

Análise dos Métodos de Bloqueio do Relé de Distância Durante Oscilações de Potência em Linhas de Três Terminais

M, Veiga*. F, Bencke*. A, Morais*. G, Cardoso Jr*. G, Marchesan*

* Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência, Universidade Federal de Santa Maria, Brasil
(e-mail: matheusveiga@hotmail.com).

Abstract: The Transmission lines with three terminals are an option in the planning, as there is a reduction in the cost associated with the need to build a substation at the connection point. However, it increases the complexity of line protection, especially distance protection. In view of this, the phenomenon of power fluctuations of several machines in the electrical network can invalidate the traditional protection blocking schemes in the transmission lines. Thus, this article aims to analyze the performance of distance relay blocking techniques in transmission lines with three terminals during power swings. In view of the lack of proper methods for blocking distance relays on transmission lines with three terminals, two conventional techniques were evaluated, the Concentric Characteristics Method (MCC) and the Double Blinder Method (MDB). These methods were evaluated, through computer simulations on the Simulink platform of the Matlab software, to power oscillations, under different oscillation frequencies. The results obtained are promising and comply with the purpose of analyzing the performance of the distance relay blocking methods, showing the limitations when applied to lines of three terminals.

Resumo: As linhas de transmissão com três terminais são uma opção no planejamento, visto que há uma redução do custo associado à necessidade de construir uma subestação no ponto de conexão. Contudo, eleva a complexidade da proteção da linha, especialmente da proteção de distância. Diante disto, o fenômeno das oscilações de potência de várias máquinas na rede elétrica pode invalidar os esquemas tradicionais de bloqueio de proteção nas linhas de transmissão. Dessa forma, este artigo tem como objetivo a analisar a performance das técnicas de bloqueio de relés de distância em linhas de transmissão com três terminais durante oscilações de potência. Tendo em vista a inexistência de métodos próprios para o bloqueio de relés de distância em linhas de transmissão com três terminais, duas técnicas convencionais foram avaliadas, o Método Características Concêntricas (MCC) e o Método Duplo Blinder (MDB). Esses métodos foram avaliados, através de simulações computacionais na plataforma Simulink do *software* Matlab, a oscilações de potência, sob diferentes frequências de oscilação. Os resultados obtidos são promissores e cumprem com o propósito de analisar a atuação dos métodos de bloqueio do relé de distância, evidenciando as limitações quando aplicados a linhas de três terminais.

Keywords: Three-Terminal Lines, Power Swing, Distance Relay.

Palavras-chaves: Linhas de Três Terminais, Oscilação de Potência, Relé de Distância.

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é constituído por três grandes sistemas, a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Com o passar do tempo o SEP está cada vez mais complexo, havendo a necessidade de evolução nas proteções do sistema, visando a confiabilidade, estabilidade e segurança (Ziegler, 2011).

Entre os possíveis defeitos sistêmicos enfrentados pelo SEP, têm-se as Oscilações de Potência (OP). As OP normalmente são caracterizadas por uma variação repentina de carga no sistema de potência a qual pode ser causada por uma curto-circuito na rede, pela desconexão das linhas carregadas ou por um religamento automático.

Durante a ocorrência de OP, a alteração no SEP resulta em uma oscilação no módulo e no ângulo da tensão e da corrente, visto que os geradores são forçados a se ajustar a uma nova condição de carga. Quando o gerador consegue encontrar esse novo ponto de operação, a oscilação é dita Oscilação Estável

de Potência (OEP). Porém, devido a inércia das máquinas e constantes de tempo dos reguladores, é necessário um certo período de tempo até a nova condição operacional seja estabelecida (Menco, 2018).

Quando submetidas a essas condições, as Linhas de Transmissão (LT) sofrem variações nos fluxos de potência ativa e reativa. Na ocorrência deste tipo de evento, a impedância vista pelo relé de distância (função ANSI 21) adquire comportamento oscilatório, podendo assim, migrar para a área de operação do relé de impedância, causando atuação indesejada da proteção da LT. Para evitar operações indevidas, normalmente são utilizados bloqueadores de oscilação de potência (função ANSI 68), de modo que o relé de distância atue apenas nas condições de curto-circuito, permanecendo inoperante em casos de OP (Holbach et al., 2008).

Os métodos convencionais mais comuns para a detecção de OP e bloqueio de relé à distância são o Método das

Características Concêntricas (MCC) e o Método Duplo Blinder (MDB). Os métodos citados anteriormente têm sua atuação e operação baseados na taxa de variação da impedância aparente vista por um relé de distância (Neri, 2015).

Ocasionalmente, as LTs podem ser derivadas, para a conexão de cargas ou para reforçar a rede de subjacente, conforme ilustrado na Figura 1. Esse tipo de operação normalmente é uma condição provisória com custo reduzido e visa atender cargas. As linhas de transmissão de três terminais geralmente oferecem vantagens econômicas, técnicas e ambientais consideráveis (Chen et al., 2002).

No entanto, a presença de um terceiro terminal de origem faz com que o relé de distância opere de forma ineficaz para faltas na LT além do ponto de derivação. Isso ocorre devido ao fluxo de corrente de falta de um terceiro terminal afetando a tensão e as correntes presentes nos outros dois terminais. No caso de proteção de LT com base em distância, essa corrente faz com que os relés sub-alcance a LT, podendo haver falha na operação em pontos remotos além da derivação do terceiro terminal. Aumentar a extensão do alcance do ajuste do relé limita a capacidade de carga e aumenta a probabilidade de operação em oscilações de potência estáveis, impactando diretamente na confiabilidade e segurança do sistema (IEEE Power and Energy Society, 2015).

