



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPC/13
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – V

**GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA -
GPC**

**FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA A DETERMINAÇÃO DOS AJUSTES DA
PROTEÇÃO DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
ATRAVÉS DO MÉTODO DO MELHOR AJUSTE LOCAL**

**Danilo Luiz Alves Negrão (*)
Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos**

**José Carlos de Melo Vieira Jr.
Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos**

RESUMO

O problema da coordenação de relés direcionais de sobrecorrente em sistemas de transmissão e subtransmissão requer estudos exaustivos e o tratamento de uma grande quantidade de informações. As metodologias existentes encontram dificuldades de aplicação, seja devido à explosão combinatorial com o tratamento tradicional do problema ou à necessidade de ajuste de parâmetros e da não intuitividade no tratamento com metaheurísticas. Este informe técnico apresenta uma ferramenta desenvolvida com base em um novo método denominado Método do Melhor Ajuste Local. Os resultados obtidos, além de intuitivos, garantem a coordenação e produzem uma proteção ágil com um bom desempenho.

PALAVRAS-CHAVE

Coordenação, Proteção de sistemas de potência, Relé direcional de sobrecorrente, Seletividade.

1.0 - INTRODUÇÃO

Estudos de coordenação da proteção requerem a manipulação de uma grande quantidade de informações, de modo a respeitar uma série de critérios e filosofias da teoria de proteção. Para a proteção de linhas de transmissão geralmente são utilizados relés de distância (ANSI 21) e relés direcionais de sobrecorrente (ANSI 67), de modo que a proteção de sobrecorrente é considerada retaguarda da proteção de distância.

Há diversas abordagens para tratar o problema de coordenação de relés direcionais de sobrecorrente, mas o objetivo principal é encontrar valores da corrente de *pick-up* (I_p) e do multiplicador de tempo (TDS) do relé, podendo se estender ainda ao tipo de curva característica do relé (TOC). Alguns trabalhos, como em (1) e (2), formulam o problema com base na teoria de otimização, com o objetivo de minimizar o tempo de atuação dos relés. Neste caso o problema é do tipo não-linear com programação inteira mista, pois os ajustes dos relés podem ser discretos e/ou contínuos dependendo do tipo de relé utilizado. Assim esse problema pode se tornar desafiador para a resolução através de metodologias convencionais devido à explosão combinatorial que se dá pelos testes sucessivos entre pares de relés principal/retaguarda necessários para a minimização da função objetivo. A fim de simplificar o problema, alguns métodos, como (3) e (4), fixam a corrente de *pick-up* a algum múltiplo da corrente de carga da linha, linearizando a formulação e reduzindo o estudo à determinação do melhor ajuste de TDS.

Recentemente o problema vem sendo tratado através de abordagens com ferramentas inteligentes, que visam à utilização de metaheurísticas para a análise de coordenação, tais como algoritmos genéticos (5), enxame de partículas – PSO (6), enxame de partículas evolutivo (7), dentre outros, fornecendo resultados próximos do valor ótimo. Porém encontra-se uma dificuldade no ajuste dos parâmetros do otimizador, além de que os resultados obtidos não são intuitivos, não se sabendo ao certo as implicações caso seja necessária alguma modificação no resultado final.

(*) Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. Av. Trabalhador são-carlense, n° 400 Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação – Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica - LSEE CEP 13.566-590 São Carlos, SP – Brasil. Tel: (+55 11) 95463-9216 – Email: danilo.negrao@usp.br

Nesse âmbito, uma ferramenta para o auxílio dos estudos de coordenação capaz de fornecer automaticamente os ajustes da proteção de sobrecorrente de modo a respeitar as diversas peculiaridades do sistema em estudo e fornecer resultados intuitivos é de grande vantagem para o engenheiro de proteção. Assim, este trabalho visa expor um método desenvolvido para a análise e estudos de coordenação da proteção de sobrecorrente, fornecendo resultados confiáveis, intuitivos e em um tempo computacional reduzido. Com isso se ganha muito em praticidade, sendo possível realizar análises do comportamento dos dispositivos de proteção considerando diversos cenários do sistema em poucos minutos.

2.0 - METODOLOGIA

Para a realização da coordenação automática foi desenvolvido o método denominado Melhor Ajuste Local, que é determinístico e visa condensar as informações do sistema em cada local de instalação dos relés, de modo a resumir as restrições impostas em pontos de referência e assim realizar uma análise relé a relé, sem a necessidade dos testes sucessivos em pares de dispositivos de proteção. Antes de apresentar esta metodologia será realizada uma breve revisão de conceitos com foco na teoria e filosofias de proteção. Em seguida, serão tratados pontos do método proposto e da implementação da ferramenta. Ao fim serão discutidos os resultados obtidos.

2.1 Proteção de Linhas de Transmissão

A proteção de distância, código ANSI 21, é assim chamada pois consegue determinar uma aproximação para o local de falta a partir das medições de tensão e corrente no terminal da linha. Para o relé 21 são definidas zonas de proteção classificadas pela área de abrangência da proteção, de modo que a primeira zona geralmente cobre de 70% a 90% da linha e tem atuação instantânea, enquanto a segunda zona cobre integralmente a linha protegida e mais 50% da linha adjacente mais próxima (8).

