Coeficiente de assimetria de Fisher; (f) Sinais de bloqueio e partida da zona 3 do relé de distância.



Fonte: produzida pelo autor

A Figura 37(e) mostra o coeficiente de assimetria resultante para o caso em estudo. Pode-se observar que, a metodologia identifica o evento de falta (falta ocorre em 1 s) na linha 4-5 em 7 ms. Também é detectado o evento de falta (falta ocorre em 1,9 s) sobre a linha 6-9

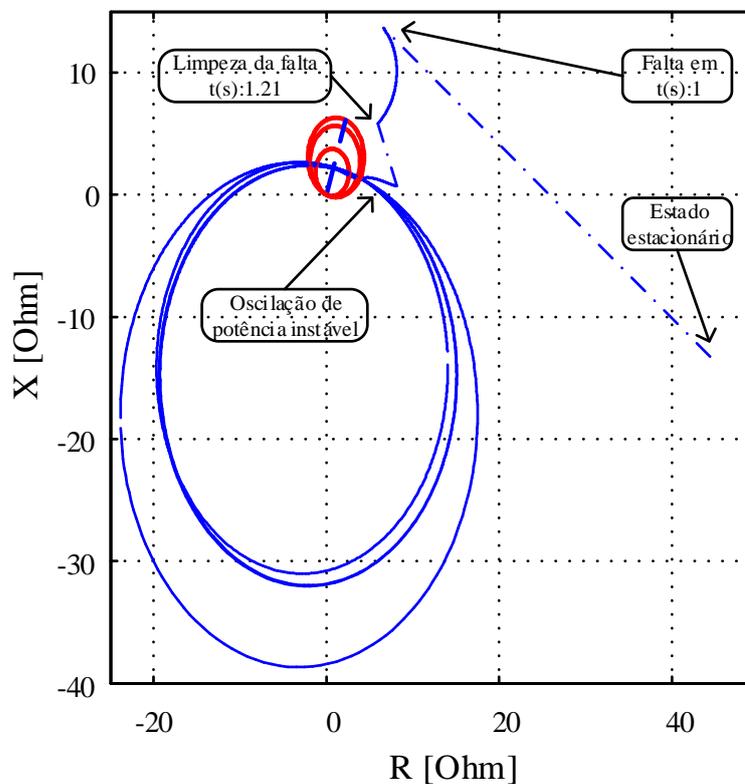
em 5,43 ms. Em 2 s, pode-se perceber o momento em que a falta desaparece, devido a uma assimetria importante nesse instante no sinal instantâneo da corrente. Neste estudo de caso, a metodologia detecta efetivamente o evento de curto-circuito durante oscilação de potência. O relé de distância é bloqueado em 1,105 s e desbloqueado em 1,905 s e bloqueado novamente em 2,038 s. O curto-circuito aplicado em 1,9 s é detectado pela zona de operação do relé de distância (partida da zona 3 ativada em 1,9 s e desativada em 2 s) como mostrado na Figura 37(f).

O método proposto desbloqueia o relé de distância no instante de 1,905 s, identificando o evento de falta em um período de 5,43 ms. Depois que a falta é extinta, o método bloqueia novamente o relé de distância no instante de 2,038 s. Neste caso, o MEFCA mostra um desempenho satisfatório, bloqueando a proteção de distância em oscilação e desbloqueando em um curto tempo na presença de curto-circuito durante oscilação, sem maiores problemas.

4.6 OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA INSTÁVEL

Um curto-circuito trifásico na metade da linha de transmissão conectada entre as barras 4 e 5 é aplicado em 1 s. A duração da falta é 210 ms, isolada por CB1 e CB2. A Figura 38 mostra a trajetória da impedância vista pelo relé de distância localizado na barra 9. Pode-se observar que a trajetória da impedância vai em direção ao centro elétrico do sistema atravessando as zonas de operação do relé em análise. A trajetória da impedância atravessa as zonas de operação do relé de distância até o semiplano esquerdo do eixo R, resultando em um fluxo de potência reverso.

Figura 38 – Diagrama R-X para uma oscilação de potência instável.



Fonte: produzida pelo autor

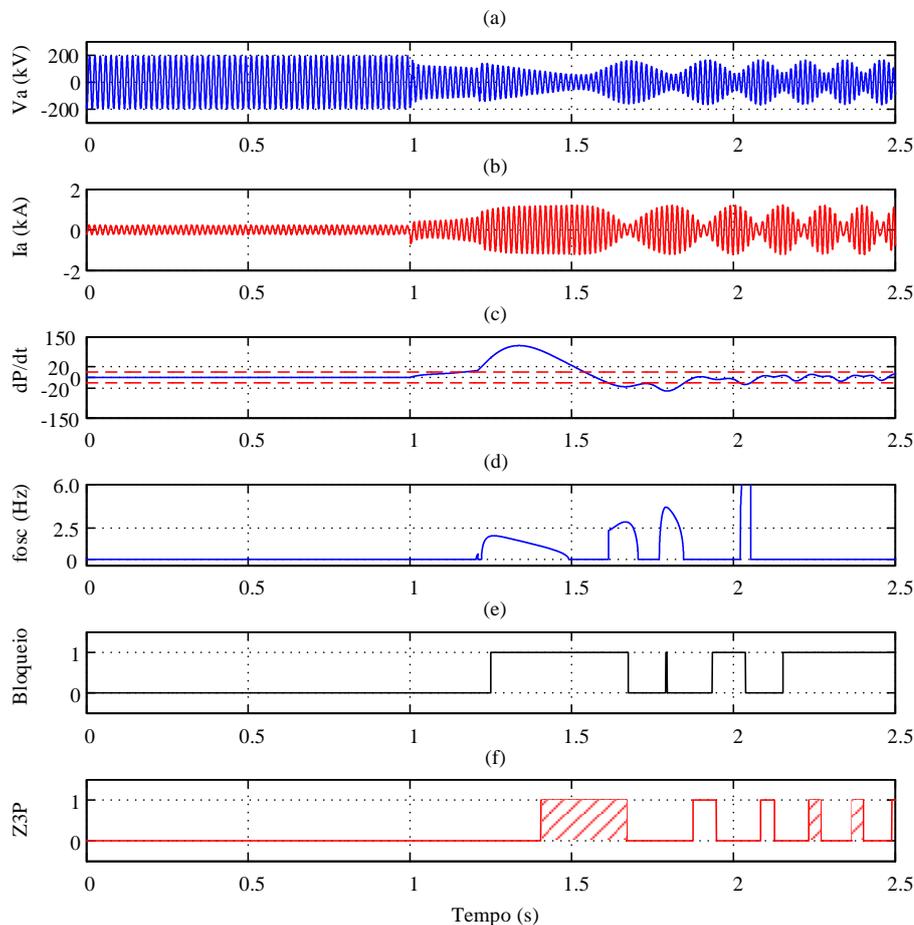
Nesse caso, o sistema elétrico perde o sincronismo e não retorna a um novo ponto de

operação, caracterizando a oscilação como instável. Para um caso de instabilidade do SEP, deve atuar a proteção sistêmica de modo a separar o sistema em pequenas ilhas estáveis.

4.6.1 Desempenho do método MEF

Neste caso, o comportamento da potência ativa é oscilatório sem tendência a amortecer até tornar-se um evento de oscilação instável. Na Figura 39(c) pode-se observar que, após o evento de falta, dP/dt supera o limiar $Th_{dP/dt}$, iniciando a estimativa de f_{osc} como mostra a Figura 39(d). A assinatura deste sinal é monitorada com base no cálculo do ângulo de inclinação θ_i . No instante 1,25 s, o sinal de bloqueio assume um valor de 1, acusando uma condição de oscilação e bloqueando o relé de distância. A Figura 39(e) mostra o bloqueio do relé em 1,25 s e o desbloqueio em 1,675 s. Nesta situação, pode-se observar que o MEF bloqueia a zona 3 do relé de distância quando a impedância aparente faz seu primeiro cruzamento. Assim, o método consegue bloquear efetivamente o relé de distância no momento onde a impedância aparente cruza pelas suas zonas de operação (zona 3 ativada em 1,405 s e desativada em 1,67 s) como mostra a Figura 39(e), prevenindo o desligamento indesejado do elemento protegido, ou seja, a linha de transmissão pela qual o relé de distância é responsável.

Figura 39 – Oscilação de potência instável; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Derivada da potência; (d) Frequência de oscilação estimada; (e) Sinal de bloqueio; (f) Sinal de partida da zona 3 do relé de distância.



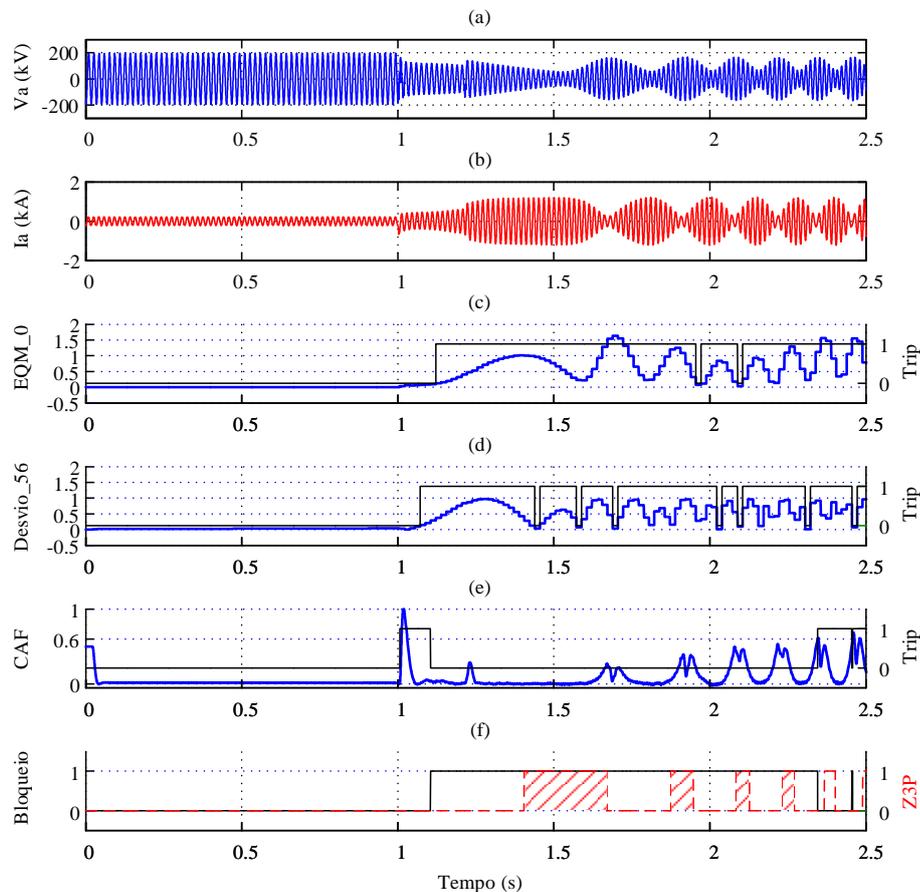
Fonte: produzida pelo autor

A partir do segundo cruzamento (zona 3 ativada em 1,875 s e desativada em 1,947 s), o bloqueio não inibe a zona de operação a atuar, gerando um desligamento por oscilação de potência; aqui, o sistema elétrico perde o sincronismo, gerando frequências de oscilação elevadas, gerando um mal funcionamento do método nestas condições. Finalmente, nesse cenário, o MEF detecta oscilação de potência e bloqueia o relé de distância antes que a impedância incursione dentro da(s) zona(s) de operação.