No SEP interconectado, a probabilidade de ocorrência de OP envolvendo várias máquinas aumenta. Nesse caso, o centro elétrico do sistema pode se mover dinamicamente por diferentes rotas, invalidando o modelo tradicional de análise de fonte dupla (Torres et al., 2017). Existem diversos trabalhos que analisam a performance dos métodos tradicionais de bloqueio por oscilação de potência em sistema de várias máquinas. No entanto, estes trabalhos não abordam linhas de três terminais.

Diante desta problemática, o presente artigo analisa dois métodos convencionais de bloqueio do relé de distância em situações de oscilação de potência quando empregados em LT de três terminais, avaliando a real influência do terceiro terminal em relação a proteção de distância. Verificando qual a frequência limite de oscilação o método consegue bloquear o relé de distância. A modelagem, simulação e controle do sistema foram desenvolvidos na plataforma Simulink do *software* Matlab.

2. LINHA DE TRANSMISSÃO COM TRÊS TERMINAIS

O uso da linha de três terminais impõe severos desafios à proteção a de distância (Nayak et al., 2016). A presença de um terceiro terminal de origem faz com que o relé de distância sub-alcance para falhas na linha além do ponto de derivação, além de limitar a capacidade de transporte de carga (Lin et al., 2002).

As linhas de três terminais, como mostradas na Figura 1, são relativamente comuns em toda a América do Norte, pois existem razões econômicas para usar essa configuração em instalações de transmissão, pois evita as despesas de toda ou parte de uma subestação e normalmente se reduz a distância da linha de transmissão. No entanto, requer um estudo de parametrização e aplicação da proteção muito cuidadosos para

manter a confiabilidade e segurança geral do SEP (IEEE Power and Energy Society, 2015).

2.1 Relé de Distância

Para realizar a proteção contra curtos-circuitos, os relés de distância estimam a impedância de sequência positiva vista a partir do ponto de medição. (Ziegler, 2011).

A entrada de um terceiro terminal faz com que corrente do terceiro terminal, conhecida como corrente de *infeed* insira um erro na impedância medida pelo relé, fazendo que seja maior que a impedância real. Portanto, é necessário ajustar as zonas de proteção do relé de distância, a partir da impedância aparente, a qual varia conforme a contribuição de corrente medida em cada terminal.

O subalcance da proteção se dá pela não operação do relé de um dado terminal para faltas além do terminal protegido. Já a proteção de sobrealcance é uma forma de proteção que permite a operação do relé para faltas além do terminal remoto (Siqueira, 2007).

Na Figura 1 é apresentado o modelo do sistema teste, utilizado nas simulações, com o terceiro terminal, sendo possível observar as contribuições de corrente dos terminais A e C durante uma falta em F. A corrente I_C é conhecida como corrente de *infeed* quando está em fase com I_A ou como de *outfeed* quando sua fase é oposta à de I_A .

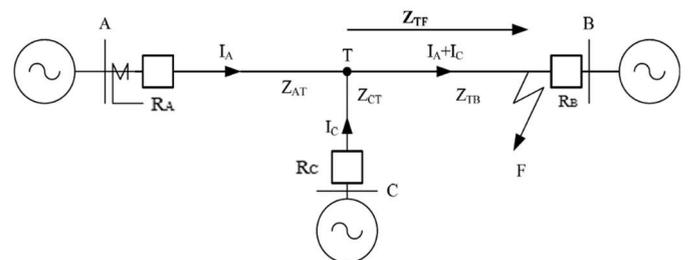


Fig. 1 Exemplificação de uma linha de três terminais.

A Eq. 1 representa a impedância que aparece no terminal do relé de distância, chamada de impedância aparente, vista pelo relé RA, de acordo com a Figura 2. Essa configuração é maior que a impedância falha real, ou seja, $Z_{AF} + Z_{TF}$ (Mooney & Fischer, 2006).

Portanto, devido a corrente *Infeed* o alcance do relé não cobriria todo o comprimento da linha, se compararmos com o a zona utilizada para um sistema de dois terminais.

$$Z_{app} = Z_{AF} + Z_{TF} \left(1 + \frac{I_C}{I_A} \right) \quad (1)$$

Onde:

- Z_{app} – É a impedância aparente vista pelo relé no terminal A.
- Z_{AF} – É a impedância entre o terminal A e a falta F.
- Z_{TF} – É a impedância entre o ponto T e a falta F.
- $\frac{I_C}{I_A}$ – É o fator *infeed* para o terminal A.

A zona de atuação de admitância da barra A, é mostrada na Figura 2. A zona 1 deste relé (de sub-alcance) foi ajustada para alcançar 80% da LT sem considerar o terceiro terminal de alimentação, ou seja:

$$Zona_1 = 0,8. (LT_A + LT_C) \quad (2)$$

As zonas 2 e 3 devem ultrapassar as barras B e C. Para ajustar essas duas zonas, é necessário considerar o termo $(1 + I_C / I_A)$, que corresponde ao fator de alimentação do terminal A (Holbach et al., 2008). A segunda zona foi definida para proteger toda a linha, mais 20% do segmento de linha mais longa, conforme a Eq. 3. Quanto à terceira zona, a proteção de toda a linha, mais 50% do segmento de linha mais longa, conforme a Eq. 4.

$$Zona_2 = 1,2. \left[LT_A + LT_B. \left(1 + \frac{I_C}{I_A} \right) \right] \quad (3)$$

$$Zona_3 = 1,5. \left[LT_A + LT_B. \left(1 + \frac{I_C}{I_A} \right) \right] \quad (4)$$

As zonas (Z_2 e Z_3) do relé de distância possuem uma temporização ($t_{Z2} = 0,3$ s e $t_{Z3} = 1,0$ s), já a zona (Z_1) é instantânea.