A proteção direcional, código ANSI 67, é essencial para sistemas malhados, já que há diferentes caminhos para a corrente de falta sendo necessário identificar o sentido da corrente de modo a realizar uma correta coordenação entre os dispositivos de proteção. O relé 67 pode operar instantaneamente ou através de atuação inversa no tempo, sendo esta última mais utilizada pois favorece a seletividade do sistema. As curvas padronizadas para o relé direcional de sobrecorrente são definidas pela equação [1] a seguir (9):

$$T_{op} = TDS \cdot \left(K_1 + \frac{K_2}{M^{K_3-1}} \right) \quad [1]$$

Em que:

T_{op} : Tempo de atuação do relé, em segundos;

TDS: Multiplicador de tempo do relé;

M: Múltiplo da corrente de ajuste, sendo este definido como $M = I/I_p$; I é a corrente de falta e I_p a corrente de *pick-up* do relé;

K_1, K_2, K_3 : Constantes que determinam o tipo (grau de declividade) da curva.

De acordo com os parâmetros de K_1, K_2, K_3 as curvas podem ser do tipo ANSI (9) ou IEC (10).

A proteção de retaguarda pode ser separada em retaguarda local e retaguarda remota. A retaguarda local está instalada juntamente com a proteção principal, podendo ser realizada por relés de tipos diferentes ou por duplicação da proteção principal. Já a retaguarda remota está instalada em outra zona de proteção, distante da proteção principal. Devido à filosofia de proteção, o relé de distância é considerado proteção principal, enquanto o relé direcional é retaguarda. Desse modo, o relé 67 instalado no mesmo local do relé 21 é considerado retaguarda local deste mesmo relé de distância, enquanto o relé direcional instalado em outra zona de proteção é considerado proteção de retaguarda remota.

2.2 Método do Melhor Ajuste Local

O método tem foco na coordenação da proteção de relés direcionais de sobrecorrente. A ideia geral está sintetizada na Figura 1. A Figura 1(a) apresenta um sistema radial simples, composto de três linhas em série. Toma-se como base a linha central. O relé 21P atua como proteção principal e o relé 67P atua como retaguarda local. O relé 21B é proteção de distância de retaguarda. O relé 67B tem duas funções: é retaguarda local de 21B e é retaguarda remota de 67P. Para cada relé de distância, a primeira zona foi considerada abrangendo de 0 a 80% da linha, e a segunda zona cobre até 50% da linha adjacente, sendo considerado um ajuste de 150%.

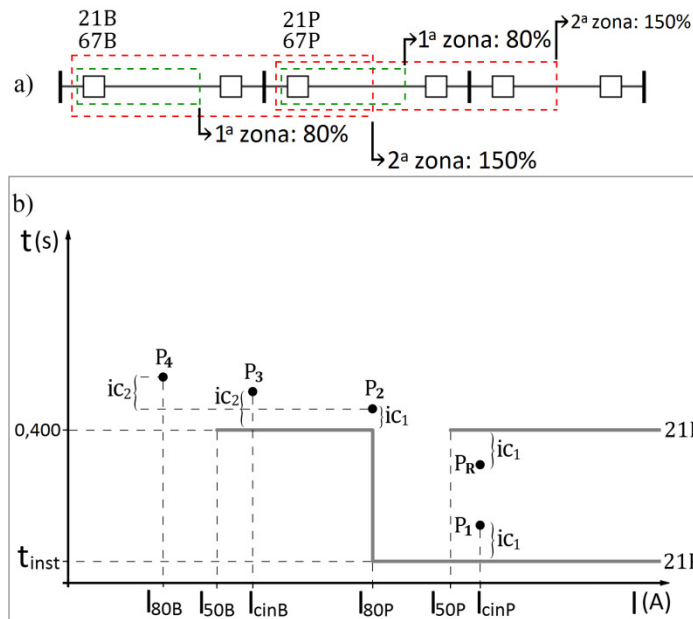


FIGURA 1 – Requisitos de intervalos de coordenação do relé direcional levando em consideração o relé 21. a) zonas de proteção e locais de instalação dos relés. b) resumo dos critérios.

