

COMPARAÇÃO DE ÍNDICES DE COORDENAÇÃO PARA A ANÁLISE DOS IMPACTOS DE INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE PROTEÇÃO, APLICADOS A SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

MARCOS, G. TRAGUETA, EDGAR, M. C. FRANCO

*Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Universidade Estadual do Oeste do Paraná-UNIOESTE
Centro de Engenharias e Ciências Exatas – CECE. Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação. Av.
Tarquínio Joslin dos Santos, 1300, Pólo Universitário, Foz do Iguaçu – PR / CEP 85870-650
E-mails: traguetafoz@gmail.com, emfra.unioeste@gmail.com.*

Abstract — The insertion of distributed energy sources of low power presents new challenges in the planning and operation of distribution systems. One of these challenges is the coordination of the protection system which alters itself as the distributed generation grows at any point in a system. To ascertain how the coordination is altered, has been proposed, in the literature, different indexes that seek to express what the maximum power possible to be inserted in a determined part of the system and what part has the greater capacity to receive DG while keeping the Protection System coordinated. The Protection Coordination Index (PCI) and the Protection Miscoordination Index (PMI) are showed as valid indicatives for this analysis. In this paper is presented a comparison between these two indexes, in order to find out which one is the best to use. The tests show that the use of PCI fulfils, indeed, with the object proposed, however, it may vary significantly for different distribution systems. This prevents the use of the obtained value obtained by any mark of a given system is utilized in different systems. The PMI value can be compared between systems, seeking to establish in which distribution system a specific value of distributed generation has the highest probability protection system miscoordination.

Keywords— Distributed Generation, Protection, Coordination, Miscoordination, Coordination Index.

Resumo — A inserção de fontes de energia distribuídas de baixa potência apresenta novos retos no planejamento e operação de sistemas de distribuição. Um reto é a coordenação do sistema de proteção que se altera a medida que a inserção de geração distribuída cresce em qualquer ponto de qualquer sistema. Para verificar como a coordenação é alterada, tem sido proposto, na literatura, diferentes índices que procuram expressar qual a máxima potência possível de se inserir em determinado ponto e qual ponto tem maior capacidade de receber geração mantendo o sistema de proteção coordenado. O Protection Coordination Index (PCI) e o Protection Miscoordination Index (PMI), se mostram como indicativos válidos para esta análise. Neste trabalho é apresentada uma comparação entre estes índices, visando descobrir qual deles é o melhor de se utilizar. Os testes demonstram que a utilização de PCI cumpre, de fato, o objetivo proposto, porém varia significativamente para diferentes sistemas de distribuição. Isto impede que o valor obtido para qualquer ponto de um sistema seja utilizado em sistemas distintos. O valor de PMI pode ser comparado entre sistemas, visando estabelecer em qual sistema de distribuição um valor específico de geração distribuída tem a maior probabilidade de descoordenar o sistema de proteção.

Palavras-chave— Geração Distribuída, Proteção, Coordenação, Descoordenação, Índice de Coordenação.

1 Introdução

Com o crescente aumento de restrições relacionadas a problemas ambientais, políticas de conexão de Geração Distribuída (GD) tem se intensificado (Bayegan, 2001). Pode-se ainda afirmar, que a utilização de GD traz alguns benefícios para os sistemas de distribuição do ponto de vista econômico e operacional (Barker, 2000) e (El-Khattam, 2004).

Dependendo dos sistemas de distribuição de energia elétrica e dos pontos de conexão, observa-se que um número restrito de GD pode ser instalado, pois demasiada inserção pode culminar na violação de restrições como perfil de tensão e variações nas correntes de curto-circuito que consequentemente afetam os equipamentos de proteção (Biserica et al, 2012). Quando uma GD é instalada em determinado ponto do sistema, a corrente de falta vista por cada equipamento é alterada devido a parcela da corrente de falta acrescida pela GD. Isso altera a coordenação do sistema assim como sua capacidade de reabilitação (Chaitusaney, 2006).