O valor de ajuste necessário para proteger a linha de três terminais pode ser muito maior que uma linha de dois terminais, resultando em uma maior susceptibilidade a operação da proteção por atuação indevida ocasionada por OP.,

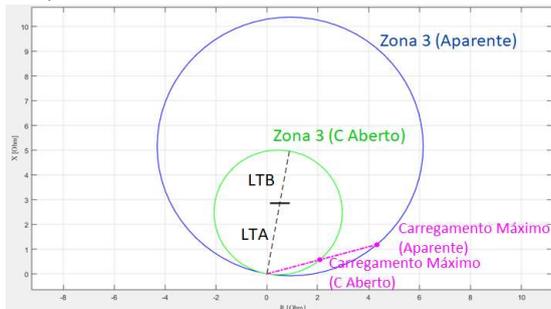


Fig. 2 Característica de operação do elemento de distância da zona 3 para linhas de dois e de três terminais.

A Figura 2 mostra como a corrente de *infeed* torna a impedância vista pelo relé, para a zona 3 muito maior que a zona 3 de atuação sem considerar a LT do terminal C.

O valor da potência de carga em que o relé está próximo do limite operacional é conhecido como capacidade de carga do relé, calculado na Eq. 5.

$$S_{1mho} = 3 \frac{E^2}{Z_R + \cos(\theta + \varphi)} \quad (5)$$

Onde:

- E – É a tensão de linhas de transmissão.
- Z_R – É o alcance da zona.
- θ – É o ângulo de máximo conjugado.
- φ – É o fator de potência.

Ao manter-se constante o valor das tensões nas barras e da impedância da linha de transmissão, a potência ativa transferida entre dois terminais aumenta à medida que o valor do carregamento máximo cresce. A máxima potência teórica transferida P_{max} acontece $\delta = 90^\circ$. A partir de 90° , a quantidade de potência transferida diminui com o aumento de δ (Mooney & Fischer, 2006).

3. OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA

As OP são um dos principais motivos de atuação indevida da proteção de distância (Pang & Kezunovic, 2010). O SEP pode entrar em colapso como resultado da operação incorreta da proteção de distância. A atuação indevida do relé de distância já resultou em diversos blecautes, tais como, nos EUA e Canadá em 2003, Itália e Malásia também no mesmo ano e, no Brasil em 2009 (Menco, 2018).

Durante uma oscilação de potência, a impedância aparente vista por um relé de distância pode migrar para a região de operação do relé e resultar em uma operação indevida. Quando ocorre um curto-circuito na LT, a impedância aparente move-se rapidamente do local da impedância de carga para o local da falha, isto é, a região protegida pelo relé de distância (Nayak et al., 2016). Por outro lado, durante uma oscilação de potência, a variação da impedância aparente, limitada pela inércia dos geradores, é lenta.

A Figura 3 ilustra oscilações de potência estáveis e instáveis. Oscilações de potência instáveis, tende a cruzar pelo centro elétrico e o eixo das reatâncias. Oscilações estáveis tendem a buscar outro ponto de operação sem alterar o quadrante no plano R-X.

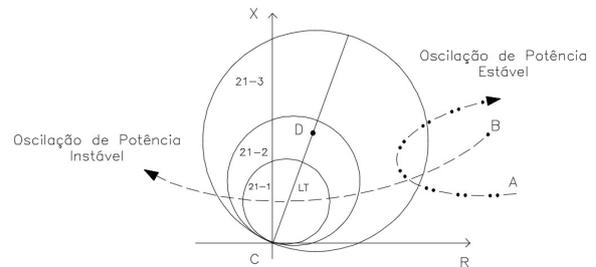


Fig. 3 Característica típica de uma oscilação estável e instável.

Em casos de oscilação como os representados na Figura 3, tanto estáveis, quanto instáveis, a proteção de distância pode atuar de forma indevida. Nestas situações, a impedância medida pelo relé assume característica oscilatória e poderá migrar para o interior da região de proteção delimitada pelo relé.

Na operação normal do sistema, a impedância vista pelo relé é a impedância de carga e, consequentemente, a sua localização nos eixos R-X encontra-se longe das características de proteção do relé de distância.

Contudo, para sistemas com o terceiro terminal adicional, conforme abordado na seção 3, o terceiro terminal faz com que haja a necessidade de expandir a cobertura das zonas de proteção do relé. Sendo assim, ampliam-se as possibilidades de atuações indevidas da proteção, visto que as zonas de proteção do relé de distância aproximam-se das zonas de operação padrão do sistema.

4. MÉTODOS DE BLOQUEIO DO RELÉ DE DISTÂNCIA
Deve-se ressaltar que atualmente não existem métodos específicos de bloqueio do relé de distância para linhas de transmissão com três terminais em situações de oscilações de potência. As bibliografias e pesquisas existentes abordam os métodos apenas para o bloqueio do relé de distância em linhas de dois terminais. Logo, a presente trabalho torna-se relevante para estudos de linhas de três terminais.

4.1 Método Características Concêntricas (MCC)

Uma vez definida a característica operacional do relé de distância, é possível calcular e ajustar as configurações dos métodos de detecção de oscilação de potência.

Um critério muito comum para distinguir se existe uma condição de oscilação para uma condição de falha é baseado na taxa de variação da impedância aparente (Ziegler, 2011).

Na Figura 4 é possível observar o limite externo (LE) e o limite interno (LI) que definem a região predeterminada no plano R-X. O LI deve ser maior ou igual à zona externa do relé de distância associado (R_c) e o LE deve ser ajustado para não adentrar na região de carga.