A Figura 1(b) mostra as características de tempo dos relés de distância apresentadas no gráfico corrente *versus* tempo. O tempo total da atuação instantânea do relé é t_{inst} , sendo composto pelo tempo de operação do relé e do tempo de abertura do disjuntor. Este valor está entre 48 e 147 ms (11)(12)(13), sendo que para este trabalho foi considerado $t_{inst} = 100$ ms. Já a unidade temporizada foi considerada com um tempo de atuação fixo em 400 ms (14). As correntes I_{cinP} , I_{50P} e I_{80P} representam, respectivamente, as correntes de curto-circuito trifásico para uma falta *close-in*, a 50% e a 80% da linha em que 21P é principal, enquanto I_{cinB} , I_{50B} e I_{80B} representam, respectivamente, as correntes de curto-circuito trifásico para uma falta *close-in*, a 50% e a 80% da linha adjacente mais próxima, da qual 21P é proteção de retaguarda. Ainda na Figura 1(b), há 5 pontos (P_1 a P_4 e P_R) tratados neste artigo como pontos de referência, sendo a base para a metodologia proposta. Estes são definidos a seguir para um relé de sobrecorrente R_A instalado na barra A da Figura 2. Para a proteção de fase as correntes se referem a faltas trifásicas, enquanto que para a proteção de neutro são utilizados valores referentes a faltas monofásicas-terra.

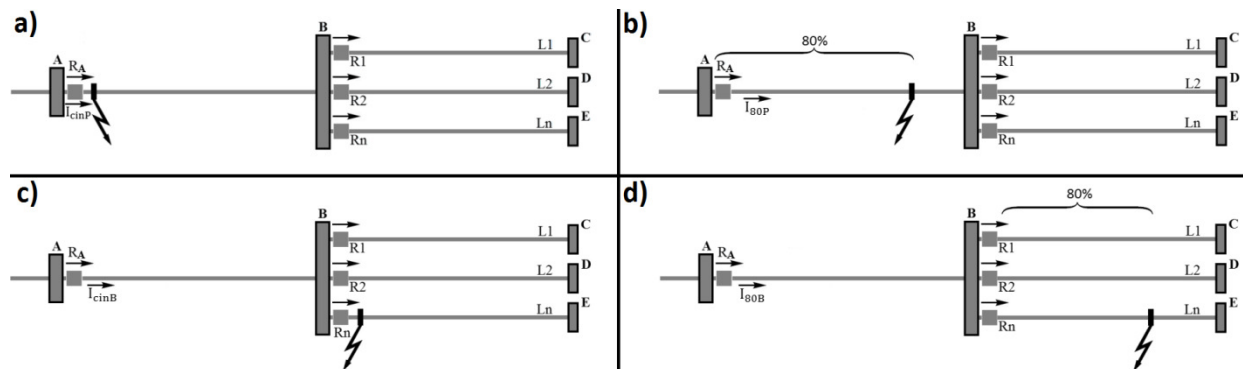


FIGURA 2 – Condições de falta dos pontos de referência: a) P1, b) P2, c) P3, d) P4.

- Ponto P₁: para uma falta *close-in*, o relé R_A mede a corrente I_{cinP}, como demonstrado na Figura 2(a), e age como proteção de retaguarda do relé de distância local. Logo o tempo de operação t_{cinP} deve ser maior que t_{inst} adicionado de um intervalo de coordenação ic_i;
- Ponto P₂: para uma falta a 80% da linha a partir da barra A, o relé R_A mede a corrente I_{80P}, como demonstrado na Figura 2(b). Assim, o relé age como retaguarda local da segunda zona do relé de distância primário. O tempo de operação (t_{80P}) deve ser maior o que o tempo de atuação da segunda zona, adotado neste trabalho como 400 ms, adicionado de um intervalo de coordenação ic_i;
- Ponto P₃: neste caso o relé atua como proteção de retaguarda dos relés direcionais instalados na barra B, como mostrado na Figura 2(c). Este ponto se refere à atuação de R_A para uma falta do tipo *close-in* na proteção direcional de sobrecorrente principal. Caso R_A seja retaguarda de vários relés R₁, R₂, ..., R_n, a

corrente de referência I_{cinB} será a maior medida em R_A dentre as faltas *close-in* em todas as proteções principais. O tempo de atuação de R_A deverá respeitar a atuação do relé 67 principal (linha adjacente) e do relé 21 local. Como a proteção de distância local deverá ser retaguarda da proteção de sobrecorrente na linha adjacente, o relé 67 local deverá respeitar a atuação de segunda zona da proteção de distância, atuando em um tempo t_{cinB} maior que 400 ms adicionado de um intervalo de coordenação ic_2 ;

- Ponto P_4 : o relé atua como proteção de retaguarda dos relés direcionais instalados na barra B, como mostrado na Figura 2(d). Este ponto se refere à atuação de R_A para uma falta a 80% da linha referente à proteção direcional de sobrecorrente principal. Caso R_A seja retaguarda de vários relés R_1, R_2, \dots, R_n , a corrente de referência I_{80B} será a maior medida em R_A dentre as faltas a 80% das linhas L_1, L_2, \dots, L_3 cujos relés R_1, R_2, \dots, R_n são, respectivamente, proteções principais. O tempo de atuação de R_A deverá respeitar a atuação do relé 67 que atua como proteção de retaguarda local adicionado de um intervalo de coordenação ic_2 ;
- Ponto P_R : a definição deste ponto se baseia no fato de que, para uma falta *close-in* na proteção principal (barra A, tal qual a Figura 2(a)), o relé 67 atuando como proteção de retaguarda local deve aguardar a proteção principal atuar e, ao mesmo tempo, deve ser mais rápido do que a segunda zona da proteção de distância de retaguarda. Assim, este ponto corresponde à corrente I_{cinP} e ao tempo t_R , que é o tempo de operação da segunda zona do relé de distância remoto subtraído de um intervalo de coordenação ic_1 .

