

O Desequilíbrio de Tensão Empregado na Proteção de Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída

Renan Hermógenes Furlan, Mário Oleskovicz
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação
Universidade de São Paulo
furlanrenan@gmail.com, olesk@sc.usp.br

Resumo—Este artigo apresenta os efeitos causados pelos Geradores Distribuídos (GDs) sobre os Relés de Sobrecorrente (RSCs) nos Sistemas de Distribuição (SDs), bem como permite realizar uma análise dos distúrbios resultantes associados à qualidade da energia elétrica. O SD foi modelado e analisado através de um simulador, denominado *Real-Time Digital Simulator*. O SD alimentado pela rede principal (concessionária) foi conectado em paralelo com um GD, sendo submetido à diversas situações de faltas. Os desequilíbrios de tensão gerados pelos testes realizados, foram utilizados para aprimorar a filosofia do RSC, tornando-o capaz de detectar e eliminar distúrbios manifestados. Utiliza-se da simulação em malha fechada com um relé comercial para ilustrar que a proteção proposta pode ser implementada em sistemas reais.

Palavras-chave—Sistemas de Distribuição, Geradores Distribuídos, Qualidade da Energia Elétrica, Proteção de Sobrecorrente, Proteção de Desequilíbrio de Tensão, Real-Time Digital Simulator.

I. INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Distribuição (SDs) de energia elétrica são tradicionalmente projetados na topologia radial, cujo fluxo de potência é unidirecional, sendo a subestação de energia da concessionária a única fonte responsável por toda a potência fornecida ao sistema. Contudo, no cenário atual, a crescente utilização de fontes distribuídas conectadas em paralelo com a rede principal apresenta-se como uma interessante solução para potencializar a produção de energia elétrica. Porém, como apresentado em [1] e [2], a conexão de Geradores Distribuídos (GDs) alteram algumas importantes características do sistema elétrico.

As mudanças nos SD podem apresentar algumas vantagens, dentre as quais, têm-se: a redução das perdas nos sistemas de transmissão e de distribuição; e maior confiabilidade no fornecimento de energia, o qual por sua vez, refletirá na Qualidade da Energia Elétrica (QEE).

Entretanto, em casos que existe uma elevada penetração de GDs, ou seja, uma alta potência de fontes distribuídas conectadas à rede principal, alguns efeitos prejudiciais podem ser causados, tais como: a injeção de componentes harmônicos; falhas nos sistemas de proteções convencionais, apresentando problemas, por exemplo, na detecção das situações de curtos-circuitos e coordenação dos relés; redistribuição do fluxo de potência; elevação das correntes de curtos-circuitos; e aumento no carregamento dos alimentadores [3] e [4]. Mais especificamente, nas redes de distribuição, faltas classificadas como de alta impedância são difíceis de gerenciar, uma vez que, a proteção convencional de sobrecorrente é ajustada para atuar em altos valores de corrente, para que dessa forma, não se confunda com uma sobrecarga do sistema [5]. E para o contexto desta pesquisa, tem-se que estes prováveis problemas na proteção podem ser potencializados quando existe uma elevada penetração de GDs conectados aos SDs, visto que, para faltas de alta impedância, as correntes geradas pelos GDs contribuem de maneira negativa com o curto-circuito, perturbando a operação adequada do RSC, equipamento associado à proteção do SD neste caso [6].

Nos trabalhos [3] e [6], os autores evidenciam a falha dos RSCs para faltas nos SDs com elevado índice de penetração de GDs, permitindo que o sistema opere sob condições de falta. Também fica claro que a interferência no RSC é potencializada pela distância em que a falta ocorre da subestação, em razão da impedância de falta somar-se com as de linha, diminuindo a corrente fornecida pela subestação.

Essa incontinência quando não extinta do sistema, pode prejudicar a QEE, gerando, por exemplo, componentes harmônicos, desequilíbrio de tensão e ruídos, já que, esses distúrbios podem extrapolar os limites estabelecidos e observados pelas concessionárias [7].