4.6.2 Desempenho do método MEFCA

Para esta simulação, o MEFCA teve um funcionamento satisfatório, bloqueando adequadamente a proteção de distância na presença de oscilação de potência, como mostra a Figura 40. Os sinais instantâneos de tensão e corrente durante a simulação são mostrados em Figura 40(a) e Figura 40(b), respectivamente. O detector de oscilação monitora os erros calculados e gera um alarme da existência de deformação no sinal instantâneo da tensão através do ajuste definido. O MEFCA ativa o bloqueio em $t = 1,105$ s como mostra a Figura 40(f).

Figura 40 – Oscilação de potência instável; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Erro quadrático médio sobre a função senoidal; (d) Desvio dos EQM_2 e EQM_3 ; (e) Coeficiente de assimetria de Fisher; (f) Sinais de bloqueio e partida da zona 3 do relé de distância.



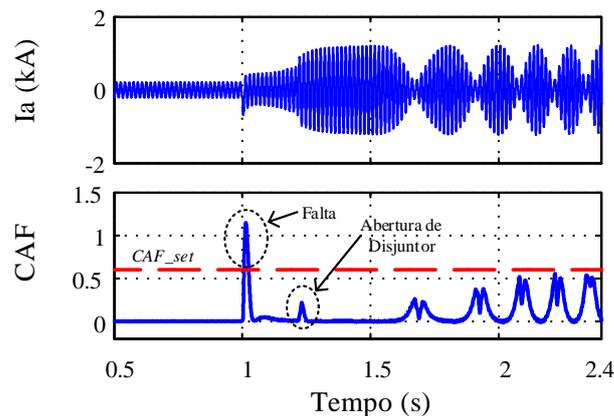
Fonte: produzida pelo autor

O método consegue bloquear efetivamente o relé de distância no momento onde a

impedância aparente cruza pelas suas zonas de operação (zona 3 ativada em 1,405 s e desativada em 1,67 s) como mostra a Figura 40(e), prevenindo o desligamento por oscilação de potência. No segundo cruzamento (zona 3 ativada em 1,875 s e desativada em 1,947 s), o bloqueio ainda permanece ativo, inibindo ao relé de distância a atuar por oscilação de potência, e o bloqueio permanece ativo até o quarto cruzamento (zona 3 ativada em 2,233 s e desativada em 2,27 s). Com isto, o MEFCA consegue ter um desempenho satisfatório para cenários com oscilação de potência instável. Quando o sistema elétrico perde o sincronismo, são geradas frequências de oscilação elevadas, gerando um mau funcionamento do método só na presença de f_{slip} maiores a 6 Hz. Para esse cenário, o MEFCA detecta oscilação de potência e bloqueia o relé em $t = 1,105$ s, antes que a impedância aparente entre na(s) zona(s) de operação.

A Figura 41 mostra a forma de onda da corrente e o coeficiente de assimetria resultante em condições de oscilação de potência instável. Pode-se observar que no momento do curto circuito na linha 4-5, a magnitude do CAF supera o ajuste, detectando este evento. Depois de isolada a falta, o sistema elétrico não consegue manter a estabilidade, perdendo o sincronismo. A forma de onda da corrente é sometida a uma frequência de oscilação em aumento, causando sua deformação. Na simulação, entre 1,210 s e 2,4 s, os valores do CAF não superam o ajuste, sendo tolerante a frequências de oscilação, menores que 6 Hz.

Figura 41 – Coeficiente de assimetria para uma oscilação de potência instável.



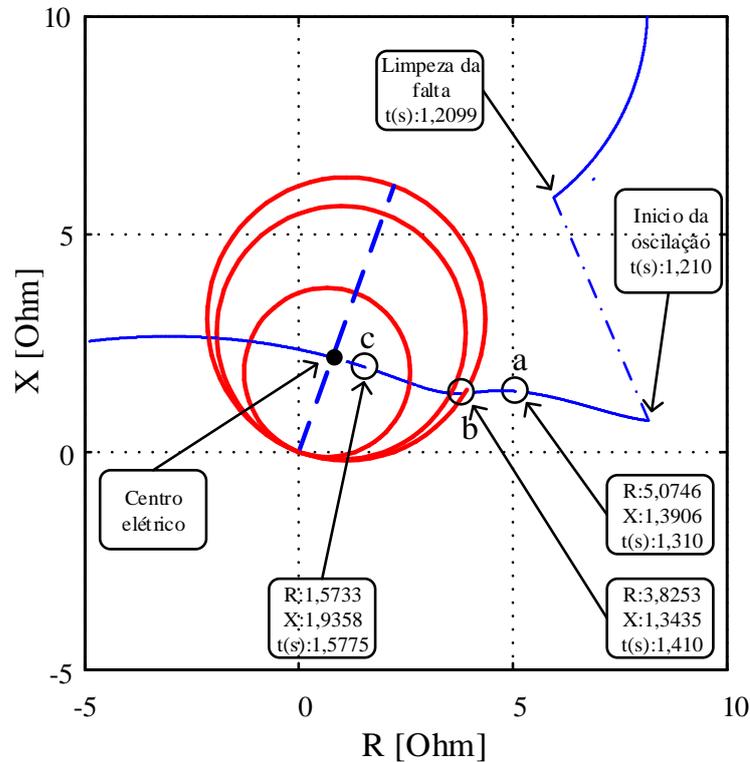
Fonte: produzida pelo autor

4.7 CURTO-CIRCUITO PRÓXIMO AO CENTRO ELÉTRICO DURANTE OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA

Nesta simulação é avaliado o desempenho dos métodos para detectar faltas perto do centro elétrico, analisando alguns pontos localizados sobre a trajetória da impedância aparente como mostra a Figura 42. A oscilação de potência é criada através de um curto-circuito trifásico na metade da linha 4-5 aplicada em 1 s. A duração da falta é 209,9 ms, isolada por CB1 e CB2. A Figura 42 mostra a trajetória da impedância aparente em direção ao centro elétrico do sistema elétrico, atravessando as zonas do relé de distância em análise.

Avalia-se o desempenho, aplicando curto-circuito trifásico franco nos instantes referidos aos pontos *a*, *b* e *c*, de forma independente. O procedimento empregado é o seguinte: a oscilação de potência inicia em 1,210 s, aplica-se um curto-circuito no ponto selecionado e monitora-se o

Figura 42 – Diagrama R-X para teste de métodos na detecção de curto-circuito perto do centro elétrico.



Fonte: produzida pelo autor

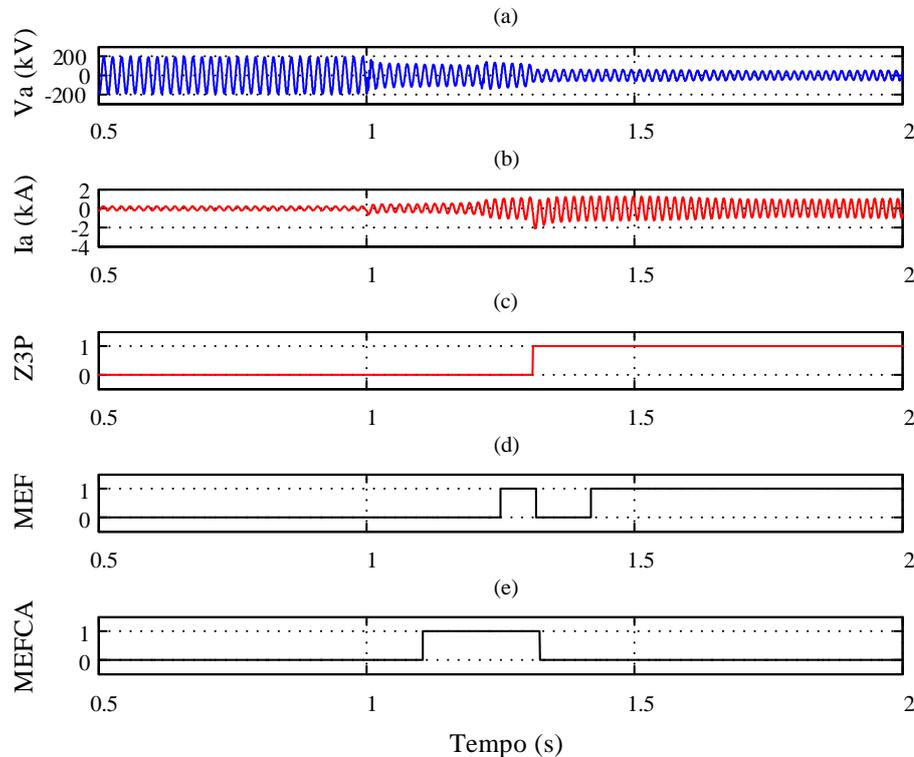
desempenho dos métodos para detectar falta nestas condições. Aplica-se o mesmo procedimento para cada ponto separadamente.

4.7.1 Curto-circuito aplicado no ponto - a

A Figura 43 apresenta os resultados para o ponto *a*, onde o curto-circuito é aplicado em $t = 1,31$ s e isolado em $t = 2$ s. Os métodos apresentam um desempenho satisfatório, detectando falta e desativando o bloqueio. Para o MEF, a falta é detectada em 11 ms e o bloqueio desativado, permanecendo assim por 101 ms, logo, o bloqueio é ativado novamente, mesmo na presença de curto-circuito. Apesar disso observa-se que o MEF detectou de forma eficaz o curto-circuito liberando a proteção principal do relé distância para atuar por 101 ms, cumprindo seu objetivo parcialmente como uma função PSB.

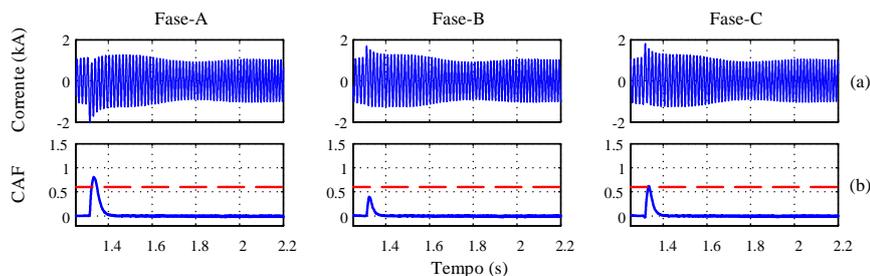
Para o ponto *a*, o MEFCA registra valores de *CAF* quando aplicada a falta (falta ocorre em 1,31 s) de 0,811, 0,399 e 0,621, para as fases A, B e C respectivamente. A forma de onda das correntes e os valores de *CAF* obtidos para o ponto *a* são mostrados na Figura 44(a) e Figura 44(b) respectivamente. Pode-se observar que para a fase B, o valor do *CAF* não supera o valor de seu ajuste devido à pouca mudança de forma da corrente. Para as fases A e C, o *CAF* supera o ajuste, detectando um evento de falta. A falta é detectada em 22 ms. O MEFCA foi eficaz na detecção de curto-circuito, liberando a proteção principal do relé de distância, cumprindo seu objetivo como uma função PSB.

Figura 43 – Resultados no ponto *a*; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Partida da zona 3 do relé de distância; (d) Bloqueio do MEF; (e) Bloqueio do MEFCA.



Fonte: produzida pelo autor

Figura 44 – (a) Sinais instantâneos de corrente, (b) Valores de *CAF*.