A confiabilidade de um sistema de energia está intimamente ligada ao desempenho de seus esquemas de proteção. No entanto, o modelo de redes radiais

para qual o sistema de proteção é tradicionalmente projetado vem sendo gradativamente alterado pela conexão de unidades de GD. Com isso, torna-se necessário garantir a confiabilidade do sistema de forma que níveis seguros de inserção de GD possam ser adicionados sem prejudicar o desempenho do sistema de proteção (Dewadasa et al, 2011).

Os impactos de GD no sistema de proteção são avaliados utilizando índices de coordenação e levando em consideração apenas as alterações nas correntes de curto-circuito. Estes índices podem ser utilizados no sentido de identificar os locais onde a GD tem menor impacto no sistema de distribuição e ainda, independente do ponto de instalação, qual a potência máxima permissível.

Na literatura, podem-se identificar o Protection Coordination Index (PCI) (Zeineldeen et al, 2013) que neste trabalho é chamado de Índice de Coordenação de Proteção (ICP) e o Protection Miscoordination Index (PMI) (Pholborisut, et al, 2011) que neste trabalho é chamado de Índice de Descoordenação de Proteção (IDP) como dois indicativos válidos para a análise do desempenho do sistema de proteção. Ambos fornecem informações complementárias que podem ser utilizadas para chegar as mesmas conclusões. O IDP visa a obtenção da probabilidade

de descoordenação do sistema de proteção na presença de GD. O ICP relaciona o nível de inserção de GD em determinado ponto do sistema com o tempo de coordenação de relés consecutivos.

Considerando que ambos os índices fornecem informações similares para o planejamento da expansão e dos sistemas de proteção, se faz necessário um estudo para determinar qual dos dois índices é o melhor a se utilizar dependendo das características de um sistema, ou se será indiferente utilizar um ou outro.

Este trabalho apresenta um estudo preliminar, através de uma comparação da concordância entre estes dois índices. Para isso, primeiro será calculado o ICP para diversas situações, para escolher a quantidade admissível de GD em um ponto específico do sistema. Então o IDP será utilizado para validar o estado de coordenação para o ponto referido.

2 Cálculo Tradicional de Coordenação de Proteção

Inicialmente deve-se obter as correntes de carga máxima e as correntes de curto – circuito sem a presença de GD para utilizar a metodologia tradicional de dimensionamento e coordenação dos equipamentos de proteção, conhecido como: Sistema Convencional de Coordenação de Proteção (SCCP).

Devido à natureza bidirecional das correntes de falta vistas pelas proteções dos GD's, relés de sobre corrente direcionais são utilizados na proteção, explorando o conceito de proteção adaptativa (Bittencourt, 2011) e (Buque et al, 2012). O tempo de operação para um relé direcional é uma função inversa da corrente de curto circuito que flui sobre ele. Esta função é definida por dois parâmetros, o time-dial settings – TDS e a corrente de pick-up (I_{pickup}) (Ferreira, 2013). O TDS é chamado de ajuste de atraso e serve para se obter a temporização exata da operação do relé. Deve-se notar que o ajuste de TDS é independente do valor da mínima sobrecorrente necessária para o relé operar, representada por I_{pickup} (Sguachia, 2015).

A característica tempo-corrente para o relé de sobrecorrente pode ser expressa pela Equação 1:

$$t_R^{51}(I) = \left(\frac{A}{(I/I_R^{51})^B - 1} \right) * t_R^{D51} \quad (1)$$

Onde t_R^{51} representa o tempo de operação, t_R^{D51} representa TDS, ambos em segundos, I_R^{51} é a corrente de pick-up e os termos A e B são constantes adimensionais (Ferreira, 2013) e serão discutidos posteriormente.