Como pode ser verificado na Figura 1, o intervalo de coordenação ic_1 está relacionado com P_1, P_2 e P_R , que dizem respeito à atuação do relé como proteção de retaguarda local, enquanto ic_2 está relacionado com P_3 e P_4 , que dizem respeito à atuação do relé como proteção de retaguarda remota.

A faixa de ajuste da corrente de *pick-up* é um dado de entrada e deve considerar os limites do relé e as condições operacionais do sistema. Neste trabalho foram adotadas as seguintes considerações:

- $I_{P_{min}}$: para a proteção de fase, o limite inferior da faixa da corrente de *pick-up* deve reproduzir as condições de máximo carregamento do sistema para que a proteção não atue para uma situação normal de operação. Assim, foi adotado como $I_{P_{min}}$ a corrente ajustável no relé (corrente no secundário do TC e passível de ajuste de acordo com os limites e passos do relé) que seja 120% da menor corrente nominal dos equipamentos do vão em que o relé está instalado, ou seja, TC, cabos e transformadores;
- $I_{P_{max}}$: para a proteção de fase, o limite superior da faixa da corrente de *pick-up* deve indicar a menor corrente que indique uma condição de falta no sistema. Assim foi adotado como $I_{P_{max}}$ a corrente referente a 80% do valor do curto-circuito trifásico na barra remota da linha protegida pelo relé;
- Para a proteção de neutro, a faixa da corrente de *pick-up* normalmente se dá como uma porcentagem do erro máximo do TC, sendo valores usuais uma faixa entre 10% e 40%.

Os valores de referência utilizados neste trabalho foram obtidos através da teoria de proteção e de práticas comuns na área. No entanto os valores podem mudar de acordo com as filosofias utilizadas no sistema sem prejudicar a aplicabilidade do método.

Através da faixa de ajuste da corrente de *pick-up* e dos valores de P_1 a P_4 e P_R pode-se definir uma “Área de Ajuste” e uma “Área de Restrição” apresentadas na Figura 3. A curva de atuação dos relés deve se situar dentro da Área de Ajuste para reproduzir um sistema de proteção correto e coordenado. A definição dos pontos de referência e, conseqüentemente, da Área de Ajuste, não depende dos outros relés do sistema, assim este pode ser analisado independentemente. Este é o diferencial do método, pois elimina a etapa de testes sucessivos entre pares de relés, simplificando a análise de coordenação e deixando o método mais eficaz.

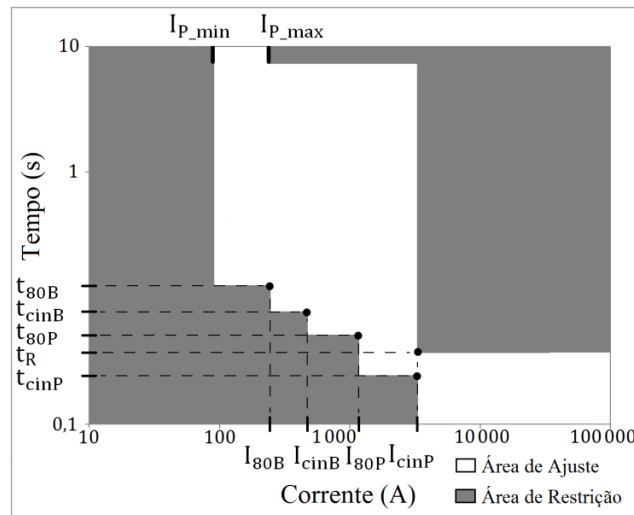


FIGURA 3 – Áreas de Ajuste e de Restrição do relé.

Analisando a Figura 3, percebe-se que o ajuste ideal do relé seria aquele que produz uma curva de atuação que tangencie os pontos P_1 a P_4 e que possui corrente de *pick-up* igual a I_{P_min} , resultando assim em uma proteção sensível (pois possui a menor corrente de *pick-up* que mantém o sistema em operação normal), coordenada (pois respeita os intervalos mínimos de coordenação pela própria definição dos pontos de referência) e ágil (pois possui o menor tempo de operação que mantém a proteção coordenada). O objetivo então é determinar o ajuste factível no relé real que mais se aproxime da curva idealizada. Para isso foi desenvolvido um método de minimização de área, o método da Integral Logarítmica ponderada Linearmente – ILL.