Fonte: produzida pelo autor

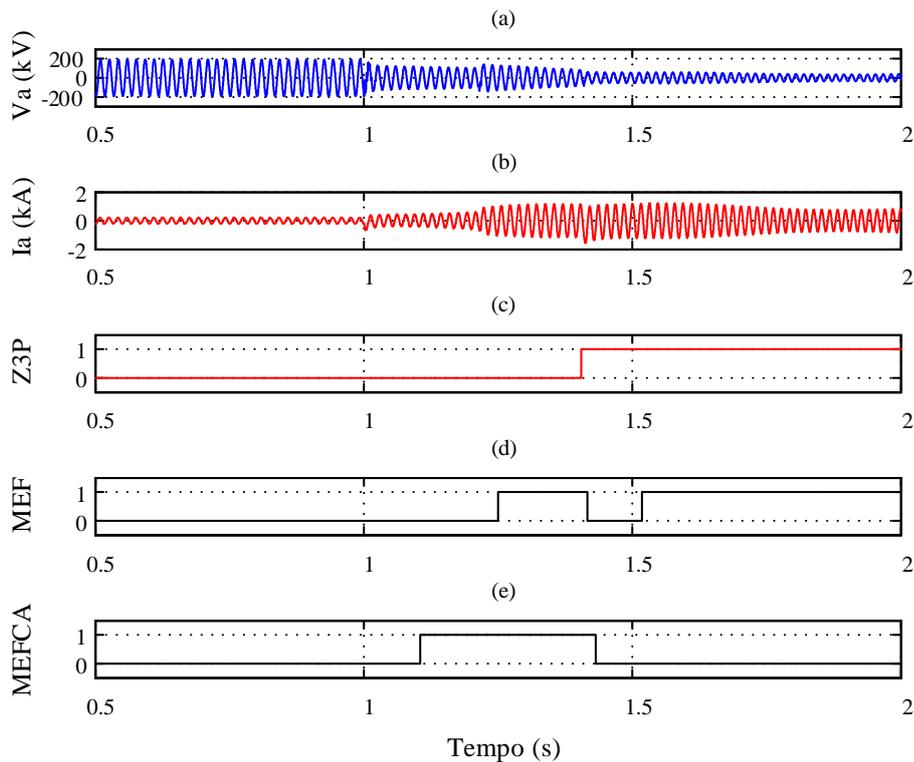
4.7.2 Curto-circuito aplicado no ponto - *b*

A Figura 45 apresenta os resultados para o ponto *b*, onde o curto-circuito é aplicado em 1,41 s e isolado só em 2 s. Os métodos apresentam um desempenho satisfatório, detectando falta e desativando o bloqueio. Para o MEF, a falta é detectada em 10 ms e o bloqueio desativado, permanecendo assim por 102 ms, logo, o bloqueio é ativado novamente ainda tendo presença de curto-circuito.

O MEF detectou de forma eficaz o curto-circuito desativando o bloqueio de modo a que a proteção principal do relé distância atuasse, cumprindo seu objetivo parcialmente nesse ponto, como uma função PSB. Para o ponto *b*, o MEFCA registra valores de *CAF* quando aplicada a falta (falta ocorre em 1,41 s) de 0,426, 0,138 e 0,621; paras as fases A, B e C respectivamente. A

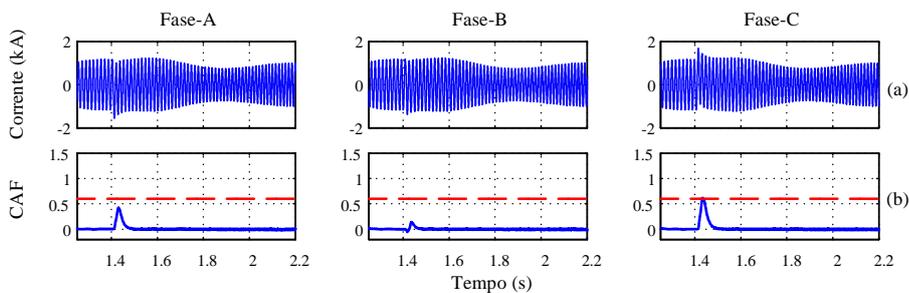
forma de onda das correntes e os valores de CAF obtidos para o ponto b são mostrados na Figura 46(a) e Figura 46(b) respectivamente. Observa-se que as fases A e B não superam o ajuste devido à pouca mudança de forma entre os eventos. No entanto, a fase C consegue superar o ajuste, detectando um evento de falta. A falta é detectada em 22,75 ms. A Figura 45(e) mostra como o MEFCA foi eficaz na detecção de curto-circuito nesse ponto, liberando a proteção principal do relé de distância para atuar, cumprindo seu objetivo como uma função PSB.

Figura 45 – Resultados no ponto b ; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Partida da zona 3 do relé de distância; (d) Bloqueio do MEF; (e) Bloqueio do MEFCA.



Fonte: produzida pelo autor

Figura 46 – (a) Sinais instantâneos de corrente, (b) Valores de CAF .

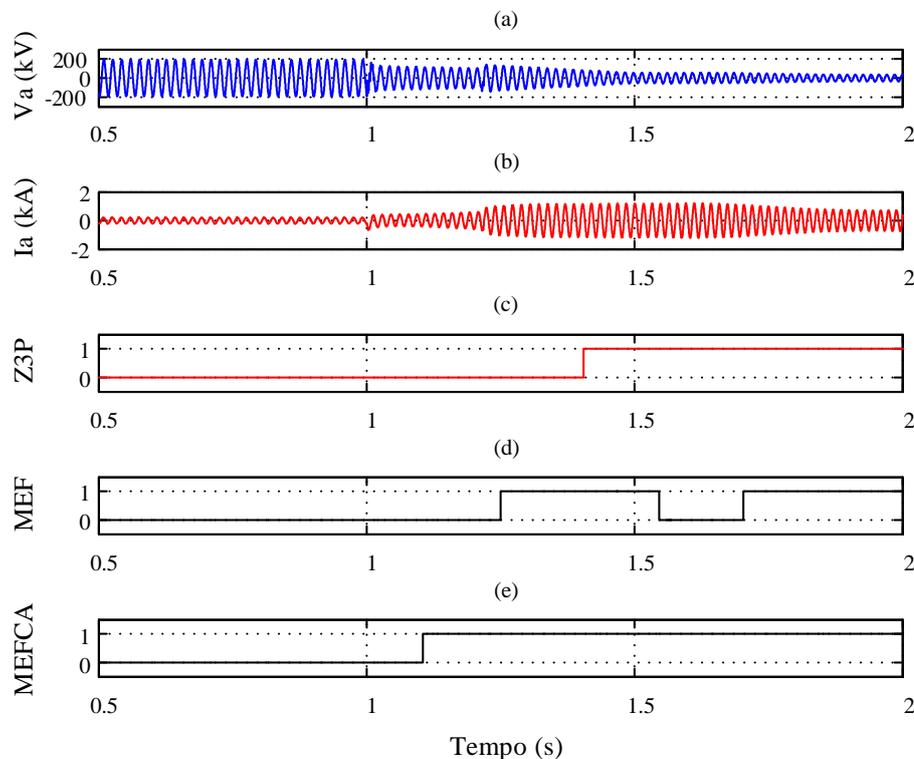


Fonte: produzida pelo autor

4.7.3 Curto-circuito aplicado no ponto - c

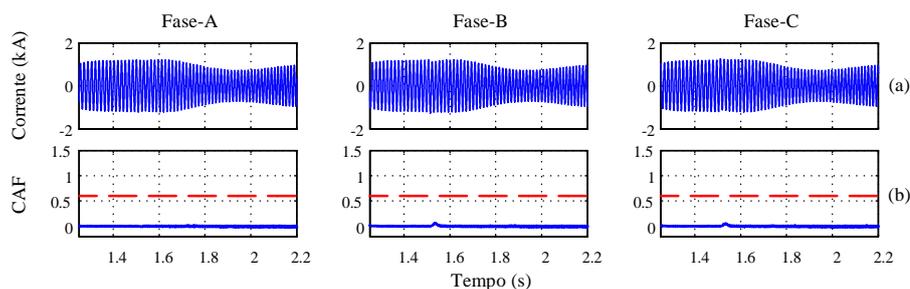
A Figura 47 apresenta os resultados para o ponto *c*, onde o curto-circuito é aplicado em 1,5775 s e isolado só em 2 s. Na Figura 47(b), observa-se como o curto-circuito fica oculto dentro da oscilação de potência. Para o MEF, a falta é detectada em 9,3 ms e o bloqueio desativado, permanecendo assim por 125 ms, logo, o bloqueio é ativado novamente ainda na presença de curto-circuito. Nesse caso, o MEF detecta de forma eficaz o curto-circuito, desativando o bloqueio de modo a que a proteção principal do relé distância atuasse, cumprindo parcialmente com seu objetivo. Para o ponto *c*, o MEFCA registra valores de *CAF* menores a 0,062 quando aplicada a falta (falta ocorre em 1,5775 s), como mostra a Figura 48(b).

Figura 47 – Resultados no ponto *c*; (a) Sinal instantâneo de tensão; (b) Sinal instantâneo de corrente; (c) Partida da zona 3 do relé de distância; (d) Bloqueio do MEF; (e) Bloqueio do MEFCA.



Fonte: produzida pelo autor

Figura 48 – (a) Sinais instantâneos de corrente, (b) Valores de *CAF*.



Fonte: produzida pelo autor

Na Figura 48(a) se observa como o curto-circuito se esconde dentro da oscilação de potência. Devido à mínima mudança de forma entre eventos, nesse ponto não foi detectada a falta através do ajuste definido. Este ponto se considera crítico em cenários de falta durante oscilação. Com o ajuste proposto nesse trabalho, se garante que serão detectados o maior número de eventos de falta em pontos perto do centro elétrico (cenário crítico).

4.8 ANÁLISE DE DESEMPENHO NA PRESENÇA DE RUÍDO

Para mostrar o desempenho dos métodos propostos na presença de ruídos são analisados os casos de oscilação de potência instável e curto-circuito durante oscilação, sem e com presença de ruídos nos sinais instantâneos. Emprega-se a função do MATLAB “awgn” para adicionar um ruído gaussiano branco sobre os sinais de tensão e corrente com uma relação sinal-ruído (SNR) especificada em dB, mais detalhes podem ser consultados no apêndice C. Na prática, os ruídos em sistemas elétricos de potência devido aos equipamentos de medição oscilam com um SNR entre 50 dB e 70 dB (DJURIC; DJURISIC, 2008). Devem ser esperados erros muito pequenos nas técnicas propostas com esse nível de ruído. Os métodos propostos são testados em condições com presença de ruídos caracterizados por valores de $SNR = 50$ dB e $SNR = 30$ dB de modo a avaliar o desempenho e robustez das abordagens empregadas pelos métodos propostos para bloquear contra oscilações de potência e desbloquear em presença de curto-circuito durante oscilação de potência.

4.8.1 Análise para estudo de caso com curto-circuito durante oscilação

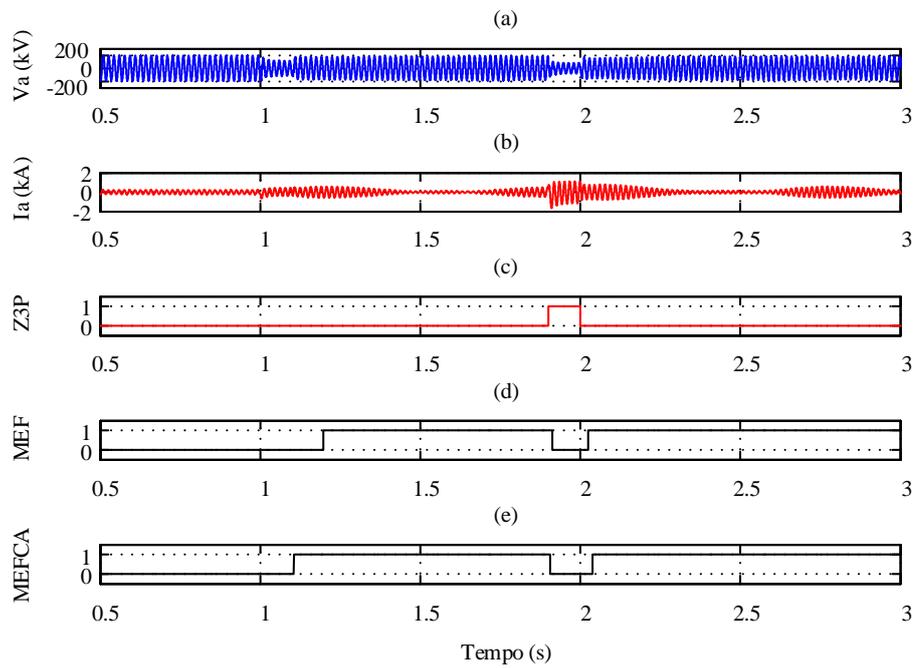
A Figura 49 mostra o desempenho dos métodos MEF e MEFCA sobre uma condição de curto-circuito aplicado em 1,9 s durante oscilação de potência. Os sinais instantâneos de tensão e corrente são mostrados nas Figura 49(a) e Figura 49(b), respectivamente. A Figura 49(c) apresenta a partida da zona de operação do relé de distância (Zona 3), onde é ativa quando aplicada a falta em 1,9 s com uma duração de 100 ms. As Figura 49(d) e Figura 49(e) apresentam os *trips* de bloqueio para o MEF e MEFCA, respectivamente. Observa-se que para esta simulação, os bloqueios são ativados em presença de oscilação e desativados quando aplicada a falta. A Figura 50 mostra os bloqueios dos métodos para a mesma simulação, mas com a inserção de ruído com $SNR = 50$ dB; neste caso, os métodos mantêm um desempenho igual quando comparado com a simulação sem inserção de ruído. Os métodos apresentam um desempenho adequado para ruídos que podem se apresentar na medição em campo.

