

Análise de metodologias em ocorrências de curtos-circuitos de alta impedância em redes aéreas de distribuição de energia elétrica

Igor Caponi Souza, UNIFACS, Daniel Barbosa, UNIFACS - UFBA, Kleber Freire da Silva, UNIFACS - UFBA

Resumo—Este artigo aborda as principais características das faltas de alta impedância (FAI's) e as suas influências em duas ocorrências ocorridas em campo. Adicionalmente a isso, foram analisadas quatro metodologias propostas na literatura em registros de dois eventos ocorridos em sistemas de distribuição (SD) de uma concessionária de energia elétrica do nordeste obtidos através dos relés de proteção. Associado as análises, um cruzamento de informações de campo com as oscilografias obtidas é realizada. Diante dos dados, classifica-se a eficácia de cada um dos métodos a fim de identificar algumas possíveis soluções que possam ser utilizadas como referência para futuros esquemas de proteção contra FAI's.

Palavras-Chave - Proteção de sistemas elétricos, Distribuição de energia elétrica, SEP, Falta de alta impedância, Análise de ocorrência.

I. INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é altamente susceptível às perturbações causadas por intempéries, devido ao fato do mesmo ser constituído em grande parte por redes aéreas convencionais [1], ou seja, estruturas de concreto cujos condutores nus (sem revestimento isolante) são sustentados por cruzetas de madeira ou do mesmo material da estrutura. Desta forma, as concessionárias de energia elétrica almejam estudos de proteção mais elaborados e seletivos, pois estes permitem reduzir o número de interrupções no fornecimento de energia elétrica, facilitam a manutenção e ajudam a reduzir os custos operacionais em face aos danos causados pelos curtos-circuitos [2].

Todavia, o ajuste preciso dos sistemas de proteção requer profissionais experientes, que estejam habituados com o desempenho da região a ser estudada e disponham de tempo hábil para se dedicarem com afinco, e muitas vezes apresenta grande grau de dificuldade devido à falta de acesso às informações pertinentes de forma rápida, o que torna o estudo mais vagaroso e impossibilita o atendimento completo das diretrizes de filosofia pré-estabelecidas para aquele sistema elétrico em específico [3]. Isto se deve ao fato dos alimentadores de média tensão (MT) possuírem características próprias, tais como: nível de carregamento e de desbalanceamento entre as fases, comprimento do alimentador, tipos de condutores utilizados, tensão operativa, dentre outros fatores.

Estas características determinam diversas condições operativas para as redes aéreas de distribuição. Dentre elas

destacam-se as situações de curtos-circuitos de alta impedância, sejam estes oriundos de condutores que, por alguma avaria, venham a tocar o solo, ou provenientes de contatos indesejados de materiais não condutores com a rede elétrica [4]. Tais fatos dificultam detecção desse tipo de situação operacional pelos sistemas de proteção, uma vez que os materiais envolvidos nestas ocorrências geralmente possuem características isolantes, mas devido à presença de tensões da ordem de dezenas de quilovolts, alguns destes sofrem ruptura de suas capacidades dielétricas e, conseqüentemente, originam fugas de corrente à terra [5].

Além disso esta condição, na grande maioria dos casos, somente é verificada pela concessionária de energia elétrica quando existem reclamações de consumidores sobre alguma anomalia na rede elétrica ou quando equipes de manutenção detectam, visualmente, as anormalidades durante a execução das inspeções de rotina.

Devido ao supracitado, o tempo de reparo da rede de distribuição por parte da concessionária pode ser excessivamente longo, podendo ocasionar danos aos equipamentos da rede, aos transeuntes, além de comprometer a qualidade do serviço prestado e, conseqüentemente, resultar em despesas com multas, conforme o módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) regulamentado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [6].

Em face à necessidade da manutenção da segurança operacional, bem como, a correta detecção da condição de funcionamento do sistema de distribuição, diversos trabalhos foram propostos na literatura. Em [7], por exemplo, o foco principal é a caracterização do comportamento das tensões e correntes em sistemas não aterrados. Os pesquisadores de [8], por sua vez, comparam os comportamentos de redes aterradas e não aterradas diante de curtos-circuitos monofásicos e no final propõe-se a utilização da função de proteção 3V0 (tensão residual) nesta última configuração de sistema. Na pesquisa [9] são propostas algumas metodologias de identificação da zona de defeito através da comunicação entre os diversos religadores que venham a identificar falta de tensão, com o intuito de retirar de operação a zona detectada e alimentar os consumidores fora desta área através de outros alimentadores, automaticamente. Na referência [10] é sugerido um novo modelo de proteção baseada na relação entre o módulo da corrente de sequência

zero e a diferença das amplitudes das correntes das sequências positiva e negativa. No estudo [11] surge uma análise sobre o nível de carga, por fase, antes e depois de um provável rompimento de cabo.