2.2.1 Método da Integral Logarítmica ponderada Linearmente – ILL

Para encontrar a curva que mais se aproxima da idealizada é necessário um critério para comparação entre as curvas disponíveis e assim distinguir a melhor. O método proposto tem o objetivo de minimizar a distância entre a curva e os pontos de referência e, para isso, é calculada a área abaixo da curva do relé, assim como mostrado na Figura 4(a). Devido a grandes diferenças nas magnitudes de corrente e tempo envolvidas, as características do relé podem ser mais bem detalhadas em escala logarítmica. Assim, a área deve ser preferencialmente calculada em escala logarítmica. Além disso, o critério de otimização deve ponderar sobre as correntes de maior importância, valorizando as correntes em torno de I_{cinP} . Como a análise é realizada sobre uma área, os pesos devem ser escolhidos através de uma função de ponderação $f(W)$. Esta foi determinada como uma reta em escala logarítmica entre as correntes I_{80B} e I_{cinP} , e entre os pesos W_{80B} e W_{cinP} , escolhidos arbitrariamente. Neste trabalho foram adotados $W_{80B} = 1$ e $W_{cinP} = 4$. A área da Figura 4(a) é calculada através de uma modificação do método dos trapézios para o cálculo da integral definida, em que o algoritmo é demonstrado na Figura 4(b).

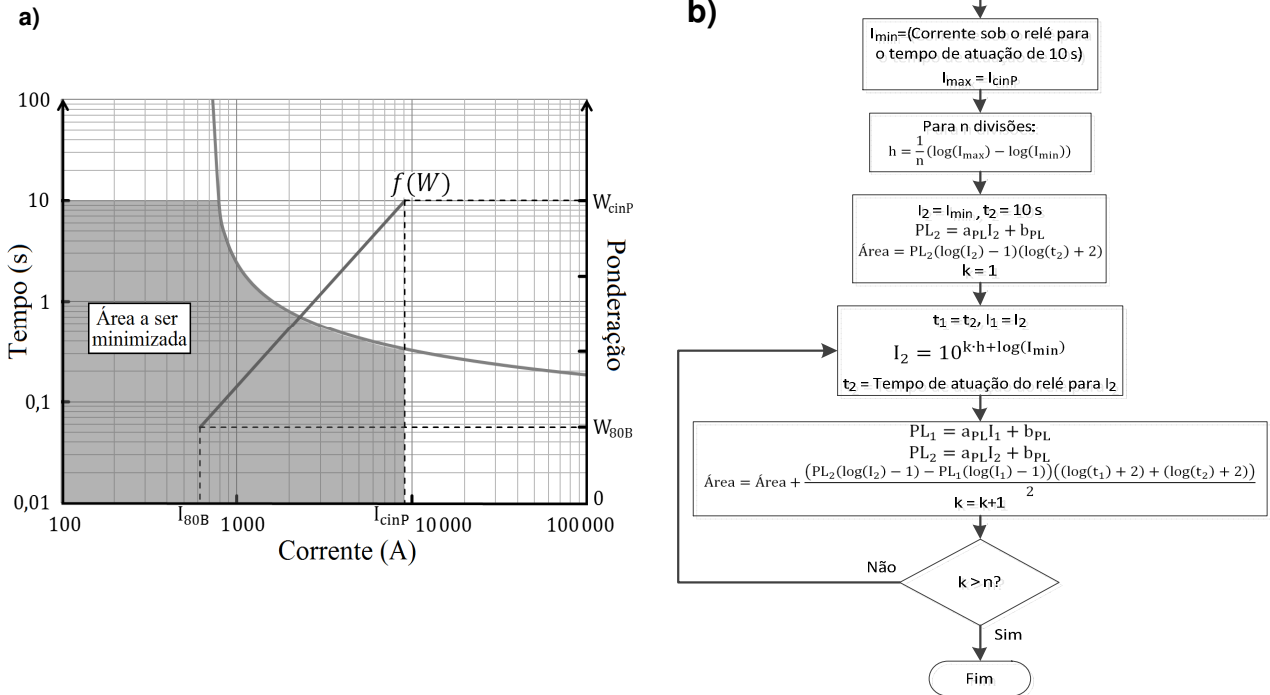


FIGURA 4 – Método ILL: a) Função de ponderação e área abaixo da curva do relé. b) Fluxograma do algoritmo.

2.3 Implementação Computacional

A metodologia foi implementada em C++, com uma interface desenvolvida com o toolkit gratuito Gtk+ (15). O algoritmo se inicializa realizando uma leitura dos dados do sistema (compostos pelas correntes de referência, I_{p_min} e I_{p_max}) e dados dos relés (compostos pelas faixas de ajuste e passos da corrente de *pick-up* (I_{PK}) e dos multiplicadores de tempo para padrões ANSI e IEC, além das relações dos TCs). Em seguida inicia-se a coordenação automática. O algoritmo carrega no banco de dados o primeiro relé cadastrado. Em seguida o valor da corrente de *pick-up* é ajustado igual a I_{p_min} , o primeiro tipo de padrão de curva é selecionado (através das variáveis K_1 , K_2 , K_3 da Equação [1] e o multiplicador de tempo TDS é selecionado no mínimo. A partir daí são variados todos ajustes do relé de modo que todos os arranjos possíveis sejam testados. Para isso os passos são incrementados em três camadas de loops distintos, sendo o mais externo referente à I_{PK} , o intermediário ao tipo de curva e o mais interno referente ao TDS. Para o primeiro valor de I_{PK} e o primeiro padrão de curva, o TDS é incrementado passo a passo até que a curva resultante esteja dentro da Área de Ajuste da Figura 3 ou que o TDS atinja o seu valor máximo. Caso haja uma curva factível, o valor da ILL é calculado e o resultado guardado em uma referência. Em seguida varia-se o tipo de curva e novamente incrementa-se o valor de TDS do mínimo até que se obtenha uma curva factível. E assim o algoritmo segue, variando-se TDS, o tipo de curva e por último I_{PK} , sempre calculando a ILL e comparando com o valor guardado na referência, até que todos os tipos possíveis de curva tenham sido testados. Ao final, o valor guardado na referência corresponderá à configuração que produz a menor ILL e, conseqüentemente, o melhor ajuste para o relé. O algoritmo passa então para a análise do próximo relé, e assim até que todos os ajustes sejam encontrados.