3 Determinação dos Índices

3.1 Índice de Descoordenação de Proteção - IDP

O IDP proposto por (Pholborisut et al, 2011), determina a probabilidade de que ocorra perda da

coordenação do sistema de proteção e pode ser obtido de maneira simples pela verificação do número de faltas geradas no sistema e quantificando o número de faltas que levou o sistema a perder coordenação. O valor de IDP é dado pela Equação 2:

$$IDP^k = NFd^k / NF^k \quad (2)$$

Onde NFd^k representa o número de eventos de falta que causam descoordenação e NF^k o número de faltas. O procedimento de estudo é exemplificado na Figura 1.

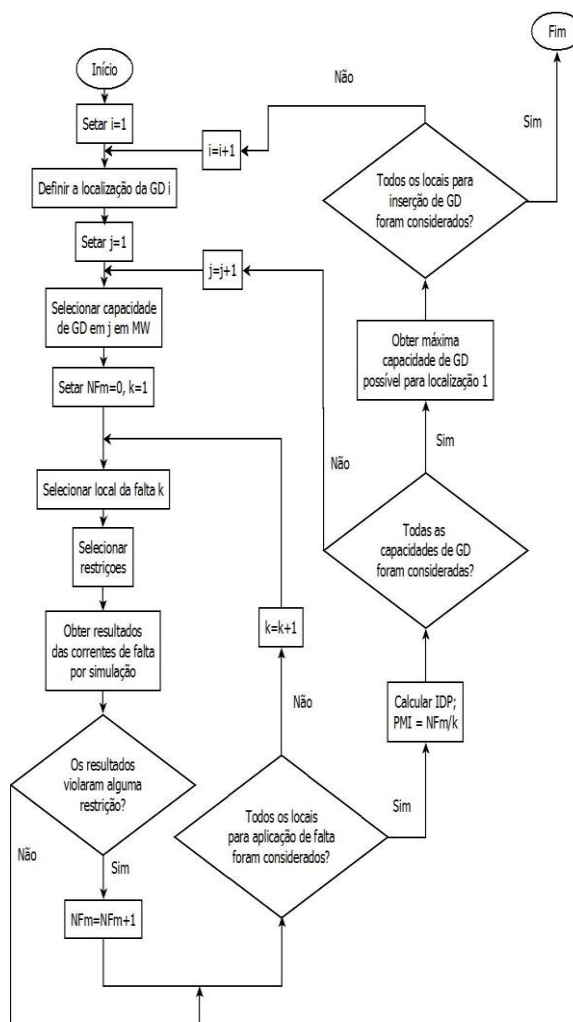


Figura 1. Procedimento de estudo para cálculo de IDP. (Pholborisut et al, 2011)

É importante notar que quanto mais próximo de 1 for IDP, maior é a probabilidade de que ocorra uma descoordenação do sistema de proteção.

3.2 Índice de Coordenação de Proteção - ICP

O ICP, proposto por (Zeineldin et al, 2013), é definido como a taxa de alteração do máximo nível de inserção de GD pela taxa de alteração do Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC). Neste caso, para cada cenário deverá ser realizada a atualização do tempo de coordenação entre os relés.

A formulação do SCCP inclui restrições de coordenação de proteção como no caso de a proteção

primária falhar, um equipamento de backup deve atuar. Para assegurar a coordenação, um intervalo mínimo de tempo entre a operação do relé primário (t_{ij}^p) e o relé de backup (t_{ij}^b), conhecido como ITC, deve ser mantido. Sendo assim:

$$t_{ij}^b - t_{ij}^p \geq ITC \quad (3)$$

O nível de inserção de GD (P) é calculado para diferentes valores de ITC. ICP é a relação entre a taxa de alteração de P (ΔP) e a taxa de alteração de ITC (ΔITC) devido a inserção da GD.

$$ICP = -\frac{\Delta P}{\Delta ITC} \quad (4)$$

O procedimento de estudo é exemplificado na Figura 2.