Nesse contexto, no qual os elementos de proteção tendem a apresentar atuações inconsistentes na presença de FAI, este artigo traz as análises de algumas ocorrências com este tipo de situação operativa em conjunto com a avaliação de métodos mais eficientes. Tal avaliação, no entanto, tem como objetivo verificar quais ações propostas na literatura podem ser adotadas na concessionária de energia elétrica com o objetivo de evitar possíveis danos aos transeuntes, elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica e, consequentemente, a qualidade do serviço prestado.

II. FALTA DE ALTA IMPEDÂNCIA

Falta de alta impedância é o termo utilizado para definir os curtos-circuitos que, geralmente, não são identificados pelas proteções convencionais e que apresentam algumas particularidades, como as abordadas nos itens a seguir.

A. Impedância indefinida

Estes curtos-circuitos normalmente não possuem uma impedância conhecida, o que dificulta consideravelmente a previsão do comportamento das correntes e das tensões e, consequentemente, impossibilita um ajuste preciso dos sistemas de proteção. Tal fato decorre da variação da resistência de falta em face ao tipo de defeito [12] (condutor ao solo ou algum objeto faz contato com a rede aérea), pelo material envolvido na falta (areia, asfalto, concreto, ramo de árvore), da condição em que o ambiente se encontra (seco ou molhado) e da dimensão da superfície de contato envolvida no curto. Além disso, a impedância pode variar com o decorrer do tempo devido ao fenômeno de vitrificação do solo [13].

B. Arco Elétrico

A existência do arco elétrico, na maioria dos casos, ocorre devido à passagem de corrente de alta intensidade em um curto espaço de tempo por meio de materiais comumente isolantes [14] e normalmente é observado quando um condutor entra em contato com o solo [15]. Além disso, existe um aumento das componentes harmônicas nas redes elétricas, devido ao aspecto não linear do arco elétrico [4], podendo ocasionar atuações indevidas da proteção suscitando insegurança quanto ao atual estado da rede (defeituoso ou não).

Em face a isto, uma possível técnica de detecção desse tipo de condição operativa seria a utilização da assinatura espectral do defeito, mas analisar todas as faltas a partir de uma determinada frequência não gera resultados consistentes, visto a particularidade de cada defeito, em termos de frequências afetadas [11].

C. Duração indefinida

Os curtos-circuitos de alta impedância, geralmente, também não apresentam uma característica conhecida em termos de duração, intermitência, ou seja, o nível de corrente pode variar com o decorrer do tempo, provocando múltiplas partidas das proteções temporizadas dos relés na subestação durante períodos indefinidos [11].

III. METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta baseia-se no comportamento e nas características das faltas de alta impedância, bem como nos modelos dos sistemas de proteção implementados em relés comerciais e propostos na literatura. Estão listados a seguir, os principais métodos que serão aplicados aos estudos de casos:

1. Comunicação entre terminais

O estudo [9] propõe um método de isolamento automática das zonas de FAI por meio da comunicação entre diversos equipamentos de controle presentes em uma rede de distribuição com múltiplas fontes, mas, em operação normal, é alimentada apenas por uma. Quando ocorre alguma FAI neste sistema, automaticamente os terminais que verificarem a falta de tensão em qualquer fase realizarão a busca, via rede (física ou wireless), da localização do defeito. Apesar da proposta abordar diversos modelos de comunicações, este artigo somente utiliza a ideologia principal: intercâmbio de dados entre os terminais.

2. Ratio Ground Relay

Na pesquisa [10] foi concebido um protótipo de relé eletromecânico que era composto por um disco de indução que seria percorrido pelos fluxos de operação ($|3I_0|^2$) e o de restrição ($|I_1|^2 - |I_2|^2$). Supõe-se que este método pode apresentar resultados interessantes, visto que demonstrou ter boa sensibilidade para as FAI's, cerca de 70 a 80%, nos testes realizados em [10] e [16]. Neste artigo será adotada a nomenclatura original: *Ratio Ground Relay* (RGR).