Um passo subsequente é a etapa de verificação, que consiste em testar todos os pares de relés para garantir que a coordenação esteja correta. Caso seja encontrada alguma violação um novo conjunto de relés é criado e os tempos de referência nos relés de retaguarda é corrigido para contemplar as restrições, ou seja, o novo tempo de referência dos pontos P_3 e P_4 (referente a atuação do relé como retaguarda) no relé de retaguarda será igual ao tempo de atuação do relé de proteção principal adicionado de ic_2 . Vale lembrar que estas correções são raramente necessárias, geralmente quando a proteção de distância não é considerada e quando as correntes de curto-circuito decaem pouco com a distância, como é o caso de sistema radiais.

2.4 Resultados

O método foi aplicado para o sistema da Figura 5, que é uma porção do sistema de transmissão brasileiro, com foco no estado de São Paulo. Os dados do sistema são de acesso público e podem ser encontrados em (16). Para este sistema foram adotados $ic_1 = 100$ ms e $ic_2 = 200$ ms.

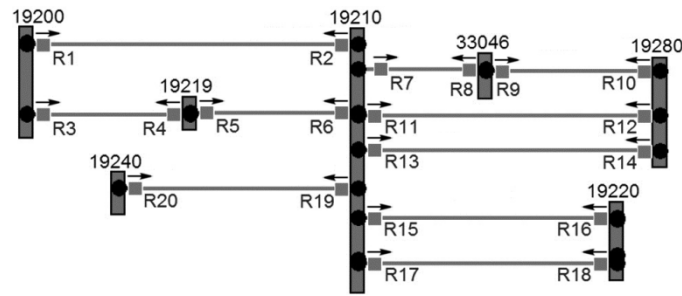


FIGURA 5 – Diagrama simplificado de uma porção do sistema elétrico brasileiro.

Toma-se como exemplo o relé R16, localizado na barra 19220. Ele é proteção de retaguarda remota de R2, R6, R7, R11, R13, R17 e R19. O passo inicial é a determinação dos pontos de referência P_1 a P_4 e P_R . As correntes $I_{cinP} = 6824,8$ A e $I_{80P} = 2651$ A são obtidas, respectivamente, pelas correntes de curto-circuito close-in e a 80% da linha [19220-19210] circuito 1. Para a determinação de I_{cinB} e I_{80B} é necessário aplicar faltas close-in e a 80% das linhas protegidas pelos relés os quais R16 é retaguarda remota, ou seja, R2, R6, R7, R11, R13, R17 e R19. A Tabela 1 mostra os valores de correntes medidas sobre R16 para as faltas trifásicas nos relés dos quais ele é proteção de retaguarda.

Tabela 1 – Correntes de curto-circuito sobre R16.

Local de falta		Corrente sobre R16 para uma falta trifásica close-in (A)	Corrente sobre R16 para uma falta trifásica a 80% da linha a partir do local do relé (A)
Relé	Linha		
R2	19210-19200	1660,3	756,3
R6	19210-19219	1660,3	1256,9
R7	19210-33046	1660,3	592,2
R11	19210-19280	1660,3	15,2
R13	19210-19280	1660,3	557,5
R17	19210-19220	1660,3	0 ¹
R19	19210-19240	1660,3	0 ¹

¹ A corrente medida no relé está em direção contrária da unidade direcional

Assim, os pontos de referência ficam sendo $P_1=(6824,8, 0,2)$, $P_2=(2651, 0,5)$, $P_3=(1660,3, 0,6)$, $P_4=(1256,9, 0,7)$ e $P_R=(6824,8, 0,3)$. O método de otimização ILL foi aplicado e assim o melhor ajuste de fase para o relé R16 foi encontrado como sendo o da Figura 6(a). A Figura 6(b) mostra os resultados obtidos para a proteção de fase dos relés R15, R16, R17 e R18. Os relés R15 e R17 são proteções de duas linhas paralelas que possuem as mesmas características, o que resulta nas mesmas correntes de curto-circuito e, conseqüentemente, nos mesmo pontos de referência. Como resultado, o algoritmo fornece a mesma resposta para ambos relés, como pode ser visto na Figura 6(b). Esse comportamento é esperado nos casos de linhas paralelas, de modo que o mesmo vale para os relés R16 e R18.