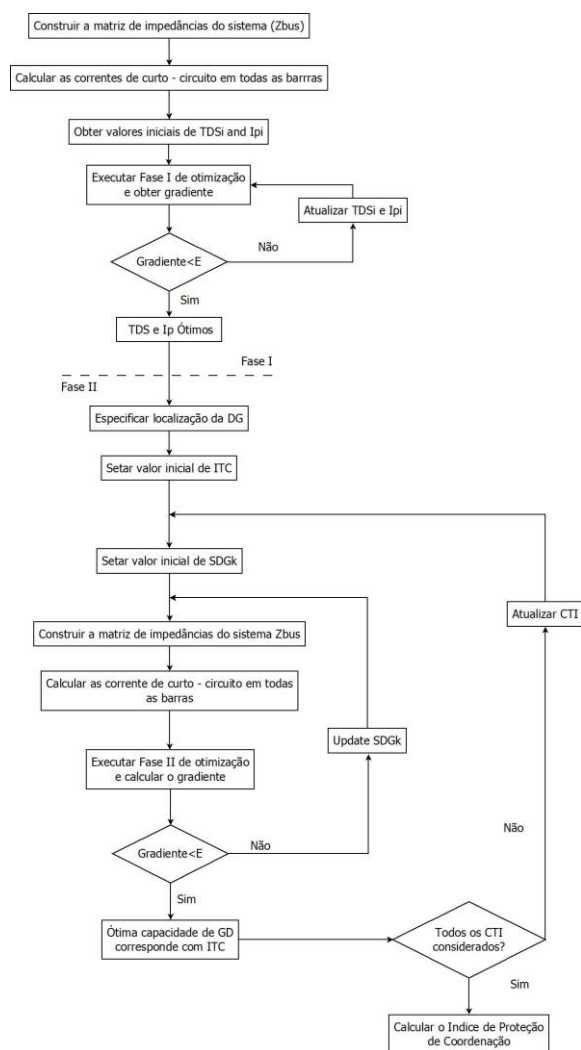


Figura 2. Procedimento de estudo para o cálculo do ICP. (Zeineldin et al, 2013)

Observa-se diferenças na determinação dos índices. No caso do IDP, serão verificados o número de faltas e o número de vezes que o sistema se descoordenou. Desse modo, não serão utilizadas diretamente informações como: $t_R^{51}(I)$ e I_R^{51} .

Diferentemente do IDP, ICP utiliza o tempo de atuação e corrente de pick-up dos relés provenientes do SCCP, de forma direta para sua obtenção. Isto implica em diferentes níveis de esforços computacionais para a determinação dos índices, ficando claro, que devido ao maior número de informações presentes para a determinação de ICP, maior é o tempo computacional para obtê-lo.

4 Metodologia do Teste

Os testes serão aplicados no sistema de distribuição apresentado na figura 3, que derivado do sistema IEEE 6-bus e possui estrutura em anel. Para adequar a proposta deste trabalho, foram realizadas alterações de modo que a topologia agora é radial. Para este sistema, foi considerado ainda, que a potência é fornecida por apenas uma barra.

O sistema de distribuição é alimentado por uma barra infinita com as seguintes características: 223 MVA e 230 kV representada pelo gerador conectado a barra 1. Duas barras foram escolhidas como possíveis candidatas para a alocação de GD, sendo estas, as barras 3 e 6. Todas as GD's instaladas no sistema são conectadas em 230 kV. Este sistema ainda conta com 6 relés de sobrecorrente direcionais.