3. Carga característica

Em [11], alguns algoritmos para detecção de FAI são postos em cascata, tais como análise de harmônicas, arcos elétricos e etc., e dentre estes, observa-se um que avalia a carga característica do alimentador, em operação normal, e compara esta com a carga em situações que apresentem indícios de defeito. Com base nisso, foi avaliada a relação $Z=V/I$ em cada um dos casos, para se conhecer o comportamento da carga.

4. Alarme ou TRIP?

Outro ponto importante suscitado na referência [11], foi a proposta de, em caso de FAI's, a proteção inicialmente deve enviar um alarme para o Centro de Operação da concessionária (CO) e, somente após um determinado tempo de espera (da ordem de dezenas de segundos), realizar a abertura do disjuntor efetivamente.

Com isso, pretende-se ponderar estas 4 metodologias, a partir da aplicação das mesmas em análises de eventos reais, a fim de poder indicar qual delas é a mais confiável e aplicável na atual infraestrutura brasileira e nas diferentes ocorrências.

Para isso, foram coletados os registros oscilográficos de vários eventos que ocorreram na região de concessão de uma concessionária de distribuição nordestina. Todavia, é importante salientar que a obtenção de oscilografias é um desafio, uma vez que muitas das ocorrências não são registradas pelos relés de proteção, devido à utilização de funções de proteção ineficazes para estes eventos.

Os registros coletados foram analisados detalhadamente na seção seguinte, sempre buscando embasamento teórico de

livros, artigos do IEEE e periódicos de sites de renome, a fim de proporcionar o melhor entendimento possível da situação, trazendo um pouco da prática para o campo da pesquisa.

IV. ESTUDOS DE CASO

Esta seção objetiva apresentar algumas ocorrências de FAI no sistema de distribuição trifásico aéreo a três fios, alimentados em 13,8 kV, com frequência de 60 Hz.

A. FAI Bifásica

Em 2014, ocorreu uma avaria em um alimentador de 13,8 kV de uma Subestação (SE), na qual dois condutores de fase vieram a tocar o solo à pouco mais de 1km da SE, e permaneceram energizados até a chegada de equipes de manutenção. Tal fato, pode ser destacado pois não foram observados seccionamentos no alimentador promovidos pelos sistemas de proteção, sejam estes presentes na SE ou ao longo do alimentador. Ou seja, um evento que, apesar de não ter causado muitos danos ao sistema, expôs a população a um elevado risco de acidente por cerca de 40 minutos, fato que, em termos de proteção, é um tempo incomum e não recomendável.

Apesar da não atuação efetiva do sistema de proteção, foi verificado que o relé presente na SE, *tag* 21C1, havia enviado o comando de abertura para o disjuntor, porém houve recusa de abertura por parte deste e, devido à isso, o sistema continuou energizado. A oscilografia da proteção 21C1 não foi localizada, desta forma será utilizado o registro da proteção de retaguarda deste alimentador, que é a *tag* 21T2.

A Tab. I apresenta as parametrizações utilizadas nos relés no momento da ocorrência. É importante salientar que o 21T2 é ajustado considerando uma sobrecarga de 50% da capacidade nominal do transformador de potência, que neste caso é de 12,5 MVA, e a curva e o *time dial* são determinados considerando que para os curtos-circuitos na barra de 13,8 kV da SE, o tempo de coordenação entre este terminal e a retaguarda seja de, no mínimo, 0,2 segundos.

TABELA I

AJUSTES DAS PROTEÇÕES

Equipamento	Pickup 51	Curva	Time Dial	Instantâneo
21C1	300 A	IEC Muito Inversa	0,06	1650 A
21T2	720 A	IEC Muito Inversa	0,14	Bloqueado

Além disso, os ajustes da proteção 21C1 são definidas da seguinte forma: o *pick-up* da unidade temporizada é determinada pela ampacidade máxima do condutor utilizado no alimentador e os valores da parametrização referentes à curva e o *time dial* são determinados de forma a garantir o tempo de coordenação entre as proteções do alimentador (21C1) e sua retaguarda (21T2) seja de 0,4 segundos durante a ocorrência de curtos-circuitos muito próximos à barra da SE. Assim, é possível assegurar a seletividade das proteções supracitadas durante o defeito em um de seus alimentadores.

De acordo com a oscilografia, obtida durante a ocorrência já descrita e apresentada na Fig. 1, no momento de pré-falta (4 primeiros ciclos) é possível observar que a corrente de neutro era de cerca de 10A e a carga era de aproximadamente 200A.