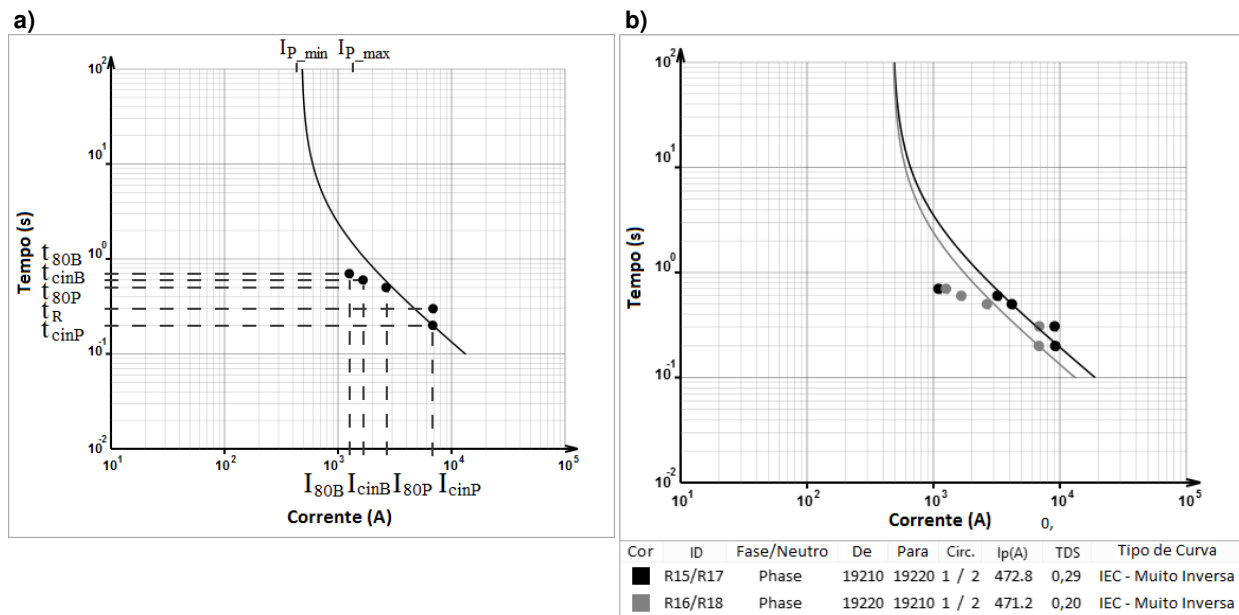


FIGURA 6 – Resultados da proteção de fase: a) relé R16. b) coordenação entre R15, R16, R17 e R18.

A Tabela 2 resume os tempos de atuação obtidos para a proteção de sobrecorrente dos relés R15, R16, R17 e R18. Nela, I_P se refere à corrente medida pelo relé principal e t_P é o tempo de atuação do relé principal para I_P , enquanto I_B é a corrente medida pelo relé de retaguarda e t_B é o tempo de atuação do relé de retaguarda para I_B . Pode-se verificar que o intervalo de coordenação (ITC) para todos os casos é maior que o mínimo admitido de 200 ms, além de que, pela própria concepção do problema e da definição dos pontos de referência, a proteção de distância é respeitada.

Tabela 2 – Tempos de operação e intervalos de coordenação.

Par		Falta <i>close-in</i>					Falta a 80% da linha				
P^1	B^2	$I_P(A)$	$t_P(s)$	$I_B(A)$	$t_B(s)$	ITC(s)	$I_P(A)$	$t_P(s)$	$I_B(A)$	$t_B(s)$	ITC(s)
Proteção de fase											
15	18	9194	0,212	1660	1,07	0,858	4171	0,5	1256	1,619	1,119
16	17	6824	0,2	3210	0,676	0,476	2651	0,584	1096	2,968	2,384
17	16	9194	0,212	1660	1,07	0,858	4171	0,5	1256	1,619	1,119
18	15	6824	0,2	3210	0,676	0,476	2651	0,584	1096	2,968	2,384
Proteção de neutro											
15	18	1037 ₁	0,202	1070	1,329	1,127	3692	0,575	622	2,432	1,857
16	17	6609	0,201	2592	0,827	0,627	2244	0,606	428,1	6,068	5,462
17	16	1037 ₁	0,202	1070	1,329	1,127	3692	0,575	622	2,432	1,857
18	15	6610	0,201	2593	0,827	0,627	2245	0,606	428,1	6,068	5,462

¹ P - proteção principal

² B - proteção de retaguarda

Para efeito de desempenho, para um computador com processador Intel(R) Core2Quad Q9550 2,83GHz, memória RAM de 4GB, sistema operacional Windows 7© 64bits, o tempo médio de execução do programa foi de 350 ms por relé (sem levar em consideração o estudo de curto-circuito, que é entrada para o programa), demonstrando-se eficiente do ponto de vista computacional, considerando que o algoritmo testa todas as possibilidades de curvas e ainda que há grandes faixas de variação da corrente de *pick-up*.