Para uma simulação com uma inserção de ruído com $SNR = 30$ dB, o MEF não apresenta um bom desempenho, e quando comparado com o caso sem ruído, não bloqueia adequadamente no início da oscilação como mostra a Figura 51. Por outro lado, o MEFCA mantém seu desempenho mesmo nesta condição de $SNR = 30$ dB, bloqueando em oscilação de potência e desbloqueando em presença de curto-circuito.

4.8.2 Análise para estudo de caso com oscilação de potência instável

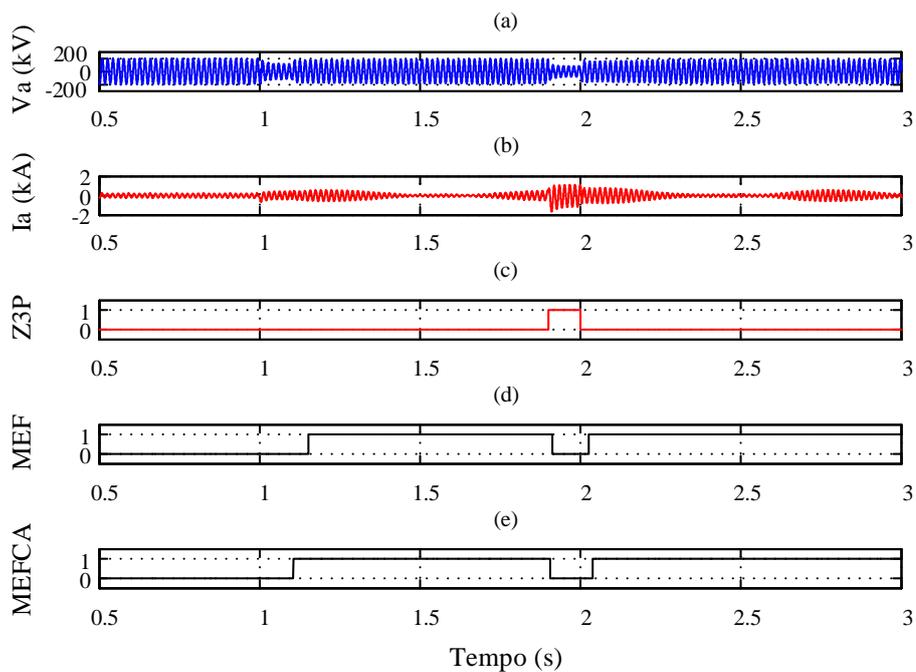
A Figura 52 mostra o desempenho dos métodos MEF e MEFCA sobre uma condição de oscilação de potência instável. A Figura 52(c) apresenta a partida da zona de operação do relé de distância (Zona 3), onde a qual é ativada cada vez que a impedância aparente a atravessa, pois o

Figura 49 – Curto-circuito durante oscilação sem ruído.



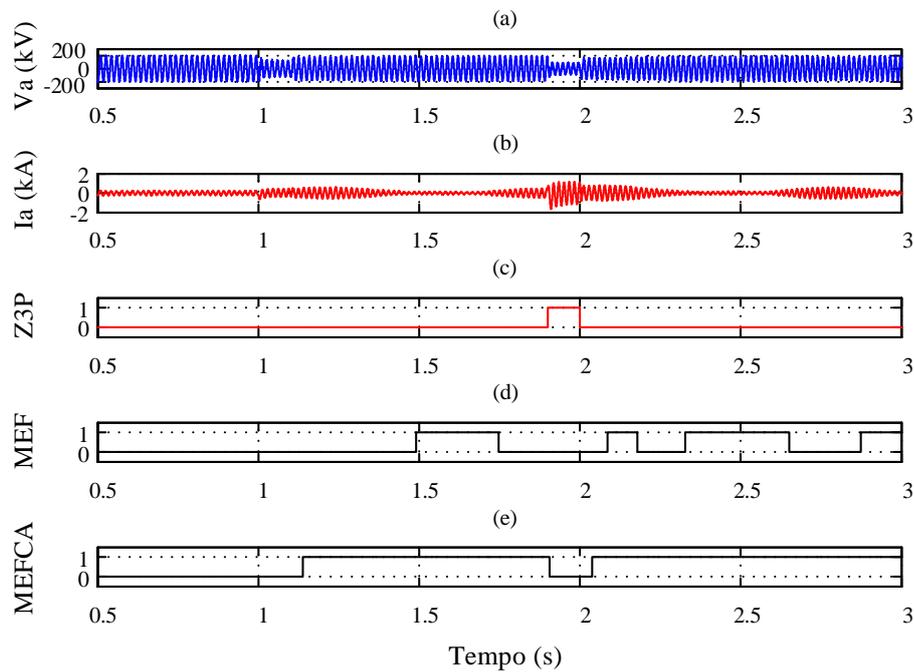
Fonte: produzida pelo autor

Figura 50 – Curto-circuito durante oscilação com SNR = 50 dB.



Fonte: produzida pelo autor

Figura 51 – Curto-circuito durante oscilação com SNR = 30 dB.



Fonte: produzida pelo autor

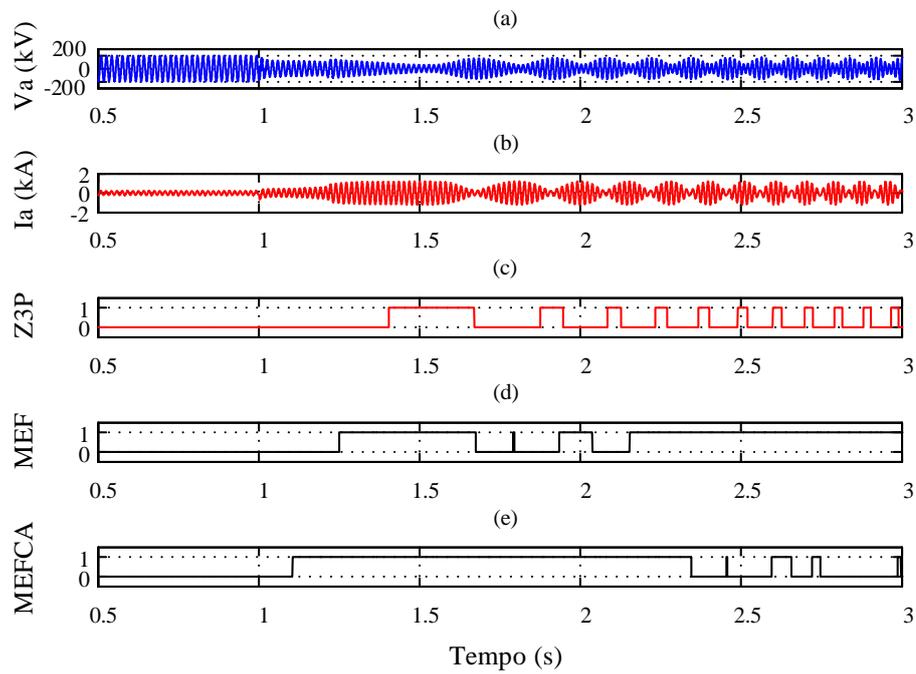
relé se encontra no caminho do centro elétrico. As Figura 52(d) e Figura 52(e) apresentam os *trips* de bloqueio para o MEF e MEFCA, respectivamente.

Observa-se que para esta simulação, os bloqueios são ativados em presença de oscilação, bloqueando o *trip* da zona de operação do relé de distância (Zona 3) no primeiro cruzamento da impedância aparente. Já no segundo cruzamento, o MEF não bloqueia o relé de distância causando um desligamento por oscilação de potência como mostra a Figura 52(d). Isto não é grave pois, antes da segunda passagem já deve ter ocorrido a atuação das proteções de perda de sincronismo. Por outro lado, o MEFCA consegue bloquear sem problemas até o quarto cruzamento da impedância aparente pelas zonas de operação do relé de distância como mostra a Figura 52(e).

A Figura 53 mostra os bloqueios dos métodos para a mesma simulação, mas com a inserção de ruído com SNR = 50 dB; neste caso, os métodos permanecem com um desempenho adequado, mas quando comparado com a simulação sem inserção de ruído, observa-se que o MEF não bloqueia completamente o primeiro cruzamento da impedância aparente pela zona de operação (Zona 3) como mostra a Figura 53(d). Já o MEFCA, mantém um desempenho adequado, bloqueando corretamente até o quarto cruzamento, igual ao desempenho para um cenário sem ruído.

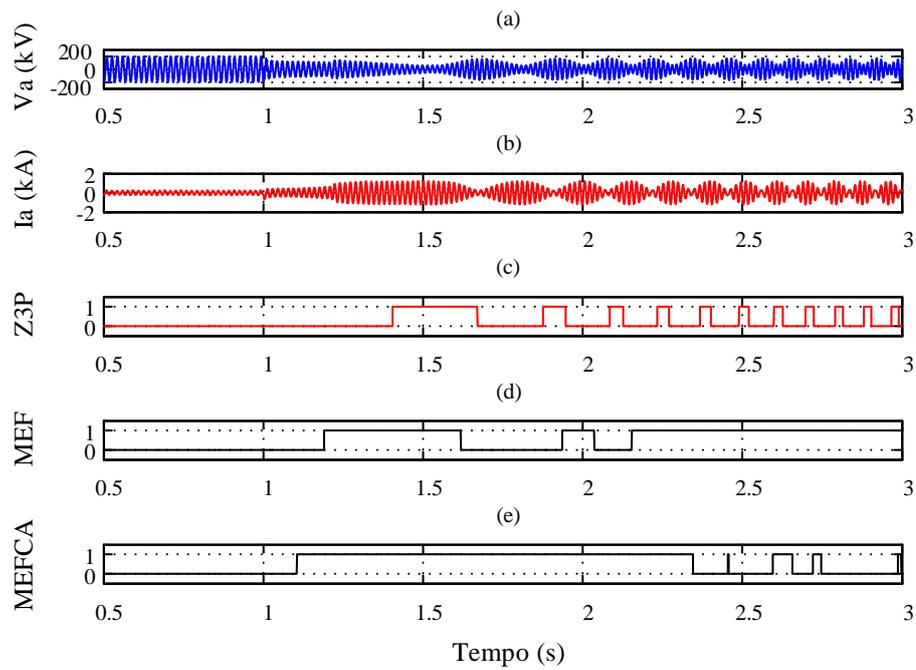
Para uma simulação com uma inserção de ruído com SNR = 30 dB, o MEF não apresenta um bom desempenho, e quando comparado com o caso sem ruído, não bloqueia adequadamente no início da oscilação como mostra a Figura 54(d). Por outro lado, o MEFCA manteve seu desempenho mesmo nesta condição de SNR = 30 dB, bloqueando corretamente até o segundo cruzamento como apresenta a Figura 54(e).