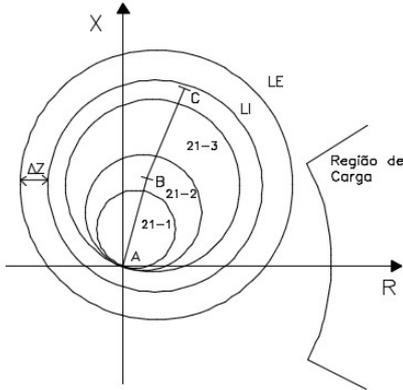


Fig. 4 Método características concêntricas aplicado no relé mho.

Um deslocamento (ΔZ) separa os limites LI e LE um do outro, concêntricos à zona 3 do relé mho.

Quando a trajetória da impedância aparente penetra na parte externa indicada pelo LE, uma contagem do tempo começa e termina quando a impedância atinge a região interna (LI). Esse tempo medido é comparado a um tempo predefinido. Se esse tempo for maior ou igual à configuração do método, o relé de distância da LT será bloqueado. Indicando que há uma OP no sistema.

No caso de m curto-circuito na LT o tempo medido é menor que o tempo pré-ajustado, permitindo que o relé de distância opere.

Para que o método funcione conforme descrito nesta seção, é necessário definir as configurações de região concêntrica, tempo e deslocamento entre as regiões. Estudos são realizados, de acordo com as análises estabelecidas por (Neri, 2015), para definir esses ajustes.

A Figura 4 mostra a faixa resistiva R_{LE} , calculada através de (6). Esta equação determina o valor máximo que a resistência LE pode atingir em função do ângulo de potência máximo permitido no sistema e a soma das impedâncias de sequência positiva da linha e das fontes equivalentes.

$$R_{LE} = \frac{\sum Z}{2} \cdot \cot\left(\frac{\delta_{max}}{2}\right) \quad (6)$$

Onde:

- R_{LE} – É a faixa resistiva (Ω).
- $\sum Z$ – É a soma do módulo de impedância de sequência positiva das fontes e linhas equivalentes (Ω).
- δ_{max} – É o ângulo máximo de carregamento (graus).

A operação estável não pode ser mantida com $\delta > 90^\circ$, ou seja, o ângulo de 90° corresponde ao limite estático teórico de estabilidade para um sistema puramente reativo (Mooney & Fischer, 2006).

O círculo mho concêntrico é geralmente parametrizado para apenas uma frequência de oscilação. Assim, é possível determinar a taxa de variação da resistência aparente, conforme (7).

$$\frac{dR}{dt} = \frac{\pi}{2} \cdot \sum Z \cdot \tan\left(\frac{\delta_{max}}{2}\right) \quad (7)$$

Onde:

- $\frac{dR}{dt}$ – É a taxa de resistência aparente (Ω/s).
- $\sum Z$ – É a soma do módulo de impedância de sequência positiva das fontes e linhas equivalentes (Ω).
- f_{osc} – É a frequência máxima de oscilação (Hz).
- δ_{max} – É o ângulo máximo de carregamento (graus).

A diferença mínima delimitada pela Eq. (8) entre o LE resistivo e o LI pode atingir, desde o ajuste da frequência de oscilação máxima até 7 Hz, que é uma oscilação forte. Um período de 5 s ms é definido para determinar se uma oscilação está passando pelas regiões predeterminadas.

$$\Delta Z \geq t_{cc} \cdot \frac{dR}{dt} \quad (8)$$

Onde:

- ΔZ – É a diferença entre a faixa resistiva de LE e LI (Ω).
- t_{cc} – É o tempo que a impedância deve estar entre LE e LI para ser considerada uma oscilação (s).
- $\frac{dR}{dt}$ – É a taxa de resistência aparente (Ω/s).

A faixa resistiva do limite interno (R_{LI}) é determinada por (9).

$$R_{LI} = R_{LE} - \Delta Z \quad (9)$$

Durante uma oscilação de potência, a taxa aparente de resistência aumenta quando a impedância se aproxima da impedância da linha de transmissão (Nayak et al., 2016). Como resultado, na proximidade do R_{LI} , a taxa de variação será diferente da proximidade do R_{LE} . Então é necessário calcular para R_{LI} como (10).

$$\delta = 2 \cdot \arctan\left(\frac{\frac{\sum Z}{2}}{R_{LI}}\right) \quad (10)$$

Tendo δ para R_{LI} , é possível obter a nova taxa de variação da resistência aparente através da Equação 7. Nesse momento, adotando o mesmo período definido acima, a compensação mínima para essas condições é calculada como (8). Em (9), a nova faixa resistiva da LI é definida.

4.2 Método Duplo Blinder (MDB)

Este método é baseado no mesmo princípio do MCC, no qual é analisada a taxa de variação da impedância aparente da sequência positiva vista pelo relé.

O MDB determina dois limites. Na Figura 5 é possível observar o posicionamento dos *blindings*, no plano R-X, em relação às zonas de proteção do relé de distância. Os *blindings* são alinhados em paralelo com a impedância da linha, a fim de

otimizar a leitura da taxa de alteração da impedância, uma vez que geralmente a impedância entra nas zonas de proteção em um ângulo próximo ou igual a 90 graus com relação ao ângulo de impedância da linha (Shimpi & Jain, 2018).

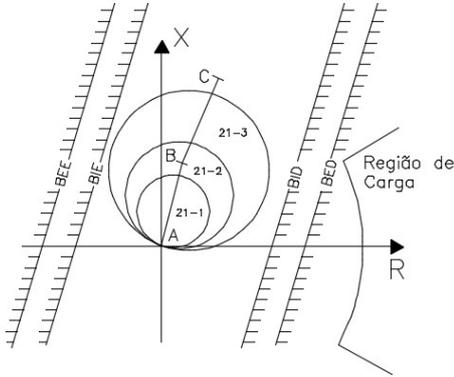


Fig. 5 Método duplo blinder aplicado em relé mho.