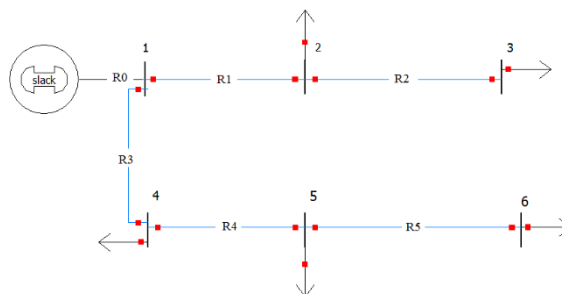


Figura 3. Sistema de distribuição estudado

As correntes de carga e de curto-circuito necessárias para a resolução do problema, foram calculadas através do software OpenDSS. Este software é uma ferramenta computacional de característica livre direcionado a simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica e permite diversas aplicações. O mesmo não possui interface gráfica, e sua utilização se baseia na criação de linhas de código. Os dados são apresentados em planilhas de formato .csv ou .txt. É possível também, no próprio software, gerar gráficos com os valores obtidos (Dugan, 2013).

3.1 Análise da Inserção de Geração Distribuída

Etapas para obtenção da coordenação do sistema de proteção:

- Modelar o sistema de distribuição sem a presença de GD;
- Obter as correntes de carga máxima para todos os pontos do circuito;

- Obter as correntes de falta para faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas em todas as barras;
- Dimensionar e coordenar os relés direcionais de modo que sejam obtidos TDS e I_{pickup} utilizando o SCCP;
- Aumentar gradualmente a inserção de GD na barra escolhida e extração dos dados;
- Cálculo de ICP através da Equação 4;
- Cálculo de IDP através da Equação 2.

É importante ressaltar que o objetivo dos índices é analisar qual o impacto da inserção de diferentes níveis de GD para um sistema de distribuição já coordenado. Sendo assim, uma vez dimensionados, TDS e I_{pickup} não são mais alterados.

Do ponto de vista do sistema de proteção, as principais variáveis que irão influenciar na coordenação são as correntes de curto-circuito, que em geral aumentam a medida que a potência inserida cresce. De acordo com a Figura 4 nota-se que devido à natureza não linear das curvas geradas a partir da Equação 1, a diferença de tempo entre as curvas (ITC) se torna menor a medida que a corrente de curto-circuito aumenta. Portanto, fica claro, que em algum ponto o nível de inserção ficará limitado pois o sistema de proteção perderá a coordenação quando ITC ultrapassar seu mínimo valor.

A escolha do grau de inclinação da curva é determinada pelos comprimentos das linhas protegidas. Para linhas curtas, deve-se associar uma característica inversa, ou extremamente inversa ao relé de sobrecorrente, dado que o nível de curto-circuito é quase o mesmo em toda a extensão da linha. Para isto, os valores das constantes A e B da curva do relé são, respectivamente, 0,14 e 0,02 (Zeineldin et al, 2013) utilizados na Equação 1.

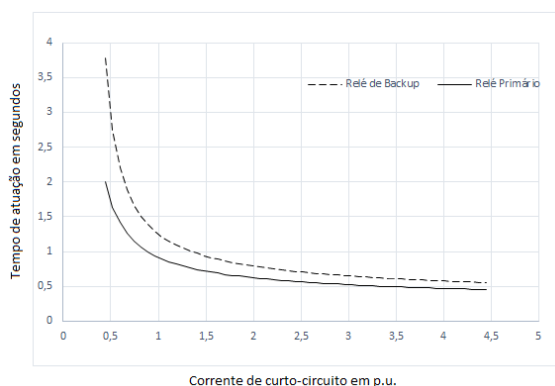


Figura 4. Curvas características de tempo x corrente de curto-circuito para dois relés de sobrecorrente adjacentes

5 Análise dos índices

O sistema convencional de coordenação de proteção foi aplicado no sistema de distribuição utilizado e a partir deste foram determinados os

valores de tempo de atraso e corrente mínima de atuação para os relés. Apresentados na Tabela 1.

A partir disso foi verificado o intervalo de tempo de operação entre relés protetores e seus respectivos relés protegidos referente a corrente de curto-circuito para a falta monofásica, escolhida por ser a de maior ocorrência. Tabela 2.