Figura 52 – Oscilação de potência instável sem ruído.



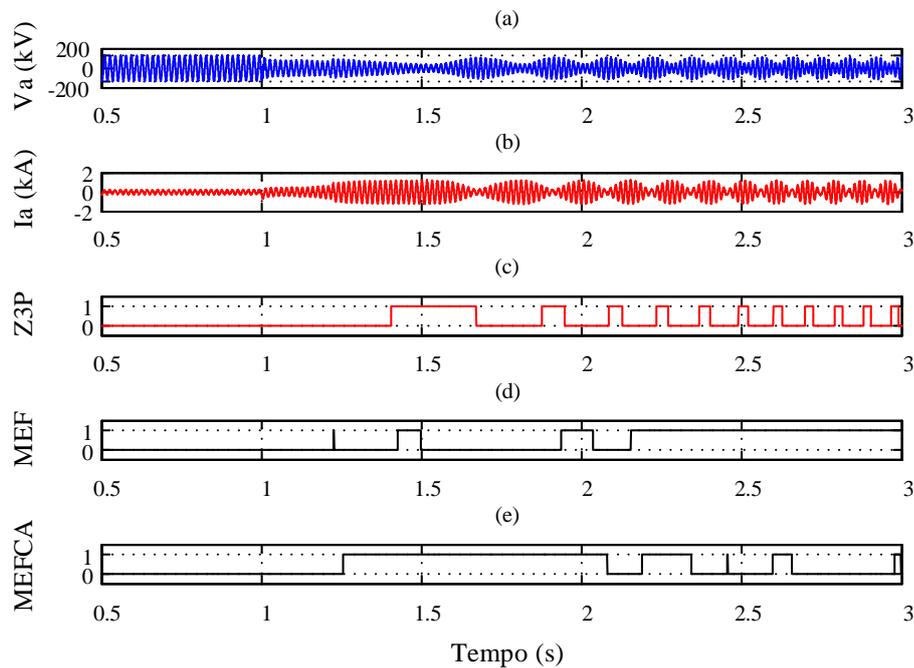
Fonte: produzida pelo autor

Figura 53 – Oscilação de potência instável com SNR = 50 dB.



Fonte: produzida pelo autor

Figura 54 – Oscilação de potência instável com SNR = 30 dB.



Fonte: produzida pelo autor

4.9 DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Diversos casos de estudos foram simulados para a avaliação do desempenho dos métodos propostos. Primeiramente, os métodos foram avaliados na presença de oscilação de potência pura. Para geração da oscilação de potência, um curto-circuito (CC) foi aplicado em 1 s sobre o 50% do comprimento da linha 4-5 com duração de 50 ms, 100 ms; 150 ms, 200 ms e 250 ms; gerando assim, oscilações estáveis e instáveis. Para a medição do tempo que os métodos necessitam para ativar o bloqueio, é tomado como referência o tempo de início da perturbação (1 s). Observa-se que os métodos operaram corretamente para os casos simulados como mostra a Tabela 6. O MEF obteve tempos de 182 ms a 273 ms para a detecção do distúrbio e bloqueio. Por outro lado, o MEFCA obteve tempos de 104 ms e 138 ms para a detecção do distúrbio e ativação do bloqueio.

Tabela 6 – Simulações de casos para eventos de oscilação de potência.

Estudo de Caso	Linha 4-5			MEF		MEFCA	
	Tipo e distância do CC	Duração do CC	Tempo de início da perturbação	Tempo de bloqueio	Operou	Tempo de bloqueio	Operou
1	ABC/50%	50ms	1s	1,182s	Sim	1,138s	Sim
2	ABC/50%	100ms	1s	1,196s	Sim	1,104s	Sim
3	ABC/50%	150ms	1s	1,217s	Sim	1,104s	Sim
4	ABC/50%	200ms	1s	1,244s	Sim	1,104s	Sim
5	ABC/50%	250ms	1s	1,273s	Sim	1,104s	Sim

Analisando o caso 3, observa-se que, o MEF ativa o bloqueio 217 ms depois do início da perturbação, empregando um tempo de 121 ms para ativar o bloqueio sobre o relé R96 depois que a falta foi isolada em 1,150 s na linha 4-5.

Já o MEFCA ativa o bloqueio 104 ms depois do início da perturbação, ativando o bloqueio sobre o relé R96 uns 46 ms antes de extinguir-se a falta na linha vizinha. No momento

em que ocorre a falta na linha 4-5 se observa que o método é capaz de detectar a falta sem ativar o bloqueio nos primeiros instantes. No momento em que a trajetória da impedância se direciona ao centro elétrico perto das zonas de operação do relé, o mesmo já se encontra bloqueado, e se mantém bloqueado até a oscilação ser amortecida. Para os casos críticos de oscilação de potência, onde a mesma se torna instável, a trajetória da impedância aparente cruza pelo centro elétrico entrando nas zonas de operação do relé de distância. Para estes casos, os métodos bloqueiam o relé de distância enquanto o sistema está oscilando, evitando a operação das zonas de operação do relé, até o sistema perder o sincronismo e fazer seu primeiro cruzamento pelo centro elétrico. No momento em que a impedância cruza a primeira vez pelo centro elétrico, o sistema perde o sincronismo, e a partir desse ponto já não é interessante analisar, nesse caso a proteção sistêmica deveria separar o SEP em pequenas ilhas que mantenham um equilíbrio entre geração e carga. Os métodos apresentaram tempos satisfatórios na ativação do sinal de bloqueio para os casos simulados.

A Tabela 7 apresenta as simulações realizadas caracterizando um evento de curto-circuito durante oscilação de potência. Para as simulações, foram atendidas as seguintes condições:

- i) Para a geração da oscilação de potência é aplicado um curto-circuito sobre o 50% do comprimento da linha 4-5 em $t = 1$ s com duração entre 50 ms e 200 ms em passos de 50 ms;
- ii) Um segundo curto-circuito é aplicado sobre a linha 6-9 em 1,9 s com uma duração de 100 ms para os casos entre 6 e 25. Esses casos de estudo são baseados nas simulações de oscilação de potência pura, a diferença é a inserção de um curto-circuito durante oscilação de potência, é por isso que, os tempos de bloqueio são iguais aos tempos de bloqueio conforme a Tabela 6;
- iii) As distâncias utilizadas para aplicação de curto-circuito sobre a linha 6-9 foram 5%, 25%, 50%, 75% e 95%.

A Tabela 7 mostra os tempos em que os métodos MEF e MEFCA detectam um evento de falta durante oscilação e se operaram corretamente. Para decidir se o método operou corretamente, a sequência de ação de bloqueio e desbloqueio foi monitorada de modo a conferir as características de uma função PSB. Nos casos simulados, o MEF apresentou tempos de detecção de CC entre 6,51 ms e 12,76 ms; operando corretamente em 18 casos de 20. O MEF não operou corretamente nos casos 16 e 21 porque no instante da aplicação da falta, o valor de dP/dt é menor que seu limiar, limitação que possui este método. Por outro lado, o MEFCA apresentou tempos de detecção de CC entre 3,18 ms e 6,48 ms; operando corretamente em todos os casos. Este método se mostrou mais confiável na detecção de curto através do monitoramento do CAF .

Para os casos simulados, os tempos de detecção para ambos métodos foram satisfatórios. Os métodos apresentam um bom desempenho na ativação do bloqueio contra eventos diferentes de estado estacionário e desativação do mesmo para curto-circuito durante oscilação de potência. Para validar a robustez dos métodos propostos foram realizadas diversas simulações, onde a localização de falta, tipo de falta e resistência de falta foram variados, como mostra Tabela 8. O fenômeno de oscilação de potência foi criada por uma falta trifásica aplicada em 50% da linha 4-5 com uma duração de 50 ms e 100 ms. Foram utilizadas resistências de falta de $0,1\Omega$ a 200Ω . Por último, as localizações de falta de 5%, 50% e 95% foram aplicadas na linha 6-9.

Observa-se que, os tempos de detecção de curto-circuito do MEF são semelhantes para curtos-circuitos trifásicos com resistência de falta de $0,1\Omega$ a 5Ω . Outro grupo que apresenta tempos de detecção semelhantes são aqueles curtos-circuitos trifásicos com resistências de falta de 10Ω a 200Ω . De igual forma, o MEFCA apresenta tempos de detecção de curto-circuitos próximos, quando aplicadas resistências de falta de $0,1\Omega$ a 5Ω e 10Ω a 200Ω . Analisando os casos

Tabela 7 – Simulações de casos para evento de curto-circuito durante oscilação de potência com resistências de falta menores a $0,1\Omega$.

Estudo de Caso	Linha 4-5	Linha 6-9		MEF			MEFCA		
	Tipo e duração do CC	Tipo e distância do CC	Rf	Tempo de bloqueio	Deteccção de CC (Δt)	Operou	Tempo de bloqueio	Deteccção de CC (Δt)	Operou
6	ABC/50ms	ABC/5%	$0,0\Omega$	1,182s	6,77ms	Sim	1,138s	3,18ms	Sim
7	ABC/50ms	ABC/25%	$0,0\Omega$	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	4,05ms	Sim
8	ABC/50ms	ABC/50%	$0,0\Omega$	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	4,39ms	Sim
9	ABC/50ms	ABC/75%	$0,0\Omega$	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	4,74ms	Sim
10	ABC/50ms	ABC/95%	$0,0\Omega$	1,182s	13,02ms	Sim	1,138s	4,91ms	Sim
11	ABC/100ms	ABC/5%	$0,01\Omega$	1,196s	6,77ms	Sim	1,104s	3,69ms	Sim
12	ABC/100ms	AB/25%	$0,0\Omega$	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	4,57ms	Sim
13	ABC/100ms	AG/50%	$0,01\Omega$	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	4,91ms	Sim
14	ABC/100ms	ABC/75%	$0,01\Omega$	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	5,43ms	Sim
15	ABC/100ms	ABC/95%	$0,01\Omega$	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	5,78ms	Sim
16	ABC/150ms	AC/5%	$0,01\Omega$	1,217s	X	Não	1,104s	3,87ms	Sim
17	ABC/150ms	ABC/25%	$0,01\Omega$	1,217s	10,68ms	Sim	1,104s	4,74ms	Sim
18	ABC/150ms	AC/50%	$0,1\Omega$	1,217s	12,50ms	Sim	1,104s	5,43ms	Sim
19	ABC/150ms	BC/75%	$0,1\Omega$	1,217s	12,50ms	Sim	1,104s	5,95ms	Sim
20	ABC/150ms	ABC/95%	$0,1\Omega$	1,217s	12,50ms	Sim	1,104s	6,48ms	Sim
21	ABC/200ms	CG/5%	$0,01\Omega$	1,244s	X	Não	1,104s	3,52ms	Sim
22	ABC/200ms	BC/25%	$0,1\Omega$	1,244s	6,51ms	Sim	1,104s	4,39ms	Sim
23	ABC/200ms	ABC/50%	$0,01\Omega$	1,244s	6,51ms	Sim	1,104s	4,74ms	Sim
24	ABC/200ms	BG/75%	$0,1\Omega$	1,244s	6,51ms	Sim	1,104s	5,09ms	Sim
25	ABC/200ms	AC/95%	$0,1\Omega$	1,244s	6,51ms	Sim	1,104s	5,61ms	Sim

Rf: resistência de falta em (Ω); Sim: bloqueio operou; Não: bloqueio não operou.