Para manter os padrões da QEE e evitar que o sistema opere sob falta, algumas soluções são apresentadas na literatura. Em [8], por exemplo, é proposto um reajuste da proteção de sobrecorrente, aumentando sua sensibilidade. No entanto, essa solução deve ser utilizada com parcimônia, uma vez que, a proteção pode tornar-se tão sensível a ponto de atuar para uma sobrecarga do sistema.

Outra solução é apresentada em [1], em que a adição de

Os autores gostariam de agradecer ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC- USP) pela infraestrutura proporcionada, assim como à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro disponibilizado para a realização deste projeto de pesquisa.

um interruptor de falta ao longo da linha, como, por exemplo, um religador, geralmente pode solucionar o problema, visto que, a zona de proteção é reduzida, minimizando os efeitos das impedâncias da linha no momento de falta. Essa medida proposta pelos autores pode tornar-se inviável para faltas de alta impedância, já que nesse tipo de incontinência é possível que a impedância de falta seja suficiente para perturbar o RSC.

Nesse contexto, este artigo apresenta os efeitos causados pelos GDs sobre os RSCs nos SDs, bem como permite realizar uma análise dos distúrbios resultantes e associados à QEE, caso o sistema opere com a alimentação principal e/ou a distribuída mediante à certas situações de curtos-circuitos.

Para evidenciar esses problemas, todo o sistema teste foi modelado e analisado via a utilização de um simulador digital em tempo real, denominado *Real-Time Digital Simulator* (RTDS). Dispondo do RTDS, o SD teste alimentado pela rede principal (concessionária) foi conectado em paralelo com um GD, sendo submetido à diversas situações de faltas. As situações de desequilíbrios de tensão geradas pelos testes simulados, foram usadas para aprimorar a filosofia do RSC alocado na subestação de energia, tornando-o capaz de detectar e eliminar os distúrbios manifestados, não trazendo prejuízos à QEE.

Por fim, a utilização em malha fechada de um relé comercial com as simulações via o RTDS, ilustra que o esquema de proteção proposto pode ser implementado em sistemas reais através da utilização de relés já existentes no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), uma vez que, esses são normalmente aplicados pelas concessionárias para realizar a conexão de GDs em SDs.

II. GUIAS E NORMAS PARA CONEXÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS

O guia IEEE Std. 1547 [9] destaca que em caso de curtos-circuitos no SD na presença de GDs, a proteção desses geradores deve atuar desconectando-se da rede principal da concessionária.

Normas técnicas de concessionárias brasileiras, como por exemplo [10], exigem que a conexão de GDs possua proteção anti-ilhamento. Essa deve ser capaz de detectar a perda do suprimento de energia elétrica e desconectar-se da rede da concessionária em um tempo pré-determinado. Para GDs com potência superior a 500 kW são exigidos alguns elementos de proteção no PAC como: por subfrequência e sobrefrequência, por subtensão e sobretensão, por desequilíbrio de tensão e sobrecorrente, dentre outros. Essas proteções, quando sensibilizadas, podem garantir a desconexão com o SD, bem como atuar para faltas severas, capazes de atingir os valores parametrizados de tensão, corrente e frequência.

III. METODOLOGIA PARA AS SIMULAÇÕES

O sistema teste em análise, toma como base os dados referentes à usina solar de Tauá [11]. A Fig. 1 ilustra o sistema de geração distribuída conectado à rede de distribuição, essa também apresenta um segundo trecho em paralelo de linha de distribuição, onde será realizado as análises de QEE.

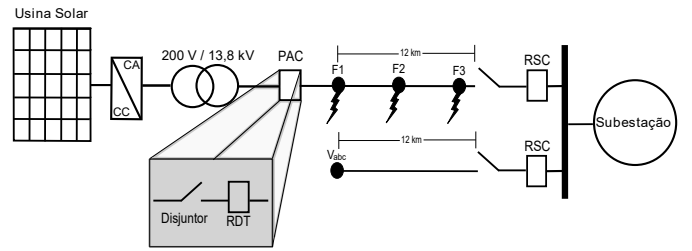


Fig. 1. Sistema de GD conectada à rede de distribuição.