Após esse período, nota-se um aumento de corrente nas fases A e B sem correspondência na corrente IG, indicando que houve um curto bifásico puro (sem contato com a terra). Com a descontinuação deste defeito, verifica-se um comportamento muito semelhante ao de pré-falta, inclusive na corrente IG, finalizando assim a oscilografia.

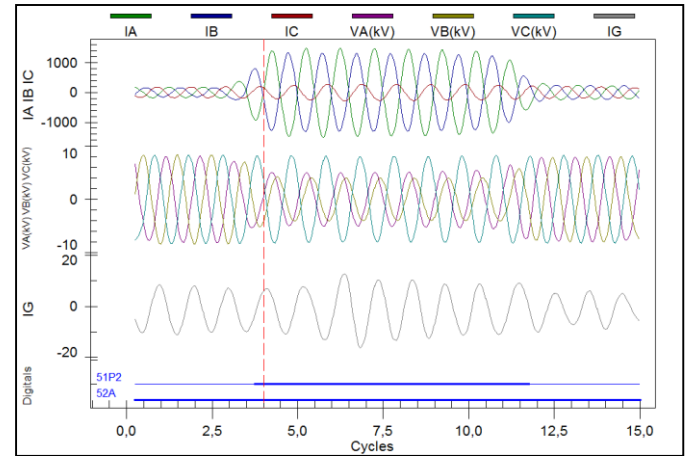


Fig. 1. Oscilografia da proteção 21T2 (Saída do transformador).

Durante o curto-circuito bifásico, cuja causa efetiva foi indeterminada no processo de análise de ocorrência, ocorreu a ruptura dos condutores afetados e, posteriormente, o defeito se tornou bifásico à terra com alta impedância, conforme observado na diferença de amplitude das correntes de pré e pós falta, bem como no relato da equipe de campo que constatou que os cabos estavam no solo energizados.

Apesar da não identificação precisa das causas da ocorrência, algumas hipóteses foram elucidadas, como: arco elétrico entre o lado fonte e carga quando os condutores são seccionados; fios entrelaçados ou muito próximos durante a queda, provocando arco elétrico entre os mesmos; ou até mesmo a associação de mais de uma hipótese dentre as citadas.

Analisando ainda este segmento da oscilografia, observa-se que os fatos da recusa de abertura do 21C1 e o ajuste da retaguarda 21T2 ser programada para atuar em um tempo mais elevado (requerido para coordenação de relés) provocaram insensibilidade da proteção após o defeito bifásico, visto que as correntes voltaram a um patamar semelhante à corrente de carga, em termos de amplitude. Neste sentido, a proteção 50BF (falha de disjuntor) entre o 21C1 e o 21T2 seria uma solução plausível, visto que houve comando de TRIP por parte do primeiro e o disjuntor não respondeu como previsto.

Em face a isto, outros métodos poderiam ser implementados objetivando sanar eventuais falhas desta natureza. Nesse sentido, o método 1 proveria uma informação confiável e eficiente nesta ocasião em que, conforme observa-se na Fig. 2, o alimentador possui dois religadores ao longo da rede de distribuição (RD) e mais pontos de monitoramento podem ser utilizados no sistema de proteção, desde que estes sejam integrados.



Fig. 2. Topologia do alimentador C1 (extensão de 8,9km).

Como o defeito foi próximo à SE, os dois equipamentos da rede presenciaram falta de tensão e iriam comunicar ao relé da subestação e ao CO. Como a informação iria ser fornecida por diferentes equipamentos, e em pontos distintos, esta teria uma alta confiabilidade e proporcionaria uma melhora nas proteções da SE. Assim, este método eleva o grau de segurança da rede de distribuição, ao passo que reduz significativamente a duração de FAI's.

Em virtude de ter sido coletada apenas a imagem da oscilografia do 21T2, não será possível avaliar os métodos 2 e 3 da metodologia visto que estes necessitam de dados como amplitude e ângulo das correntes, os quais não são expostos de forma explícita na imagem.

O quarto método, entretanto, poderia ser utilizado conjuntamente com o primeiro, já que no momento da sinalização da proteção da SE para os alimentadores, esta enviaria um alarme para o CO informando a falta de tensão em alguma(s) fase(s) ao longo da rede e o operador decidiria qual a atitude a ser tomada.