41 a 47, podemos observar que o MEF detecta faltas trifásicas durante oscilação de potência com tempos de deteção de 6,77 ms a 13,02 ms para resistência de falha de $0,1\Omega$ a 200Ω . A diferença nos tempos de deteção de curto-circuito é inferior a 6,26 ms para esses casos. Já o MEFCA detecta faltas trifásicas durante oscilação de potência com tempos de deteção de 3,64 ms a 6,51 ms para resistência de falha de $0,1\Omega$ a 200Ω . A diferença nos tempos de deteção de curto-circuito é inferior a 2,88 ms para esses casos.

A Tabela 9 apresenta as simulações para curtos-circuitos durante oscilação que envolvem fase-terra (AG, BG e CG), fase-fase (AB) e fase-fase-terra (ABG). Foram utilizadas resistências de falta de $0,1\Omega$ a 20Ω e as localizações de falta de 5% e 95% na aplicação de falta sobre a linha 6-9. Os métodos apresentaram resultados satisfatórios para serem aplicados como uma função PSB em relés de proteção, os tempos máximos de deteção de curto-circuito registrados foram de 12,76 ms e 11,45 ms para o MEF e MEFCA, respetivamente, para os casos testados.

Nos casos 61, 63, 64, 67 e 68, o MEF obteve tempos de deteção de curto-circuito menores a 1 ms, já que no momento de aplicação do CC, a dP/dt perde rapidamente sua forma senoidal causando um pico na frequência estimada e gerando um θ_i maior que $Th_{\theta_i, des}$, identificando um evento de falta em curto tempo, menor que 1 ms. Por outro lado, o MEFCA teve um tempo mínimo de 3,69 ms para a deteção de CC, o qual é um tempo adequado na isolamento do defeito. Os métodos apresentam um bom desempenho na desativação do bloqueio em presença de falta em tempos adequados para os casos de estudo testados, resultando em uma rápida ação na extinção do defeito, ajudando na estabilidade do SEP. Em virtude de avaliar a robustez do MEFCA para detectar curto-circuito durante oscilação de potência através do Coeficiente de Assimetria de Fisher, foi pesquisado o efeito da frequência de amostragem sobre o desempenho do mesmo. Assim, análises foram realizados para 64 apc, 32 apc e 16 apc, apresentando uma diferença em tempos de deteção menores a 4 ms. Comparando os valores de CAF em 64 apc

Tabela 8 – Simulações de casos para evento de curto-circuito trifásico durante oscilação de potência com resistências de falta entre $0,1\Omega$ a 200Ω .

Estudo de Caso	Linha 4-5 Tipo e duração do CC	Linha 6-9		MEF			MEFCA		
		Tipo e distância do CC	Rf	Tempo de bloqueio	Detecção de CC (Δt)	Operou	Tempo de bloqueio	Detecção de CC (Δt)	Operou
26	ABC/50ms	ABC/5%	$0,1\Omega$	1,182s	6,77ms	Sim	1,138s	3,13ms	Sim
27	ABC/50ms	ABC/5%	1Ω	1,182s	6,77ms	Sim	1,138s	3,13ms	Sim
28	ABC/50ms	ABC/5%	5Ω	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	3,13ms	Sim
29	ABC/50ms	ABC/5%	10Ω	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	3,39ms	Sim
30	ABC/50ms	ABC/5%	20Ω	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	3,39ms	Sim
31	ABC/50ms	ABC/50%	$0,1\Omega$	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	4,43ms	Sim
32	ABC/50ms	ABC/50%	1Ω	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	4,43ms	Sim
33	ABC/50ms	ABC/50%	5Ω	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	4,43ms	Sim
34	ABC/50ms	ABC/50%	10Ω	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	4,69ms	Sim
35	ABC/50ms	ABC/50%	20Ω	1,182s	12,76ms	Sim	1,138s	4,69ms	Sim
36	ABC/50ms	ABC/95%	$0,1\Omega$	1,182s	13,02ms	Sim	1,138s	4,95ms	Sim
37	ABC/50ms	ABC/95%	1Ω	1,182s	13,02ms	Sim	1,138s	5,21ms	Sim
38	ABC/50ms	ABC/95%	5Ω	1,182s	13,02ms	Sim	1,138s	5,21ms	Sim
39	ABC/50ms	ABC/95%	10Ω	1,182s	13,02ms	Sim	1,138s	5,21ms	Sim
40	ABC/50ms	ABC/95%	20Ω	1,182s	13,02ms	Sim	1,138s	5,21ms	Sim
41	ABC/100ms	ABC/5%	$0,1\Omega$	1,196s	6,77ms	Sim	1,104s	3,65ms	Sim
42	ABC/100ms	ABC/5%	1Ω	1,196s	6,77ms	Sim	1,104s	3,65ms	Sim
43	ABC/100ms	ABC/5%	5Ω	1,196s	6,77ms	Sim	1,104s	3,65ms	Sim
44	ABC/100ms	ABC/5%	10Ω	1,196s	12,50ms	Sim	1,104s	3,91ms	Sim
45	ABC/100ms	ABC/5%	20Ω	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	3,91ms	Sim
46	ABC/100ms	ABC/5%	100Ω	1,196s	13,02ms	Sim	1,104s	5,20ms	Sim
47	ABC/100ms	ABC/5%	200Ω	1,196s	13,02ms	Sim	1,104s	6,51ms	Sim
48	ABC/100ms	ABC/50%	1Ω	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	4,95ms	Sim
49	ABC/100ms	ABC/50%	5Ω	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	5,21ms	Sim
50	ABC/100ms	ABC/50%	10Ω	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	5,21ms	Sim
51	ABC/100ms	ABC/50%	20Ω	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	5,21ms	Sim
52	ABC/100ms	ABC/50%	100Ω	1,196s	13,02ms	Sim	1,104s	6,77ms	Sim
53	ABC/100ms	ABC/50%	200Ω	1,196s	13,02ms	Sim	1,104s	8,85ms	Sim
54	ABC/100ms	ABC/95%	$0,1\Omega$	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	5,73ms	Sim
55	ABC/100ms	ABC/95%	1Ω	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	5,99ms	Sim
56	ABC/100ms	ABC/95%	5Ω	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	5,99ms	Sim
57	ABC/100ms	ABC/95%	10Ω	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	5,99ms	Sim
58	ABC/100ms	ABC/95%	20Ω	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	6,25ms	Sim
59	ABC/100ms	ABC/95%	100Ω	1,196s	13,02ms	Sim	1,104s	8,85ms	Sim

Tabela 9 – Simulações de casos para evento de curto-circuito durante oscilação de potência com resistências de falta entre $0,1\Omega$ a 20Ω .

Estudo de Caso	Linha 4-5 Tipo e duração do CC	Linha 6-9		MEF			MEFCA		
		Tipo e distância do CC	Rf	Tempo de bloqueio	Detecção de CC (Δt)	Operou	Tempo de bloqueio	Detecção de CC (Δt)	Operou
60	ABC/100ms	AB/5%	$0,1\Omega$	1,196s	6,51ms	Sim	1,104s	7,55ms	Sim
61	ABC/100ms	ABG/5%	1Ω	1,196s	0,52ms	Sim	1,104s	3,90ms	Sim
62	ABC/100ms	AG/5%	5Ω	1,196s	6,51ms	Sim	1,104s	4,68ms	Sim
63	ABC/100ms	BG/5%	10Ω	1,196s	0,52ms	Sim	1,104s	5,20ms	Sim
64	ABC/100ms	CG/5%	20Ω	1,196s	0,52ms	Sim	1,104s	3,90ms	Sim
65	ABC/100ms	AB/95%	$0,1\Omega$	1,196s	12,76ms	Sim	1,104s	9,89ms	Sim
66	ABC/100ms	ABG/95%	1Ω	1,196s	6,51ms	Sim	1,104s	7,29ms	Sim
67	ABC/100ms	AG/95%	5Ω	1,196s	0,78ms	Sim	1,104s	11,45ms	Sim
68	ABC/100ms	BG/95%	10Ω	1,196s	0,78ms	Sim	1,104s	7,55ms	Sim
69	ABC/100ms	CG/95%	20Ω	1,196s	6,51ms	Sim	1,104s	5,98ms	Sim

(referência) com 32 apc e 16 apc para todos os casos testados, obteve-se um erro médio de 4,32% e 19,15% respectivamente. Assim, recomenda-se utilizar o MEFCA com 32 apc, 64 apc ou frequências de amostragem maiores. Além disso, de modo a comprovar a generalização do ajuste CAF_set , foram testadas as seguintes condições:

i) valores de X/R de 4 a 20 sobre uma linha de transmissão (LT), os quais são valores de típicos de X/R em LTs conectadas em tensões de 110 kV a 500 kV;

ii) tensões do SEP de 110 kV a 500 kV;

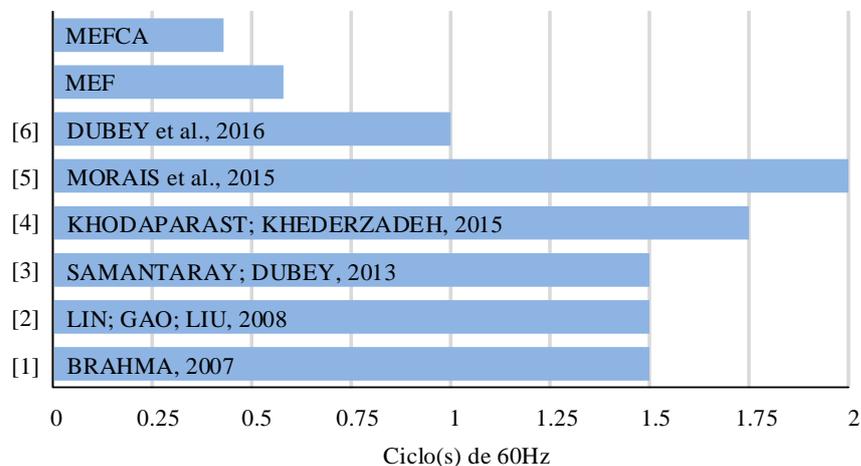
iii) e comprimentos de 50 km, 100 km e 300 km sobre a linha 6-9.

Os resultados mostraram que o ajuste CAF_set definido com o valor de 0,6 trabalha adequadamente para todas as simulações nas características mencionadas, validando a generalização do critério de ajuste.

4.10 ANÁLISE COMPARATIVA

Com o objetivo de apresentar uma comparativa entre os métodos propostos e outras técnicas, toma-se como referência, o tempo médio de detecção de curto-circuito durante oscilação de potência. Assim, analisando a Figura 55, é possível observar que, em geral, os métodos propostos proporcionam menores tempos de detecção quando comparados com outras técnicas. Deste modo as propostas atendem o objetivo de minimizar o tempo de detecção.

Figura 55 – Comparativa de tempos médios de detecção de falta de técnicas propostas.



Fonte: adaptada de (DUBEY et al., 2016)

A Tabela 10 apresenta as principais características de técnicas recentes propostas e publicadas por outros autores, e as características dos métodos aqui propostos, todas dedicadas à detecção de curto-circuito durante oscilação de potência (BRAHMA, 2007; LIN; GAO; LIU, 2008; SAMANTARAY; DUBEY, 2013; KHODAPARAST; KHEDERZADEH, 2015; MORAIS et al., 2015; DUBEY et al., 2016). As técnicas propostas na última década possuem tempos médios de detecção maior a 1 ciclo de 60 Hz. Técnicas baseadas em transformada wavelet requerem de uma alta frequência de amostragem, causando um carregamento computacional alto e um tempo elevado para a detecção de falta simétrica durante oscilação de potência. Por outro lado, propostas como: a derivada da potência ativa e reativa (LIN; GAO; LIU, 2008)

Tabela 10 – Comparativa de técnicas.