Os blinders internos (BI) devem ser ajustados além da impedância da zona de proteção do relé mais distante. Para defini-las, supõe-se que a impedância total do sistema seja igual à soma de suas impedâncias de sequência positiva, portanto o ângulo do BI é determinado através ângulo do alcance resistivo da maior zona de proteção do relé.

$$t_{db} = \frac{(Ang BI - Ang BE)}{360 \cdot f_{osc}} \quad (11)$$

Onde:

- t_{db} – É o tempo que a impedância deve estar entre BE e BI para ser considerada uma oscilação (s).
- $Ang BI$ – É o ângulo de abertura para o Blinder Interno (graus).
- $Ang BE$ – É o ângulo de abertura para o Blinder Externo (graus).

f_{osc} – É a frequência máxima de oscilação de (Hz).

5.RESULTADOS

A modelagem do sistema teste, mostrado na Figura 1, foi realizada na plataforma Simulink do Matlab, onde foram exportadas as variáveis necessárias para a avaliação dos métodos. Os métodos foram implementados via script também em Matlab.

Os sinais de corrente e tensão foram obtidos a uma taxa de 64 amostras por ciclo na frequência de 60 Hz. O período de simulação corresponde a 3 segundos.

Para simular as condições de oscilação de potência, a frequência fundamental foi definida para uma fonte específica e variada nos demais terminais da linha. Dessa maneira, consegue-se identificar até que frequência de oscilação o método consegue bloquear o relé de distância. Os dois métodos apresentados na seção 4 foram avaliados para diferentes cenários de OP em um SEP com três terminais. Os parâmetros utilizados no sistema teste são descritos na Tabela A.1 do Apêndice A. Visando obter simulações com diferentes pontos de conexão do terceiro terminal (ponto T), foram considerados três cenários.

No Cenário 1, os segmentos de linha A-T, B-T e C-T têm comprimentos iguais, ou seja, $L_{AT} = L_{BT} = L_{CT}$, isto é, a conexão do terceiro terminal é na metade da linha de transmissão A-B ($L_{AT} + L_{BT}$). Para o Cenário 2 há aproximação do ponto de conexão T da fonte A, ou seja, $L_{AT} > L_{BT}$. E, por fim, no Cenário 3 a conexão do terceiro terminal ocorre mais próximo da fonte B, isto é, $L_{BT} > L_{AT}$.

A partir dos cenários definidos, é possível a avaliação dos métodos tradicionais, MCC e MDB, perante OP. Para simular as frequências de oscilação foi fixado 60 Hz para a fonte da L_{TA} (f_A), enquanto as fontes da L_{TB} (f_B) e da L_{TC} foram variadas de 1 a 7 Hz (f_C), visando analisar o desempenho dos métodos para oscilações fracas (1 a 4 Hz) e fortes (4 a 7 Hz).

5.1 Cenário 1

A topologia do sistema elétrico analisado no Cenário 1 pode ser observada na Fig. 6.

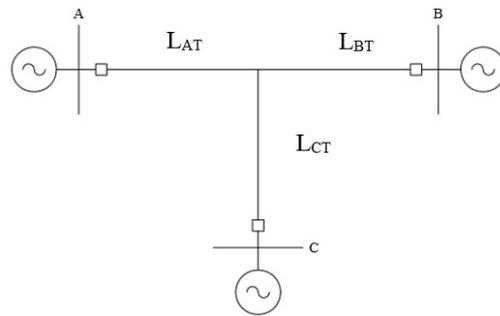


Fig. 6 Topologia do Cenário 1.

Na Tabela 1 pode-se verificar a atuação dos métodos (MCC e MDB), diante das frequências de oscilações (f_{osc}) simuladas. Nas tabelas apresentadas admite-se que “V” equivale-se ao bloqueio do relé de distância, ou seja, atuação correta, por outro lado, “X” equivale a atuação incorreta e, portanto, momentos em que não ocorre o bloqueio do relé de distância.

Tabela 1. Atuações do MCC e MDB para o Cenário 1.

Caso	f_{osc}			Relé _A		Relé _B		Relé _C	
	f_A	f_B	f_C	CC	DB	CC	DB	CC	DB
1	60	61	63	V	V	V	V	V	V
2	60	63	62	V	V	V	V	V	V
3	60	64	64	V	V	V	V	V	V
4	60	64	65	X	V	V	V	V	V
5	60	64	66	V	X	X	V	V	V
6	60	64	67	X	X	X	X	V	V
7	60	65	64	V	V	V	V	V	V
8	60	65	67	X	X	X	X	X	X
9	60	66	64	V	X	V	X	V	V
10	60	66	67	X	X	X	V	X	X
11	60	67	64	X	V	V	X	X	X
12	60	67	65	X	X	X	X	X	X
13	60	67	66	X	X	X	X	X	X
14	60	67	67	V	V	V	V	V	V

Analisando a Tabela 1, é possível avaliar a atuação dos MCC) e MDB, para os relés de distância A, B e C, nos diferentes casos simulados do cenário 1.

Na Figura 7 é possível observar o relé A, assim como os dois métodos de bloqueio para as frequências utilizadas no caso 6 da Tabela 1.

A Figura 8 mostra, por meio dos valores 1 (*trip*) e 0 (não *trip*), a atuação da zona mais externa em relação ao relé de distância (*trip* Z3), para o caso 6 da Tabela 1. Nas situações com oscilações semelhantes a esta, os métodos tradicionais não apresentaram bons resultados, permitindo a atuação indevida do relé de distância (ANSI 21). Isto é, no instante que o nível lógico do relé apresentasse valor 1, instantaneamente o nível lógico do bloqueio deveria apresentar valor 1. Esta falha ocorre devido aos ajustes de tempo e distância entre as regiões pré-determinadas na função ANSI 68 (bloqueador de oscilação).