B. FAI Monofásica

Em outra ocorrência de FAI no sistema de distribuição (SD), na qual um condutor de um alimentador de 13,8 kV sofreu seccionamento e caiu ao solo, permanecendo energizado durante alguns minutos à uma distância desconhecida da SE. Tal situação danificou um carro, uma moto e a fachada de um supermercado, de acordo com registro gravado por transeuntes que passavam no local. A Fig. 3 mostra alimentador que ocorreu a FAI apresentada nesse item.

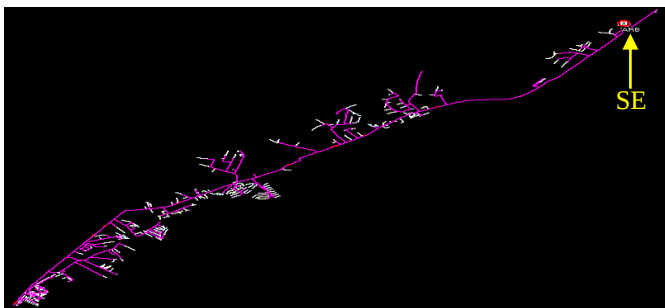


Fig. 3. Topologia do alimentador V2 (extensão de 13km).

É importante destacar que além dos danos materiais supracitados, existia a presença de muitos cidadãos próximos ao condutor caído, situação que poderia ter gerado acidentes graves devido à falta de informação da população acerca do

nível de risco do local em que se encontravam.

Neste evento, diversas oscilografias foram gravadas pelos relés principais e de retaguarda, tags 21V2 e 11T1, respectivamente. Esse número excessivo registros foi provocado pela intermitência das partidas das unidades de proteção de sobrecorrente de neutro dos equipamentos supracitados, uma vez que a corrente residual de neutro estava em torno de 50A durante cerca de 47 segundos depois do início do defeito, ou seja, a corrente de curto-circuito monofásico esteve muito próxima ao limiar da proteção de neutro do 21V2, conforme pode ser constatado na Tab. II e na Fig. 4.

TABELA II
AJUSTES DAS PROTEÇÕES

Equipamento	Pickup 51G	Curva	Time Dial	Instantâneo
IEC				
21V2	50 A	Extremamente Inversa	0,5	1600 A
11T1	80 A	IEEE Muito Inversa	5,0	Bloqueado

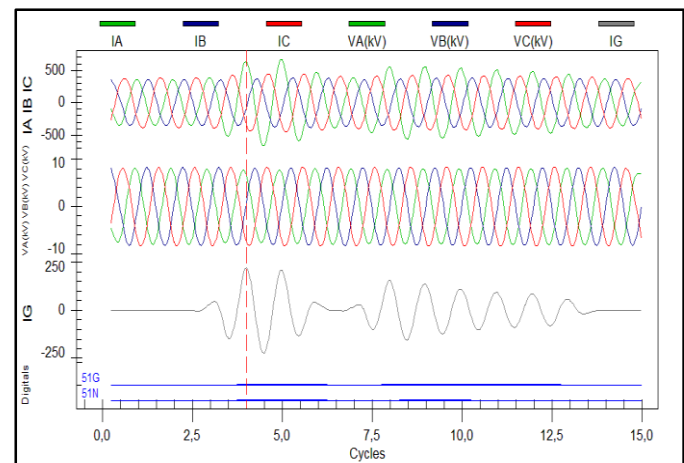


Fig. 4. Oscilografia da proteção 11T1 (Saída do transformador) durante a FAI.

Nesta tabela, ainda, constata-se que o ajuste da unidade 51G dos dois terminais são definidos como 10% do ajuste da unidade 51 das respectivas proteções de fase, 560A e 800A. Já a curva e o time dial, neste caso, são ajustados de forma a garantir tempos de coordenação de 0,2 segundos entre o 11T1 e sua retaguarda, e de 0,4 segundos entre o 21V2 e o 11T1, no mínimo.

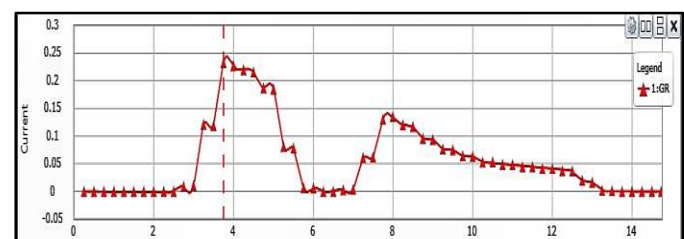


Fig. 5. Resultado simulado para o GR (Ground Ratio) visto pelo 11T1.