Tabela 1. Tempos de atraso e correntes de pick-up para os relés

Relé	TDS (s)	I_{pickup} (p.u.)
0	0,22	0,2969
1	0,2	0,14847
2	0,1	0,089
3	0,2	0,22271
4	0,15	0,18559
5	0,05	0,111358

A partir disso foi verificado o intervalo de tempo de operação entre relés protetores e seus respectivos relés protegidos referente a corrente de curto-circuito para a falta monofásica, escolhida por ser a de maior ocorrência. Tabela 2.

Nota-se que ICT foi calculado entre o relé primário da barra que sofre a falta, e seu consecutivo de backup.

Foi considerado que o valor de ITC a ser analisado deve ser limitado para garantir a coordenação das proteções. Para este trabalho foi considerado que: $0,2 \leq ITC \leq 0,3s$. Observa-se então, que o sistema de distribuição se coordena enquanto não há inserção de GD. Onde ITC é obtido pela Equação 3.

Tabela 2. Tempos de operação entre relés primários e de backup

Localização da falta	t_{ij}^p (s)	t_{ij}^b (s)	t_{ij}^p (s)	t_{ij}^b (s)	ITC (s)
Barra 2	R1 0,4802	R0 0,7144	-	-	0,2341
Barra 3	R2 0,2043	R1 0,4802	R0 0,7144	-	0,2760
Barra 4	R3 0,5596	R0 0,7144	-	-	0,2130
Barra 5	R4 0,3965	R3 0,5596	R0 0,7144	-	0,2150
Barra 6	R5 0,1097	R4 0,39652	R3 0,5596	R0 0,7144	0,2867

5.1 Aplicação e Análises do Índice de Coordenação de Proteção

Foram escolhidas as barras 3 e 6 para inserir diferentes níveis de GD. Para ambas as barras, o nível de inserção variou entre 1 e 10MVA para uma base de potência de 10MVA.

O aumento de inserção de GD aumenta o nível de curto-circuito visto pelos relés, principalmente aqueles mais próximos da falta. Dito isso, é lógico pensar que o aumento da corrente de curto-circuito fará com que o tempo de atuação entre os relés diminua. As Tabelas 3 e 4 apresentam os valores.

A partir dos valores de ICP obtidos para cada ΔP e ΔITC , foi possível a obtenção de um valor médio de ICP para a realização das análises, valores estes apresentados na Tabela 5.

Tabela 3. Cálculo de ICP para diferentes valores de GD na barra 3

SGD (p.u.)	Icc,monofásica (A)	ITC (s)	ICP (p.u./s)
1,5	82	0,2044	
1	68	0,21501	-
0,9	64	0,219913	12,58336
0,8	62	0,223346	27,34482
0,7	59	0,227061	18,63586
0,6	55	0,232525	22,44165
0,5	52	0,237073	15,07613
0,4	48	0,243866	27,28513
0,3	45	0,249618	12,22793
0,2	41	0,258385	11,958886
0,1	37	0,268757	-
0	33	0,276032	-

A partir dos valores de ICP obtidos para cada ΔP e ΔITC , foi possível a obtenção de um valor médio de ICP para a realização das análises, valores estes apresentados na Tabela 5.

Tabela 4. Cálculo de ICP para diferentes valores de GD na barra 6

SGD (p.u.)	Icc,monofásica (A)	ITC (s)	ICP (p.u./s)
1,5	80	0,1908	
1	67	0,215685	-
0,9	64	0,223632	12,58336
0,8	61	0,227289	27,34482
0,7	58	0,232655	18,63586
0,6	54	0,237111	22,44165
0,5	51	0,243744	15,07613
0,4	48	0,247409	27,28513
0,3	45	0,255587	12,22793
0,2	41	0,265163	11,958886
0,1	37	0,273525	-
0	33	0,286759	-

Tabela 5. Valores médios de ICP

Barra	Valor médio de ICP (p.u./s)
3	18,52
6	17,5552

Segundo (Zeineldin, 2013), quanto maior o valor de ICP em módulo, maior é a capacidade de cada barra, para uma mesma situação de coordenação do sistema. Neste caso, quanto maior a distância da curva em relação ao eixo do tempo, menor é o valor de ICP.