3.0 - CONCLUSÃO

O método do Melhor Ajuste Local apresenta um grande ganho na análise de coordenação da proteção de sobrecorrente. O software desenvolvido com base na metodologia se demonstrou bastante eficiente e versátil, podendo ser utilizado em sistemas de transmissão, subtransmissão e sistemas industriais, em que o objetivo é definir automaticamente os ajustes dos relés de sobrecorrente de modo que a proteção resultante esteja coordenada. A possibilidade de coordenação com relés de distância resulta em uma filosofia condizente com a

real situação do sistema de proteção. O tratamento do problema através de pontos de referência torna possível a análise centralizada em um único relé, o que resulta em um método intuitivo e ágil, características importantes para a aplicação da ferramenta na prática, onde poderão ser necessárias adaptações e ajustes finos na resposta final, modificações estas que poderiam inviabilizar o uso de metodologias inteligentes por exemplo.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Urdaneta, A. J., Nadira, R., Jiménez, L. G. P. Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 3, pp. 903-911, Jul. 1988.
- (2) Mahari, A., Seyedi, H. An analytic approach for optimal coordination of overcurrent relays. IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 3, pp. 674-680, Jul. 2013.
- (3) Noghabi, A. S., Mashhadi, H. R., Sadeh, J. Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Different Network Topologies Using Interval Linear Programming. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 25, pp. 1348-1354, Jun. 2010.
- (4) Niyomphant, S., Kulworawanichpong, T., Leeton, U., Chomnawang, N. Application of linear programming for optimal coordination of directional over-current relays. In Proc. 2012 9th International Conf. on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), pp. 1-4.
- (5) Singh, D. K., Gupta, S. Optimal coordination of directional overcurrent relays: A genetic algorithm approach. In Proc. 2012 IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECs), pp. 1-4.
- (6) Gholinezhad, J., Mazlumi, K., Farhang, P. Overcurrent relay coordination using MINLP technique. In Proc. 2011 19th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE), pp. 1-6.
- (7) Leite, H., Barros, J., Miranda, V. The evolutionary algorithm EPSO to coordinate directional overcurrent relays. In Proc. 10th IET Developments in Power System Protection (DPSP 2010), pp. 1-5.
- (8) Anderson, P. M. Power System Protection. New York: IEEE Press Power Engineering Series, 1999, p. 1307.
- (9) IEEE standard inverse time characteristic equations for overcurrent relays, IEEE Standard C37.112, Sep. 1996.
- (10) Electrical relays - part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time, IEC Standard 60255-3, 1989.
- (11) ZIEGLER, G. Numerical distance protection – Principles and applications. 3rd edition. SIEMENS, 2008.
- (12) ABB Live Tank Circuit Breakers - Buyer's Guide. ABB AB High Voltage Products, 2009. Disponível em: <http://www.abb.com/product/pt/9aac710019.aspx>. Acesso em 25 de janeiro de 2015.
- (13) SIEMENS, High-Voltage Circuit Breakers, From 72.5 kV up to 800kV - Portfolio Circuit-Breakers. Siemens AG, Energy Sector, 2012. Disponível em: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/high-voltage-products/circuit-breaker/#content=Drive%20Systems>. Acesso em 25 de janeiro de 2015.
- (14) KLOCK JR., O. S. Programa Computacional para a Verificação da Coordenação e Auxílio na Determinação dos Ajustes de Relés Direcionais de Sobrecorrente de Neutro de Linhas de Transmissão. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 85 p., 2002.
- (15) GTK PROJECT. Disponível em <http://www.gtk.org>. Acesso em 24 de janeiro de 2015.
- (16) ONS - Operador Nacional do Sistema. Base de curtos-circuitos e casos de referência. Disponível em: http://www.ons.org.br/operacao/base_dados_curtoc_referencia.aspx. Acesso em 12 de janeiro de 2015.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Danilo Luiz Alves Negrão nasceu em Alpinópolis - MG, Brasil, em 1989. Graduiu-se em engenharia elétrica pela Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, e atualmente está buscando o título de Mestre em Ciências na área de sistemas de potência pela Universidade de São Paulo, São Carlos. Suas áreas de interesse são proteção de sistemas de potência, métodos de otimização e desenvolvimento de ferramentas computacionais. Atualmente trabalha como engenheiro de qualidade e proteção na Queiroz Galvão Energia.

José Carlos de Melo Vieira Jr. graduou-se Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Uberlândia em 1996, e obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela UNICAMP, em 1999 e 2006,

respectivamente. De 1999 a 2003 trabalhou com engenheiro de projetos da FIGENER S.A. Engenheiros Associados. Desde 2007 é professor do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Escola de Engenharia de São Carlos da USP. Seus interesses são relacionados à geração distribuída, proteção de redes de transmissão e de distribuição de energia elétrica.