Após este período transitório inicial, houve aumento da corrente de falta para cerca de 250A, o que ocasionou a abertura do terminal 21V2, conforme Fig. 6. Todavia, ainda foram efetuados dois religamentos, os quais tiveram características

semelhantes ao anterior, totalizando um defeito com duração aproximada de 2 minutos até bloqueio do relé por causa da permanência do defeito durante as 3 operações.

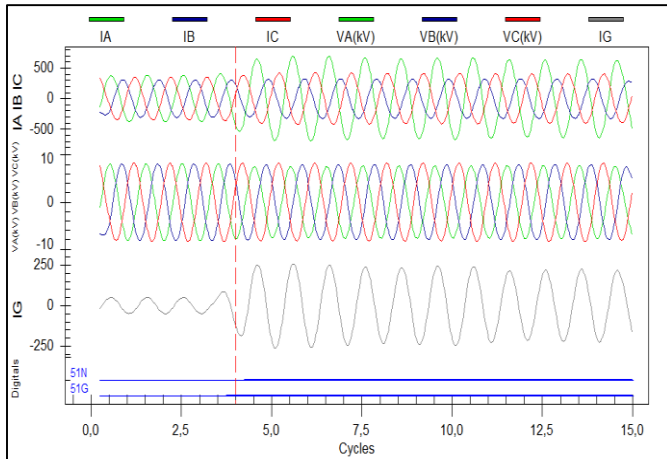


Fig. 6. Oscilografia da proteção 11T1 (Saída do transformador).

Na oscilografia, coletada no momento da ocorrência e apresentada na Fig. 6, observa-se na pré-falta uma corrente de carga de aproximadamente 300A e um pequeno desequilíbrio entre as fases devido à FAI existente, visto que o condutor estava seccionado e ao solo. Após este período, houve um aumento repentino na magnitude da corrente da fase desequilibrada que, consequentemente, elevou a corrente IG e possibilitou a atuação das proteções do 11T1 e 21V2.

É factível verificar que apesar não identificação das causas que promoveram o curto-circuito, supõe-se que o condutor tenha entrado em contato com alguma parte isolante dos objetos danificados, gerando arco elétrico de baixa magnitude e, consequentemente, indicando que havia alta resistência de falta.

Apesar da correta atuação da proteção para esta ocorrência, houve um atraso significativo na abertura do alimentador, devido à FAI. Além disso, caso a corrente IG permanecesse no patamar de 50A, como no início da ocorrência, certamente este seria um defeito invisível aos relés de proteção.

Diante do exposto, a seguir são avaliadas as metodologias já descritas. Em relação ao método 1, este possui seu diagnóstico comprometido, haja visto que não existem religadores no alimentador sob análise. Entretanto, a disponibilização de religador no SD deste alimentador seria importante, visto que este apresenta maior comprimento em relação ao da ocorrência anterior, além de incrementar a confiabilidade e a continuidade de fornecimento de parte dos consumidores.

Desta forma, tendo em vista a impossibilidade de aquisição de dados da RD, considerando a situação atual do alimentador, faz-se necessário o estudo das metodologias subsequentes, já que estas não necessitam de dados externos. Assim, foram realizadas simulações da aplicação do segundo método em mais de 20 oscilografias registradas pelas proteções durante a ocorrência analisada neste item. A partir dos resultados obtidos, observou-se que o produto da relação (1) apresentou um comportamento singular, dentro de um determinado *range*, e diferente do estado normal do sistema.

$$GR = |3 \cdot I_0|^2 / (|I_1|^2 - |I_2|^2) \quad (1)$$

na qual GR é o *ground ratio* do método 2.

É importante salientar que a Fig. 5 exemplifica a aplicação de (1) na oscilografia da Fig. 4, na qual fica evidente a mudança no comportamento da variável GR nas diferentes condições operativas registradas pelo relé. Adicionalmente ao supracitado, pode-se verificar a variação de GR visto pelo 11T1 na Fig. 7(a) quando a falta evolui de FAI para um defeito monofásico de baixa impedância, ao aumento da corrente medida.

Além dos valores observados por 11T1, é possível observar na Fig. 7(b) que o relé 21V2 é mais sensível, visto que denota deslocamentos mais significativos, indicando a FAI. Tal fato está associado ao carregamento do transformador (relé 11T1), já que este alimenta 4 alimentadores distintos e apenas o V2 foi submetido a condição de FAI.