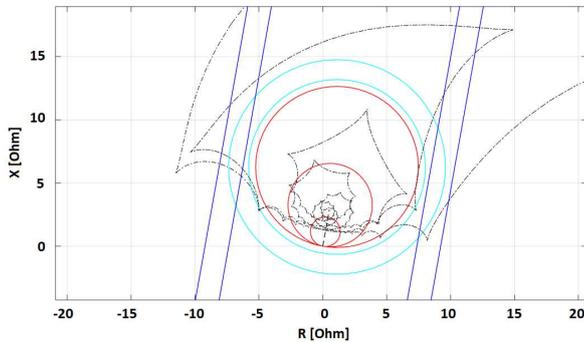


Fig. 7 Trajetória da impedância vista pelo relé A para oscilação severa, frequências do caso 6.

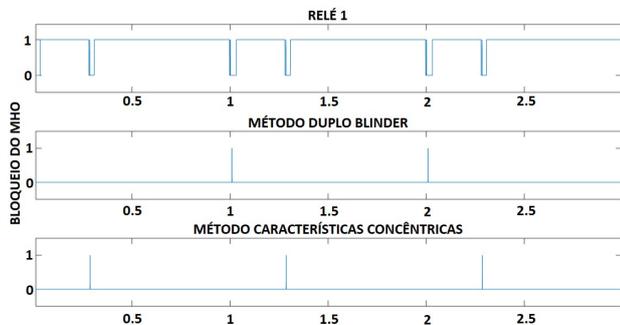


Fig. 8 Trip da Zona mais externa em relação ao relé de distância A para oscilação severa, frequências do caso 6.

Para comparação entre uma OP severa (caso 6) e uma suave (caso 1), apresenta-se as respostas obtidas para as frequências do caso 1 ($f_A = 60\text{Hz}$, $f_B = 61\text{Hz}$ e $f_C = 63\text{Hz}$), por meio da Figura 9.

Observando os resultados nas Figura 7. e Figura 9 (ambas da trajetória da impedância), verifica-se que as oscilações mais severas estabelecem que a trajetória da impedância atravesse mais rapidamente a zona de proteção do relé de distância. Sendo assim, para fenômenos com oscilações com alto nível de severidade, elevam-se as probabilidades de os métodos para bloqueio do relé de distância atuarem erroneamente e, portanto, levar o SEP a um *blackout*.

Verifica-se que na Figura 10, houve o *trip* da zona mais externa do relé de distância, isto ocorreu porque os métodos de bloqueio avaliados não atuaram. Assim observa-se a ineficiência dos métodos de bloqueio para oscilações de potência em linhas de três terminais.

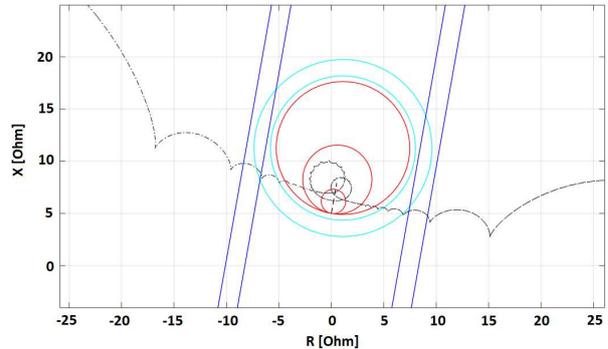


Fig. 9 Trajetória da impedância vista pelo relé A para oscilação suave, frequência do caso 1.

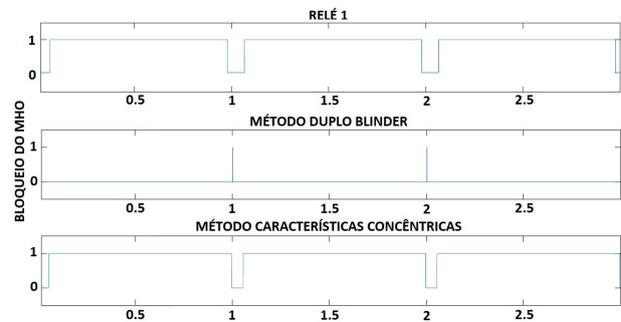


Fig. 10 Trip da Zona mais externa em relação ao relé de distância A para oscilação suave, frequência do caso 1.

5.2 Cenário 2

A topologia do sistema elétrico analisado no cenário 2 pode ser observada na Figura 11.

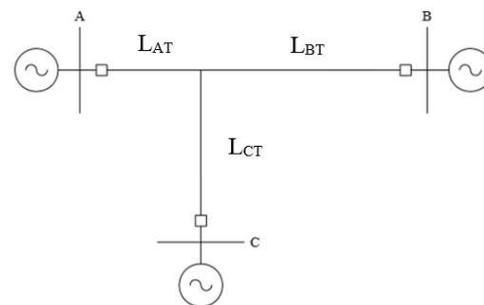


Fig. 11 Topologia do Cenário 2.

Na Tabela 2 pode-se verificar a atuação dos métodos (MCC e MDB), diante das frequências de oscilações (f_{osc}) simuladas no cenário 2. Em relação ao cenário 1, no cenário 2, o relé de distância R_B , obteve maior área no plano R-X e por consequência um pior desempenho. Esta alteração ocorreu devido ao ajuste da zona 3 do relé de distância ser 50% maior, conforme demonstrado na seção 4.1. De forma inversa, a capacidade de carga do SEP analisado é diminuída.