Método	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	MEF	MEFCA
SFreq	40,9	2	20	2	1,92	1	3,84	3,84
RAT	1,5	1,5	1,5	1,75	2	1	0,58	0,43
Burden	Alto	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo
Rf	NA	NI	NA	NI	NA	NA	NA	NA

Rf: Resistência de falta; NA: Não afetado; NI: Não investigado;

RAT: Tempo médio de resposta em ciclo(s) de 60 Hz;

SFreq: Frequência de amostragem em kHz;

Burden: Carregamento computacional.

e monitoramento do período transitório da corrente (KHODAPARAST; KHEDERZADEH, 2015) requerem uma frequência de amostragem de 2 kHz. Estas técnicas tem um baixo esforço computacional, sendo adequado para as características dos relés de proteção existentes, no entanto, o tempo médio de detecção supera 1,5 ciclos; de igual forma, a técnica baseada em matemática morfológica obteve um tempo médio de detecção de 2 ciclos, o maior tempo com respeito as outras técnicas. Os métodos MEF e MEFCA apresentaram tempos de 0,43 e 0,58 ciclos respectivamente, superando as outras técnicas, no que se refere ao tempo médio de detecção. Os métodos propostos possuem funções simples sem parâmetros difíceis de definir, o qual resulta em uma baixa carga computacional. Os mesmos, não sofrem grande influência por resistência de falta e funcionam em uma taxa de amostragem usada por equipamentos de proteção comerciais.

4.11 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os métodos MEF e MEFCA forneceram tempos de resposta satisfatórios para a detecção de falta durante oscilação de potência. O MEF possui como limitação, a existência da região de não decisão definida por $Th_{dP/dt}$, além da tendência a ter um mal funcionamento em presença de ruídos. O MEFCA mostrou vantagem sobre o MEF em ser imune a ruídos até 30 dB e ainda assim manter um bom desempenho. Os resultados obtidos demonstram um desempenho satisfatório dos métodos propostos em detectar oscilações e evitar a operação indesejada dos relés de distância durante estas condições, ou permitir a operação do relé caso uma falta ocorra no momento em que o relé se encontra bloqueado.

5 CONCLUSÕES

A presente tese de doutorado abordou os efeitos adversos que pode causar o fenômeno de oscilação de potência em relés de distância. A função de bloqueio contra oscilação de potência permite ao sistema elétrico permanecer interconectado evitando diferenças importantes entre geração e demanda tornando-o mais estável e menos propenso a blecautes. Com relação ao detector de oscilações de potência, a revisão da literatura apresenta diversos métodos destinados a bloquear o relé de distância da linha de transmissão.

Os métodos convencionais (MCC e MDB), fundamentados na taxa de variação da impedância, requerem intensos estudos para serem parametrizados corretamente. Esta afirmação, junto à incapacidade de detectar falta durante oscilação de potência (bloqueio ativo por oscilação de potência antes da ocorrência de falta), evidencia a principal desvantagem destas técnicas.

Já as técnicas não convencionais (MCI e MSCV) apresentam algumas vantagens. Na definição do ajuste do MCI, não se requiere supor valores sobre a frequência de oscilação, características de carregamento do SEP e conhecer valores de impedância do sistema. No entanto, definir os ajustes dos critérios de continuidade e suavidade, não elimina a necessidade de recorrer a estudos sobre o comportamento da impedância aparente para sua correta parametrização. O MSCV apresentou bons desempenhos, mesmo em condições com alto carregamento do SEP e frequências de oscilações elevadas. O método possui ajustes predefinidos, evitando a análise e realização de estudos do SEP, evidenciando sua principal vantagem.

Os resultados mostram que os métodos propostos apresentam desempenhos satisfatórios, conseguindo detectar oscilação de potência e discriminar curto-circuito durante oscilação, além de possuir fácil ajuste e nenhum ajuste para os métodos MEF e MEFCA, respectivamente. O método MEF monitora a tendência de f_{osc} através de θ_i e bloqueia o relé de distância em casos de oscilação de potência evitando a atuação indevida. Assim, para um comportamento da tendência de f_{osc} com inclinação suave se acusa uma oscilação de potência (bloqueio), caso contrário um evento diferente de oscilação (desbloqueio). Por outro lado, em caso de curto-circuito durante oscilação de potência, o relé é desbloqueado de modo a que a proteção de distância atue. O MEF não requer um grande conhecimento do sistema elétrico para seu ajuste, evitando a necessidade de intensivos análises. A existência de uma faixa de não decisão do MEF e seu discutível desempenho na presença de ruídos evidenciam as principais desvantagens desta técnica.

Em seguida foi apresentada uma nova metodologia para o bloqueio contra oscilação de potência através de ajuste predefinido baseado no erro médio quadrático de funções características e detecção de curto-circuito durante oscilação de potência baseado no Coeficiente de Assimetria de Fisher, chamada de MEFCA. O método proposto é capaz de detectar faltas trifásicas durante oscilação, mesmo que essas faltas aconteçam perto do centro elétrico. Os resultados das simulações mostram que o limiar do CAF igual a 0,6 é adequado para linhas de transmissão com faixa de X/R de 4 a 20. Ao contrário de outras técnicas, não é necessária uma alta frequência de amostragem no método proposto. A principal característica do método é que ele é capaz de detectar faltas trifásicas (3ph) e bifásicas (2ph) durante oscilação de potência mesmo quando a linha de transmissão está operando com carga pesada ($\delta \leq 120^\circ$ para 3ph e $\delta \leq 80^\circ$ para 2ph). Além disso, o MEFCA opera corretamente mesmo de altas frequências de oscilação (até 6 Hz).

Outro critério avaliado foi a resistência de falta. Foram simulados curtos-circuitos com diversos valores de resistência de falta. Os resultados demonstraram que este fator exerce pouca influência sobre os métodos propostos.

Finalmente, os resultados mostram que o MEFCA é eficiente e supera as outras técnicas mencionadas e é melhor que a técnica MSCV usada por alguns fabricantes de relés. Isto evidencia a aplicação do método na função PSB incorporada nos relés de proteção instalados nas linhas de transmissão. Um detector rápido e confiável de faltas durante oscilação de potência e imune a ruídos beneficia a estabilidade do sistema elétrico, deixando-o menos propenso a blecautes.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com relação ao tema de oscilações de potência e proteção de linhas de transmissão, sugere-se:

- i) Desenvolver uma rotina que identifique as linhas de transmissão por onde o centro elétrico irá cruzar;
- ii) Desenvolver uma rotina para classificar a gravidade de uma oscilação de modo a estabelecer se a mesma tende a ser estável ou instável.
- iii) Embarcar o método proposto e testar em simulações em tempo real.

REFERÊNCIAS

- ABNIKI, H. et al. Precise analysis of power swing effects on distance relay zones. **IPEC, 2010 Conference Proceedings**, p. 373–377, 2010. 21
- AMBEKAR, V. A.; DAMBHARE, S. Out of step detection using synchronized swing impedance and resistance measurement. **11th International Conference on Developments in Power Systems Protection. DPSP 2012.**, p. 1–4, 2012. 21
- AMBEKAR, V. a.; DAMBHARE, S. S. Comparative evaluation of out of step detection schemes for distance relays. **2012 IEEE Fifth Power India Conference**, p. 1–6, dec 2012. 37
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability (Ieee Press Power Engineering Series)- Wiley -IEEE Press**. [S.l.: s.n.], 2003. ISBN 0780347137. 28, 59, 60, 93
- BLUMSCHEIN, J. et al. Proper detection and treatment of power swing to reduce the risk of blackouts. **International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008**, p. 2440–2446, 2008. 35
- BRAHMA, S. M. Distance relay with out-of-step blocking function using wavelet transform. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 3, p. 1360–1366, 2007. 24, 83
- CONTI, J. P. The Day the Samba Stopped [Power Blackouts]. **Engineering and Technology**, v. 5, n. 4, p. 46–47, 2010. 20
- CORSI, S.; SABELLI, C. General blackout in italy sunday september 28 , 2003. **IEEE - Power Engineering Society General Meeting, 2004**, p. 1691–1702, 2004. 20
- DJURIC, M. B.; DJURISIC, Z. R. Frequency measurement of distorted signals using fourier and zero crossing techniques. **Electric Power Systems Research**, v. 78, p. 1407–1415, 2008. 75
- DUBEY, R. et al. **Phase-space-based symmetrical fault detection during power swing**. 2016. 1947-1956 p. 83
- ESMAEILIAN, A. et al. Evaluation and performance comparison of power swing detection algorithms in presence of series compensation on transmission lines. **2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)**, p. 1–4, 2011. 23, 24
- FISCHER, N. et al. Do system impedances really affect power swings – applying power swing protection elements without complex system studies. **2012 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers**, p. 108–119, 2012. 22
- GAUTAM, S.; BRAHMA, S. M. Overview of mathematical morphology in power systems - a tutorial approach. **2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting**, p. 1–7, 2009. 24
- GAUTAM, S.; BRAHMA, S. M. Application of mathematical morphology based filters to detect a power swing. **IEEE PES General Meeting**, p. 1–6, 2010. 24
- HOLBACH, J. New out of step blocking algorithm for detecting fast power swing frequencies. **2006 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources**, p. 182–199, 2006. 22, 31, 35

IEEE Power System Relaying Committee. **IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines**. [S.l.], 2004. 113 p. 29

KHODAPARAST, J.; KHEDERZADEH, M. Three-phase fault detection during power swing by transient monitor. **IEEE Transactions on Power Systems**, PP, n. 99, p. 1–8, 2015. ISSN 0885-8950. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6949158>>. 83, 84

LI, C.; CHEN, X. Analysis of the blackout in europe on november 4 - 2006. **International Power Engineering Conference (IPEC 2007)**, p. 939–944, 2007. 20

LIN, X.; GAO, Y.; LIU, P. A novel scheme to identify symmetrical faults occurring during power swings. v. 23, n. 1, p. 73–78, 2008. 23, 39, 40, 83

LIN, X. et al. Theoretical fundamentals and implementation of novel self-adaptive distance protection resistant to power swings. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 3, p. 1372–1383, 2010. 22

LIU, C.; LI, J. Patterns of cascaded events in blackouts. **Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, p. 1–2, 2008. 20

MAHAMEDI, B. A very fast unblocking scheme for distance protection to detect symmetrical faults during power swings. **International Power Engineering Conference (IPEC 2010)**, p. 378–383, 2010. 24

MAHAMEDI, B. A new power swing blocking function based on wavelet transform. **2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)**, p. 1–6, 2011. 24

MAHAMEDI, B.; ZHU, J. G. A novel approach to detect symmetrical faults occurring during power swings by using frequency components of instantaneous three-phase active power. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1368–1376, 2012. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6216468>>. 24

MARCHESAN, G. et al. Passive method for distributed generation island detection based on oscillation frequency. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8977, n. c, p. 1–9, 2015. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=7114317>>. 40

MARTUSCELLO, L. et al. Tests of distance relay performance on stable and unstable power swings reported using simulated data of the august 14 th 2003 system disturbance. **2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers**, p. 236–255, 2009. 22, 30

MOONEY, P.; FISCHER, N. Application guidelines for power swing detection on transmission systems. In: **2006 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources**. IEEE, 2006. p. 159–168. ISBN 0-615-13280-4. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4064665>>. 27, 34

MORAIS, A. P. et al. A morphological filtering algorithm for fault detection in transmission lines during power swings. **Electric Power Systems Research**, v. 122, p. 10–18, may 2015. ISSN 03787796. 83

- MOZINA, C. J.; FELLOW, L. Impact of power system instability on generator protection. **Transmission and Distribution Conference and Exposition (T-D), 2012 IEEE PES**, p. 1–8, 2012. 21
- NAYAK, P. K. et al. A comparative assesment of power swing detection techniques. **Drives and Energy Systems (PEDES) and 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on Power Electronics**, p. 1–4, 2010. 22, 23
- PENTAYYA, P. et al. Synchrophasor based application development in western india. **2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)**, p. 1–6, 2013. 20
- POWER Swing and Out-Of-Step Considerations on Transmission Lines. **Working Group D-6 Report**, p. 1–59, 2005. Disponível em: <<http://www.pes-psrc.org/Reports/PowerSwingandOOSConsiderationsonTransmissionLinesF.pdf>>. 22, 34
- SAADAT, H. **Power System Analysis**. [S.l.: s.n.], 1999. 460-576 p. 27
- SAMANTARAY, S. R.; DUBEY, R. Wavelet singular entropy-based symmetrical fault-detection and out-of-step protection during power swing. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 7, n. 10, p. 1123–1134, 2013. ISSN 1751-8687. 24, 83
- SORRENTINO, E.; CARVALHO, R. Performance of three algorithms for frequency measurement under transient conditions. **Electric Power Systems Research**, v. 80, p. 1191–1196, 2010. ISSN 0378-7796. 39
- THAKALLAPPELLI, A.; MEHRA, R.; MANGALVEDEKAR, H. A. Differentiation of faults from power swings and detection of high impedance faults by distance relays. **2013 IEEE 1st International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems**, p. 5, 2013. 19
- U.S. - Canada Power System Outage Task Force. U.s. - canada power system outage task force. n. April, 2004. 20
- ZADEH, H. Evaluation and performance comparison of power swing detection algorithms. **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005**, v. 2, p. 1842–1848, 2005. 22, 23
- ZADEH, H. K.; LI, Z. Artificial neural network based load blinder for distance protection. **Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, p. 1–6, 2008. 22

Apêndices

APÊNDICE A – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE

Os dados aqui fornecidos foram obtidos (ANDERSON; FOUAD, 2003) a partir da página 569. Os tipos de máquina definidos para G1, G2 e G3 são H16, F9 e F6, respectivamente.