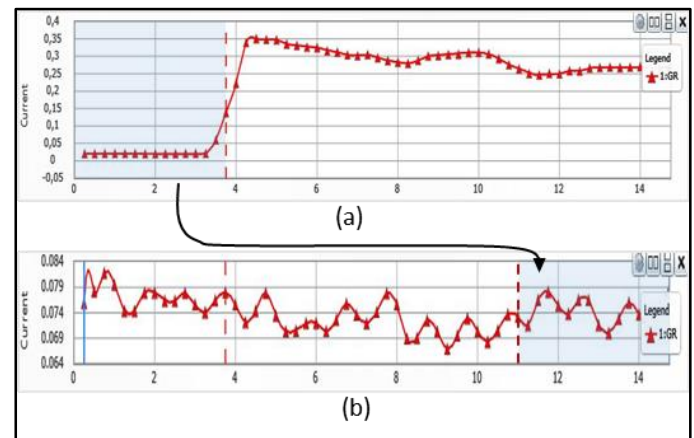


Fig. 7. Resultado simulado do GR visto pelo 11T1 (a) e 21V2 (b) no mesmo instante (destacado em azul) da oscilografia da Fig. 6.

Diante de tal condição, é possível constatar que a medição individual dos alimentadores para o método 2, se faz necessário para o aumento da confiabilidade do sistema. Além disso, quando (1) foi aplicado nas outras oscilografias registradas para essa ocorrência, este indicou a condição de FAI corretamente em aproximadamente 75% dos registros, indicando que a sua aplicação incrementa de forma significativa a detecção desta condição no SD.

Após as análises com os métodos iniciais, aplicou-se o terceiro método nos registros anteriores com o objetivo de verificar o comportamento aproximado da impedância aparente nos momentos de pré e pós falta. A Fig. 8 mostra as alterações observadas nas impedâncias das três fases, bem como, a evolução destas quanto à variação da corrente de falta. É possível verificar que a fase em condição de defeito apresenta a maior variação na impedância durante o defeito monofásico, corroborando com os resultados já definidos pelos outros métodos.

Todavia, ao analisar as variações presentes na Fig. 8 durante a FAI, não foi possível uma constatação efetiva da mesma, haja visto que estas são muito próximas. Face a isto, a implementação de uma proteção específica baseada nesse conceito é complexa.

Sendo assim, o quarto método poderia ser associado ao segundo como uma ferramenta de análise dos resultados obtidos. Além disso, devido ao fato da variável GR apresentar constantes oscilações do ponto de vista do 21V2, a solução mais

prudente seria a sinalização do evento por meio de um alarme, pois evitaria uma eventual abertura indevida do disjuntor.

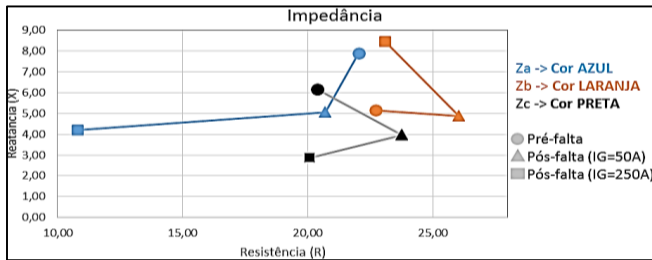


Fig. 8. Impedância por fase na pré e pós falta.

Diante das análises das ocorrências e dos testes realizados, verifica-se o grau de aplicabilidade das metodologias estudadas, bem como suas vantagens e desvantagens, conforme apresenta a Tab. III.

TABELA III
APLICABILIDADE DOS MÉTODOS

Método	Vantagens/Desvantagens
1º método (Comunicação)	Aplicação Facilitada Confiável Custo elevado
2º método (RGR)	Aplicação mais difícil Confiabilidade reduzida Custo reduzido
3º método (Z)	Resultado não satisfatório
4º método (Alarme)	Recomendado em conjunto com os demais

V. CONCLUSÃO

Nesse trabalho é apresentado a análise de duas ocorrências provenientes de situações reais em campo, nas quais houve a presença de alta impedância de falta. Tal fato, ocasionou o retardo ou não abertura do disjuntor, seja por defeito do mesmo ou insensibilidade do sistema de proteção devido ao uso de elementos ineficazes.

Em face a isto, quatro metodologias apresentadas na literatura foram aplicadas aos dois casos com o intuito de verificar as suas implementações em relés instalados nas subestações de uma concessionária de distribuição de energia elétrica.