Por outro lado as zonas de proteção R_A obtiveram redução e, conseqüentemente, diminuindo a impedância, levando a maior capacidade de carga, sem comprometer a atuação das proteções.

Analisando a Tabela 2, é possível avaliar a atuação dos MCC e DB, para os relés de distância A, B e C, nos diferentes casos simulados do cenário 2.

Tabela 2. Atuações do MCC e MDB para o Cenário 2.

Caso	f_{osc}			Relé _A		Relé _B		Relé _C	
	f_A	f_B	f_C	CC	DB	CC	DB	CC	DB
1	60	61	63	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	60	63	62	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	60	64	64	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	60	64	65	✓	✓	✗	✓	✓	✓
5	60	64	66	✓	✗	✗	✗	✓	✓
6	60	64	67	✗	✓	✗	✗	✓	✓
7	60	65	64	✓	✓	✗	✗	✓	✓
8	60	65	67	✓	✗	✗	✗	✗	✗
9	60	66	64	✓	✗	✓	✗	✓	✓
10	60	66	67	✓	✗	✗	✗	✗	✗
11	60	67	64	✓	✓	✗	✗	✗	✗
12	60	67	65	✗	✗	✗	✗	✗	✗
13	60	67	66	✗	✗	✗	✗	✗	✗
14	60	67	67	✓	✓	✓	✓	✓	✓

5.3 Cenário 3

A topologia do sistema elétrico analisado no cenário 1 pode ser observada na Figura 12.

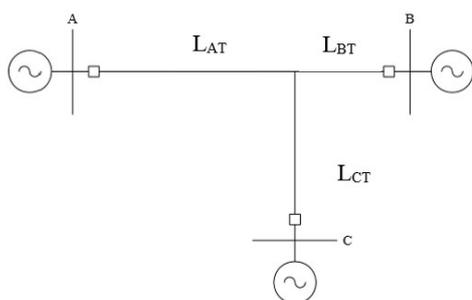


Fig. 12 Topologia do Cenário 3.

Na Tabela 3 pode-se verificar a atuação dos métodos (MCC e MDB), diante das frequências de oscilações (f_{osc}) simuladas no cenário 3. Analisando as respostas obtidas por meio dos valores lógicos, observa-se que, neste terceiro cenário, as zonas do relé A (R_A) tem área de atuação menor e, por conseguinte as zonas de proteção do relé B (R_B) obtiveram maior extensão.

Analisando a Tabela 3, é possível avaliar a atuação dos MCC e MDB, para os relés de distância A, B e C, nos diferentes casos simulados do cenário 3.

Tabela 3. Atuações do MCC e MDB para o Cenário 3.

Caso	f_{osc}			Relé _A		Relé _B		Relé _C	
	f_A	f_B	f_C	CC	DB	CC	DB	CC	DB
1	60	61	63	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	60	63	62	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	60	64	64	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	60	64	65	✗	✓	✓	✓	✓	✓
5	60	64	66	✗	✗	✓	✓	✓	✓
6	60	64	67	✗	✗	✓	✓	✓	✓
7	60	65	64	✓	✗	✓	✓	✓	✓
8	60	65	67	✗	✗	✓	✗	✗	✗
9	60	66	64	✗	✗	✓	✓	✓	✓
10	60	66	67	✗	✗	✗	✓	✗	✗
11	60	67	64	✗	✗	✓	✓	✗	✗
12	60	67	65	✗	✗	✗	✗	✗	✗
13	60	67	66	✗	✗	✗	✗	✗	✗
14	60	67	67	✓	✓	✓	✓	✓	✓

6. DISCUSSÕES

Analisando as atuações dos métodos de bloqueio para oscilações de potência, de acordo com os resultados apresentados para os cenários, foi possível elaborar a Tabela 4. Nesta tabela são apresentados os percentuais de acertos, isto é, bloqueio do relé de distância das linhas.

Tabela 4. Percentual de atuações corretas do MCC e MDB.

Cenário de linha	Relé _A		Relé _B		Relé _C	
	CC	DB	CC	DB	CC	DB
Cenário 1	50%	50%	57%	57%	64%	64%
Cenário 2	79%	57%	36%	36%	64%	64%
Cenário 3	36%	36%	79%	79%	64%	64%

O Relé C apresentou resultados iguais de porcentagem devido ao comprimento da linha C ser o mesmo em ambos os cenários.

A medida que se aumenta a zona de proteção, a atuação de bloqueio de OP apresenta resultados medianos. Entretanto, ao passo que são reduzidas as zonas de proteção, os métodos de bloqueio apresentam desempenho inferiores. Nos casos em que as frequências f_B e f_C são idênticas e, portanto, o sistema sofre com apenas duas frequências de oscilação, os métodos de bloqueio apresentam melhor desempenho, independente do cenário simulado.

Além disto, para as simulações dos primeiros casos, com variação de frequência máxima de 4Hz entre as fontes, os métodos aplicados resultaram em valores satisfatórios para todos os relés avaliados, bem como todos os cenários. Contudo, os casos com variação de frequência máxima superior a 4Hz, método MCC e MDB apresentaram falhas de bloqueio em diversos casos.

7. CONCLUSÃO

A interconexão do sistema de transmissão de energia elétrica se expandiu, causando problemas para a proteção, uma vez que a probabilidade de ocorrência de oscilação de potência de várias máquinas aumentou. Neste contexto, a utilização das linhas de três terminais pode causar conseqüências graves

como a operação inadequada de proteção à distância, pois, como resultado de oscilações de potência, um sinal de abertura será enviado aos disjuntores e implicará em um alto tempo de restauração.