Tabela 11 – Dados de máquinas do IEEE-9 Barras

Gerador	<i>G1</i>	<i>G2</i>	<i>G3</i>
$S_{nominal}$ (MVA)	247,5	192,0	128,0
$V_{nominal}$ (kV)	16,5	18,0	13,8
<i>Fator de potência</i>	1,0	0,85	0,85
x_d (p.u.)	0,3614	1,651	1,68
x'_d (p.u.)	0,1505	0,232	0,232
x_q (p.u.)	0,2398	1,59	1,61
x'_q (p.u.)	0,2398	0,38	0,32
x_l (p.u.)	0,0832	0,102	0,095
t'_d (p.u.)	3,3	0,829	0,815
H (s)	9,55	3,3	2,38

Tabela 12 – Dados de sistema de excitação

Excitação	<i>G1</i>	<i>G2</i>	<i>G3</i>
Modelo	IEEEEX1	IEEEEX1	IEEEEX1
T_r (s)	0,06	0,06	0,06
K_a (p.u.)	400	25	25
T_a (s)	0,05	0,2	0,2
T_b (s)	0,01	0,01	0,01
K_f (p.u.)	0,04	0,091	0,091
T_{f1} (s)	1	0,35	0,35
$E1$ (p.u.)	0,0236	0,0013	0,0013
$Se1$ (p.u.)	0,48	0,0778	0,0778
$E2$ (p.u.)	1,0377	1,3733	1,3733
$Se2$ (p.u.)	1,31	0,303	0,303
K_e (p.u.)	-0,243	-0,0505	-0,0505
V_{rmin} (p.u.)	-4,12	-1	-1
V_{rmax} (p.u.)	4,12	1	1

Tabela 13 – Dados de regulador de velocidade

Governor	G2	G3
Modelo	IEEEG3	IEEEG3
T_g (s)	0,05	0,05
T_p (s)	0,04	0,04
Sigma droop (p.u.)	0,04	0,04
Delta droop (p.u.)	0,2	0,2
T_r (s)	10	10
a_{11} (p.u.)	0,5	0,5
a_{13} (p.u.)	1	1
a_{21} (p.u.)	1,5	1,5
a_{23} (p.u.)	1	1
T_w (s)	0,75	0,75
PN (MW)	0	0
Uc (p.u./s)	-0,1	-0,1
P_{min} (p.u.)	0	0
Uo (p.u./s)	0,1	0,1
P_{max} (p.u.)	1	1

APÊNDICE B – RELÉ DE DISTÂNCIA

Tabela 14 – Configuração do relé de distância Mho

Parâmetro	Valor
Relação do TC (A)	500/5
Relação do TP (kV)	230/0,12
Zona 1 (Ohmios secundários)	3,88 $\angle 70^\circ$
Zona 2 (Ohmios secundários)	5,82 $\angle 70^\circ$
Zona 3 (Ohmios secundários)	6,50 $\angle 70^\circ$
Temporizador de zona 1 (s)	Instantâneo
Temporizador de zona 2 (s)	0,4
Temporizador de zona 1 (s)	0,8

A continuação é apresentado o código em MATLAB para implementar um relé de distância tipo mho.

% Ajustes do relé 21

% Ajuste da zona 1

ModoZN_ZN1 = 3.88; % Modo da zona mho

deltaZN_ZN1 = 70; % Ângulo em graus

deltaZN_ZN1 = deltaZN_ZN1*pi/180;

ZN_ZN1 = complex(ModoZN_ZN1*cos(deltaZN_ZN1),ModoZN_ZN1*sin(deltaZN_ZN1));

% Ajuste da zona 2

ModoZN_ZN2 = 5.82; % Modo da zona mho

deltaZN_ZN2 = 70; % Ângulo em graus

deltaZN_ZN2 = deltaZN_ZN2*pi/180;

ZN_ZN2 = complex(ModoZN_ZN2*cos(deltaZN_ZN2),ModoZN_ZN2*sin(deltaZN_ZN2));

% Ajuste da zona 3

ModoZN_ZN3 = 6.5; % Modo da zona mho

deltaZN_ZN3 = 70; % Ângulo em graus

deltaZN_ZN3 = deltaZN_ZN3*pi/180;

ZN_ZN3 = complex(ModoZN_ZN3*cos(deltaZN_ZN3),ModoZN_ZN3*sin(deltaZN_ZN3));

% Cálculo da Impedância aparente e trips de zonas de operação da fase A.

Rarms = Resistência vista pelo relé - fase A;

Xarms = Reactância vista pelo relé - fase A;

for k = N1:length(tnow)

ZR = complex(Rarms(k), Xarms(k));

% Operação da zona 1

ZT_z1 = ZN_ZN1 - ZR;

ZT_z1 = ZT_z1 / ZR;

y_z1 = imag(ZT_z1);

x_z1 = real(ZT_z1);

theta_z1 = atan(y_z1/x_z1) + pi/2 * sign(y_z1)*(1-sign(x_z1)); % é igual que arg(ZT)

theta_z1 = theta_z1 * 180/pi; % Ângulo em graus

% Condição de operação $-90^\circ < \theta$ (em graus) < 90

if theta_z1 < 90 & theta_z1 > -90

trip_ZN1 = 1;

else

trip_ZN1 = 0;

end

Trip_ZN1(k,1) = trip_ZN1;

clear trip_ZN1;

% Operação da zona 2

ZT_z2 = ZN_ZN2 - ZR;

ZT_z2 = ZT_z2/ZR;

y_z2 = imag(ZT_z2);

x_z2 = real(ZT_z2);

theta_z2 = atan(y_z2/x_z2) + pi/2 * sign(y_z2)*(1-sign(x_z2)); % é igual que arg(ZT)

theta_z2 = theta_z2*180/pi; % Ângulo em graus

```
% Condição de operação  $-90^\circ < \theta < 90^\circ$  (em graus) < 90
```

```
    if theta_z2 < 90 & theta_z2 > -90
```

```
        trip_ZN2 = 1;
```

```
    else
```

```
        trip_ZN2 = 0;
```

```
    end
```

```
    Trip_ZN2(k,1)= trip_ZN2;
```

```
    clear trip_ZN2;
```

```
% Operação da zona 3
```

```
    ZT_z3 = ZN_ZN3 - ZR;
```

```
    ZT_z3 = ZT_z3/ZR;
```

```
    y_z3 = imag(ZT_z3);
```

```
    x_z3 = real(ZT_z3);
```

```
    theta_z3 = atan(y_z3/x_z3) + pi/2 * sign(y_z3)*(1-sign(x_z3)); % é igual que arg(ZT)
```

```
    theta_z3 = theta_z3*180/pi; % Ângulo em graus
```

```
% Condição de operação  $-90^\circ < \theta < 90^\circ$  (em graus) < 90
```

```
    if theta_z3 < 90 & theta_z3 > -90
```

```
        trip_ZN3 = 1;
```

```
    else
```

```
        trip_ZN3 = 0;
```

```
    end
```

```
    Trip_ZN3(k,1) = trip_ZN3;
```

```
    clear trip_ZN3;
```

```
end
```

A operação das zonas de proteção 1 ,2 e 3 são obtidas através dos Trip_ZN1, Trip_ZN2 e Trip_ZN3, respectivamente. Para as outras fases é realizado o mesmo procedimento, só devem ser ingressados os valores de R e X da fase correspondente.

APÊNDICE C – IMPLEMENTAÇÃO DE RUÍDO SOBRE UM SINAL

A continuação é apresentado o código em MATLAB para inserir ruído sobre um sinal qualquer, isto com o objetivo de avaliar a performance de um método ou função.

% Algoritmo para inserção de ruído sobre um sinal

```
function [ SWN ] = noise( x,t,tini,tfin,SNR,Picture )
```

```
    % x = vetor com sinal de entrada;
```

```
    % t = vetor tempo;
```

```
    % tini = tempo de inicio para inserir ruído;
```

```
    % tfin = tempo final de ruído;
```

```
    % SNR = Relação sinal vs. ruído;
```

```
    % Picture = entrada opcional para criar figura. Se é 1, a figura é gerada. Se é 0, a figura não é gerada;
```

```
    % SWN = Saída com ruído no intervalo definido.
```

```
if tini == tfin
```

```
    % Função para inserir ruído branco sobre o sinal de entrada
```

```
    y = awgn(x,SNR,'measured'); % Add white Gaussian noise
```

```
    SWN = y;
```

```
elseif tini < tfin
```

```
    n1 = find(t >= tini,1);
```

```
    n2 = find(t >= tfin,1);
```

```
    xp = x(n1:n2);
```

```
    % Função para inserir ruído branco sobre o sinal de entrada
```

```
    y = awgn(xp,SNR,'measured'); % Add white Gaussian noise
```

```
    x1 = x;
```

```
    x1(n1:n2) = y;
```

```
    SWN = x1;
```

```
else
```

```
    % Função para inserir ruído branco sobre o sinal de entrada
```

```
y = awgn(x,SNR,'measured'); % Add white Gaussian noise

SWN = y;

end

% Criação de figura do sinal de entrada com ruído

if Picture == 1 && tini < tfin

    figure;
    fr1 = subplot(211);
    plot(t,x,'r-') % Plot both signals
    hold on;
    plot(t(n1:n2),y,'g');
    hold off;
    legend('Original signal','Window with noise');
    grid on;

    % Figura: Sinal resultante = sinal de entrada + ruído

    x1 = x;
    x1(n1:n2) = y;
    fr2 = subplot(212);
    plot(t,SWN,'b-') % Plot
    L1 = line([t(n1) t(n1)],[min(xp) max(xp)]);
    set(L1,'Color','m');
    L2 = line([t(n2) t(n2)],[min(xp) max(xp)]);
    set(L2,'Color','m');
    legend('Signal with Noise',num2str(SNR));
    grid on;
    linkaxes([fr1 fr2],'x');
    xlim([tini-0.2 tfin+0.2]);

elseif Picture == 1 && tini == tfin
```

```
figure;
fr1 = subplot(211);
plot(t,x,'r-') % Plot
hold on; plot(t,y,'g'); hold off;
legend('Original signal','Window with noise');
grid on;
fr2 = subplot(212);
plot(t,SWN,'b-') % Plot both signals

else
    % Não gera figura

end

end
```