Nesse contexto, verificou-se que a disponibilização da comunicação entre diferentes dispositivos dispostos no SD, bem como as suas integrações, permitem uma melhora nos indicadores de disponibilidade do sistema e acarretam em uma identificação mais precisa do tipo defeito.

Uma alternativa ao custo associado a solução anterior, seria a incorporação da metodologia do RGR nos relés de proteção da SE já existentes, visto que estes permitem a elaboração de lógicas específicas sem a necessidade de investimentos em equipamentos adicionais.

Todavia, em todos os métodos estudados, é mais prudente a implementação destes como uma maneira de sinalização (alarme) ao invés do relé de proteção realizar a abertura do circuito automaticamente, pois evitaria o desligamento indevido do sistema e permitiria a detecção da FAI pelo Centro

de Operação, reduzindo o tempo de exposição da população ao condutor energizado e o de manutenção da rede defeituosa.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), especialmente à Pedro Pinho, e a Universidade Salvador (UNIFACS) pelo apoio disponibilizado no decorrer dos trabalhos.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] R. de A. P. Neto, "Sistemas para detecção de falta de alta impedância e de rompimento de condutores em redes de distribuição de energia elétrica" Tese de Doutorado, Dep. Eng. Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2005.
- [2] J. Tengdin, R. Westfall, K. Stephan, "High impedance fault detection technology", Report of PSRC Working Group D, vol. 15, p. 1996, 1996.
- [3] F. M. de Mattos, "Estudo de caso de coordenação e seletividade da proteção contra sobrecorrente em um sistema elétrico industrial" Trabalho de Conclusão de Curso, Dep. Eng. Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, 2010.
- [4] F. M. Uriarte, "Modeling, detection, and localization of high-impedance faults in low-voltage distribution feeders", Tese de Mestrado, Dep. Eng. Elétrica, Instituto Politécnico Tecnológico da Virginia, Blacksburg, Estados Unidos, 2003.
- [5] R. C. Scholz, "Avaliação do comportamento dielétrico dos materiais isolantes utilizados em transformadores de distribuição por meio de espectroscopia dielétrica", Tese de Mestrado, Dep. Eng. Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2013.
- [6] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8, Resolução Normativa nº 641/2014, ANEEL.
- [7] S. Hanninen, M. Lehtonen, "Characteristics of earth faults in electrical distribution networks with high impedance earthing", Electric Power Systems Research, vol. 44, nº 3, p. 155-161, Abril de 1998.
- [8] D. Hou, N. Fischer, "Deterministic high impedance fault detection and phase selection on ungrounded distribution systems", Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2006. PS'06. IEEE, 2006. p. 112-122.
- [9] Y. Ko, "A self-isolation method for the HIF zone under the network based distribution system", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 24, nº 2, p. 884-891, Abril de 2009.
- [10] H. Calhoun, M. T. Bishop, C. H. Eichler, R. E. Lee, "Development and testing of an electro-mechanical relay to detect fallen distribution conductors", IEEE, Junho de 1982.
- [11] C. L. Benner, B. D. Russell, "Practical high impedance fault detection on distribution feeders", IEEE Trans. Industry Applications, vol. 33, nº 3, p. 635-640, Maio/Junho de 1997.
- [12] J. C. García, V. V. García, N. Kagan, "Detection of high impedance faults in overhead multi grounded networks", IEEE 11th INDUSCON International Conference, Juiz de Fora, Dezembro de 2014.
- [13] A. U. Antunes, F. L. Lange, A. S. Nakazato, A. P. R. Coura, E. L. C. Marques, R. O. Guimarães, "Avaliação e análise de alternativas para ajustes do sistema de proteção da ENERSUL em regiões de baixa densidade de carga", XIX SENDI, São Paulo, Brasil, 2014.
- [14] A. R. S. Queiroz, E. C. Senger, "A natureza e os riscos do arco elétrico", Proteção contra arco elétrico e EPIS, Ed. 72, Cap. I, p. 46-51, Janeiro de 2012.
- [15] W. Mai, B. T. Phung, E. Ambikairajah, "Detection of high impedance faults in medium voltage distribution networks", IEEE 22nd CIRED International Conference and Exhibition, Estocolmo, Junho de 2013.
- [16] R. E. Lee, M. T. Bishop, "Performance testing of the ratio ground relay on a four wire distribution feeder", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, nº 9, Setembro de 1983.