O presente artigo abordou a avaliação da proteção do relé de distância em casos de oscilações de potência em linhas de três terminais. Os métodos avaliados, MCC) e MDB, são tipicamente utilizados em circuitos com dois terminais. Em linhas de três terminais, a corrente de contribuição do terceiro terminal altera a zona de proteção do relé de distância podendo causar sub ou sobre alcance

Ajustar esses métodos, é necessário conhecimento detalhado do sistema, visto que os métodos devem ser externos às zonas de proteção do relé. Devido a isso, estudos de estabilidade devem ser realizados para encontrar a parametrização correta.

Nos casos de oscilação de potência nos quais o relé 68 não bloqueou a operação dos relés de distância, mostrada neste artigo, ocorrem porque a parametrização do MCC e MDB são baseadas em modelos de LT de dois terminais e em um limite de frequência (7 Hz). Quando a oscilação é tão forte, a ponto de se aproximar desse valor, os métodos tendem a não atuar corretamente.

O tamanho elevado da característica de operação do relé diminui a capacidade de carga da linha. Nos casos em que uma carga muito grande está associada ao sistema de potência, diminuir a capacidade de carga pode ser um problema. O aumento da zona de operação causa também o aumento do tempo que a impedância aparente permanecerá dentro da característica do relé 68. Em seguida, a impedância aparente pode permanecer dentro da característica do bloqueador de oscilação de potência por um tempo maior que o definido pelo ajuste do cronômetro da zona 3 do relé 21, resultando em um disparo indevido do terminal de linha.

Os relés de distância RA, RBe RC, associados aos terminais A, B e C, apresentaram operação semelhante em grande parte de suas atuações. Este aspecto similar ocorre, devido a característica das regiões de cobertura dos métodos de bloqueio em relação as LTs, ou seja, são externas ao relé de distância. Desta forma, as zonas 2 e 3 do relé 21 eram maiores ou iguais ao comprimento total da linha.

REFERÊNCIAS

Chen, C. S., Liu, C. W., & Jiang, J. A. (2002). Three-terminal transmission line protection using synchronized voltage and current phasor measurements. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 3(ASIA PACIFIC)*, 1727–1732. <https://doi.org/10.1109/tdc.2002.1177715>

Holbach, J., Vadlamani, V., & Lu, Y. (2008). Issues and solutions in setting a quadrilateral distance characteristic. *2008 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 89–104. <https://doi.org/10.1109/CPRE.2008.4515049>

IEEE Power and Energy Society. (2015). *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*.

Lin, Y. H., Liu, C. W., & Yu, C. S. (2002). A new fault locator for three-terminal transmission lines - Using two-terminal synchronized voltage and current phasors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(2), 452–459. <https://doi.org/10.1109/61.997917>

Menco, C. A. L. (2018). *Método para Detecção de Oscilação de Potência no Domínio do Tempo*. Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).

Mooney, J., & Fischer, N. (2006). *Application Guidelines for Power Swing Detection on Transmission Systems* Joe Mooney, P.E. and Normann Fischer Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 1–10.

Nayak, P. K., Pradhan, A. K., & Bajpai, P. (2016). A Three-Terminal Line Protection Scheme Immune to Power Swing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(3), 999–1006. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2387873>

Neri, T. F. (2015). *Proteção de perde de Sincronismo - Aplicação e Avaliação no Sistema Interligado Nacional Brasileiro*. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Pang, C., & Keszunovic, M. (2010). Fast distance relay scheme for detecting symmetrical fault during power swing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(4), 2205–2212. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2010.2050341>

Shimpi, K. S., & Jain, A. M. (2018). Power swing detection, blocking and unblocking logic in distance relay. *Proceedings of the International Conference on Computing Methodologies and Communication, ICCMC 2017, 2018-Janua(1)*, 904–908. <https://doi.org/10.1109/ICCMC.2017.8282597>

Siqueira, M. da C. (2007). *Desempenho da Proteção de Distância sob Diferentes Formas de Polarização*. 104.

Torres, S., Esponda, H., Andrade, M., Vázquez, E., Paternina, M. R. A., Zamora, A., & Ramirez, J. M. (2017). Unblocking function of distance relay during power swing based on modal analysis. *2016 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition-Latin America, PES T and D-LA 2016*. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2016.7805633>

Ziegler, G. (2011). *Numerical Distance Protection*.

Apêndice A.

Tabela A. Comprimento das linhas para cada Cenário.

Cenários	L _{AT} (km)	L _{BT} (km)	L _{CT} (km)
1	100	100	100
2	50	150	100
3	150	150	100

Apêndice B.

Tabela B. Parâmetros do sistema de transmissão de três terminais.

Tensão de Fonte (kV)	Impedância da Fonte (Seq. Positiva)	Impedância da Linha (Seq. Positiva)
E _A =345 20°	Z _A =0,091+j2,598Ω	Z _{AT} =0,075+j0,423Ω
E _B =345 0°	Z _B =0,091+j2,598Ω	Z _{BT} =0,075+j0,423Ω
E _C =345 10°	Z _C =0,091+j2,598Ω	Z _{CT} =0,075+j0,423Ω

Apêndice C.

Tabela C. Parâmetros de ajuste do relé de distância.

	LT de Três Terminais
Zona 1	Z _A = 7,8 +j43,9 Ω
Zona 2	Z _B = 22,1 +j12,4 Ω
Zona 3	Z _C = 2,2 +j240,3 Ω

Apêndice D.

Tabela D. Parâmetros de ajuste dos métodos para bloqueio de oscilação de potência.

MCC	MDB
$\delta = 90^\circ$	$Ang_{BE} = 90^\circ$
$f_{osc} = 60Hz$	$f_{osc} = 60Hz$
$t_{cc} = 0,005 s$	$\alpha = 90^\circ$