Levando em consideração os valores médios de ICP, pode-se concluir que maiores níveis de inserção são encontrados para a barra 3, já que seu ITC é maior.

A fim de se validar as afirmações anteriores, a Figura 5 apresenta a variação de inserção de GD em relação a ITC.

Neste caso, observa-se claramente que para um mesmo valor de ITC, a barra 3 possui um nível de

potência maior em porcentagem em relação a barra 6. É possível observar também, que para baixos níveis de inserção obtém-se valores de ICP próximos quando comparados os valores entre as barras. Isto ocorre porque um baixo nível de inserção acarreta em um aumento mínimo dos níveis de curto-circuito que fluem no sistema. A partir de um certo valor, o efeito provocado em uma barra ou outra diverge devido ao posicionamento físico de cada barra no sistema.

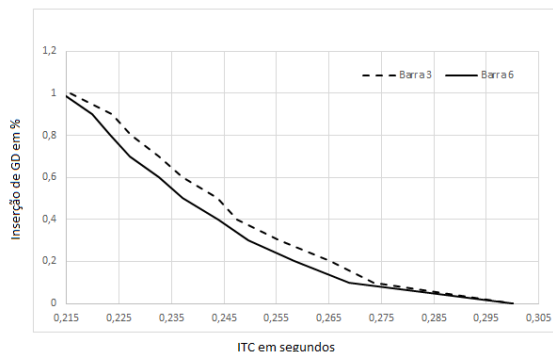


Figura 5. Curvas características de Porcentagem de Inserção de GD x Tempo de Coordenação.

Para fins de análise, o estudo foi estendido para uma inserção de potência de 1,5 p.u. Para esta condição, foi verificado que para a barra 6, o sistema perderia coordenação já que ITC se encontra abaixo do limite imposto. Já a barra 3 ainda aceita maior nível de inserção do que 1,5p.u. sem que o sistema perca a coordenação.

5.2 Análises do Índice de Descoordenação de Proteção

Como abordado anteriormente, este índice pode ser encontrado apenas variando a inserção da geração distribuída e observando se o mesmo perde a coordenação. Para as barras analisadas e considerando o pior cenário observado pelo sistema de proteção, o IDP foi obtido observando-se três tipos de falta, trifásica, bifásica e monofásica. Os índices foram obtidos através da Equação 2 e os resultados estão expostos na Tabela 6.

Tabela 6. Valores de IDP para inserção de 1,5 p.u.

Barra	IDP (%)
3	66,67
6	100

Observa-se que para a barra 3, quando GD chega a 1,5 p.u., o sistema não irá se descoordenar para faltas monofásicas, mas perde a coordenação para faltas bifásicas e trifásicas aplicadas, sendo assim, o IDP deverá ser calculado.

Para a barra 6, observa-se que para a carga igual a 1,5 p.u., o sistema perde a coordenação para os três tipos de falta.

Estes valores indicam que ICP e IDP discordam entre si quando 1,5 p.u. de potência é injetado na barra 3. Observa-se também que IDP requer menor esforço computacional em relação a ICP.

6 Conclusão

Ambos os índices mostram se haverá ou não possibilidade de descoordenação do sistema de proteção. No entanto, a partir de certos valores de inserção de potência, estes índices podem apresentar divergências. Para uma injeção de GD de 1,5 p.u. na barra 3, IDP aponta que há 66,67% de chance de que haja uma descoordenação. Para a mesma situação, ICP indica que ainda haverá coordenação do sistema de proteção, como pode ser observado na Tabela 3, pelo valor de ITC. Do ponto de vista de ICP, observa-se que há a tendência de ocorrer descoordenação na barra 3 para valores de inserção além de 1,5 p.u., como ocorreu para a barra 6 já em 1,5 p.u. Nota-se que neste ponto, novamente haverá concordância entre os índices. A discordância surge devido a característica probabilística de IDP, uma vez que este indica uma probabilidade de o sistema de proteção operar descoordenado para determinados cenários. A discrepância observada, é então, fruto da metodologia de obtenção de cada índice. A análise do ICP é a mais indicada, pois este índice, que apesar de apresentar maior esforço computacional, é de caráter determinístico e utiliza de toda a gama de informações possíveis, descrevendo numericamente qual é a máxima potência possível de se inserir em cada ponto de um SD, sem descoordenar o SP, e qual ponto tem maior capacidade, traço faltante em IDP. É válido apontar que o valor de ICP pode variar significativamente para diferentes sistemas de distribuição, tendo isto em vista, estes valores poderão ser comparados para a análise de inserção de GD em distintos pontos de um mesmo sistema, mas nunca poderá ser utilizado para relacionar dois sistemas diferentes e desconexos. Apesar de IDP não fornecer as mesmas informações de ICP, ele pode ser comparado entre sistemas, visando estabelecer em qual sistema de distribuição um valor específico de GD tem a maior probabilidade de descoordenar o SP. Na sequência da pesquisa em andamento, as análises serão expandidas para sistemas de maior porte em ligação radial ou anel, no sentido de determinar se em cenários distintos haverá maior concordância entre os índices, e ainda visando a proposta de um novo índice que possa cobrir as deficiências apontadas.

Referências Bibliográficas

Barker, P., P. and Mello, R. W. (2000). Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems. Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting Conf., pp. 1645 – 1656

Bayegan, M. (2001) A Vision of the Future Grid. IEEE Power Eng. Rev., vol. 21, pp. 10-12.

Bittencourt, A. A. (2011). Proteção Adaptativa de Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Geração Distribuída. Dissertação. Universidade Federal de Santa Catarina.

Biserica, M. Besanger, Y. Caire, R. Chilard, O. and Deschamps, P. (2012). Neural Networks to Improve State Estimation-volt Var Control Performances. IEEE Trans. Smart Grid, vol. 3, no. 3, pp. 1427 – 1436.

Buque, C. Ipinnimo, O. and Chowdhury, S. P. (2012). Modeling and Simulation of an Adaptive Relaying Scheme for a Microgrid. Power and Energy Society General Meeting. P. 1-8.

Chaitusaney, S. and Yokoyama, A. (2006). Reliability Analysis of Distribution System with Distributed Generation Considering Loss of Protection Coordination. The 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, pp. 1 – 8.

Dewadasa, M. Gosh, A. and Ledwich, G. (2011). Protection of Distributed Generation Connected Networks with Coordination of Overcurrent Relays. IECON – 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, P. 924-929.

Dugan, R. C. (2013). Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Electric Power Research Institute. P. 180.

El-Khattan, W. and Salama, M. M. (2004). Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits, Electric Power Systems Research, vol. 71, Issue 2, pp. 119 – 128.

Ferreira, G. D. (2013). Modelos Matemáticos para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição com Geração Distribuída. Tese. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Pholborisut, N., Saksornachai, T. and Eua-arporn, B. (2011). Evaluating the Impact of Distributed Generation on Protection System Coordination Using Protection Miscoordination Index. Electrical, Computer, Telecommunications and Information Technology –ECTI, pp. 865 – 868.

Sguacchia, R. R. (2015). Avaliação do Impacto da Geração Distribuída sobre o Sistema de Proteção de Sobrecorrente de uma Rede de Distribuição Operando em Ilhamento Intencional. Dissertação. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo.

Zeineldin, H. H. Mohamed, Y. A. Khadkikar, V. and Pandi, V. R. (2013). A Protection Coordination Index for Evaluating Distributed Generation Impacts on Protection for Meshed Distribution Systems. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 4, No. 3; pp. 1523 – 1532.