A. Parâmetros do Sistema Elétrico de Potência

O GD representado pela usina solar possui 4.680 módulos solares de 215 W. Esses são agrupados formando 117 cadeias (*Strings*), cada uma contendo 40 módulos que geram 1.064 V de tensão no barramento de Corrente Contínua (CC). Posteriormente os *strings* são conectadas em paralelo fornecendo uma corrente de 946,53 A ao barramento. Tal configuração proporciona uma potência nominal de 1 MVA, considerando a operação do sistema em 1.000 W/m² de irradiação solar e temperatura de 25 °C. Os parâmetros de simulação dos painéis foram baseados em [11] e são apresentados na Tabela I. Onde, P_{MPPT} representa a máxima potência fornecida por um módulo solar, e V_{MPPT} e I_{MPPT} referem-se a tensão e corrente no ponto de máxima potência respectivamente. Já a variável V_{oc} representa a tensão de circuito aberto, enquanto que I_{sc} corresponde a corrente de curto-circuito do painel.

TABELA I. PARÂMETROS DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO EM 1.000 W/M² E 25°C

Modelo	Kyocera KD215GH-2PU
P_{MPPT}	215 W
V_{MPPT}	26,6 V
I_{MPPT}	8,09 A
V_{oc}	33,2 V
I_{sc}	8,78 A

A usina solar em estudo possui nove inversores de potência. Porém, decidiu-se simplificar as simulações utilizando apenas um inversor, em que, todos os módulos fotovoltaicos foram conectados conforme a configuração previamente citada.

Para realizar a conversão da energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos em Corrente Contínua (CC) para Corrente Alternada (CA), utilizou-se um inversor de potência. Nas simulações um controle *P-Q* foi responsável por gerenciar a quantidade de potência ativa e reativa injetadas no PAC [12]. Porém, optou-se por gerar somente potência ativa nos painéis fotovoltaicos, mantendo o fator de potência da geração unitário. Essa medida foi tomada pois, a injeção de reativo na rede através do GD é normalmente utilizada para auxiliar na regulação de tensão do sistema [1], característica essa não abordada nessa pesquisa.

Um sinal trifásico de 220 V entre as fases e 2.640 A é gerado pelo inversor no barramento CA. Utiliza-se um transformador elevador com potência nominal de 1.250 kVA, relação de transformação de 220 V / 13.800 V, com o intuito de elevar a tensão do sistema realizando a conexão em média tensão com o SDs da concessionária. Os enrolamentos são

conectados em estrela aterrado na baixa tensão, enquanto que na alta tensão são conectados em delta. Essa configuração mantém os padrões estabelecidos pela Companhia Energética do Ceará (COELCE), responsável pela rede de distribuição em que a usina solar tomada como referência está conectada [10].

No PAC encontram-se o disjuntor e o Relé de Desequilíbrio de Tensão (RDT) normalmente aplicados pelas concessionárias para realizar a conexão de GDs em SDs.

A linha de distribuição foi modelada com 12 km de extensão, permitindo que situações de faltas ($F1$, $F2$ e $F3$) fossem aplicadas nesse trecho. O sistema é composto por condutores de alumínio com alma de aço. A resistência desses condutores é de $0,3497 \Omega/\text{Km}$, apresentando uma reatância indutiva de $0,0344 \Omega/\text{km}$. Os dados dos condutores são encontrados em [13]. Um segundo trecho em paralelo de linha de distribuição também foi considerado no sistema teste. O mesmo possui as características da linha de distribuição iguais as apresentadas anteriormente, estando alocado entre a subestação de energia e o ponto $Vabc$, também denotado na Fig. 1.

Por fim, modelou-se o sistema equivalente da subestação cuja potência nominal é de 10 MVA. Conforme implementado, o modelo utilizado é capaz de absorver potência ou injetá-la ao sistema simulado.

B. Parâmetros das Situações de Faltas e Proteção Aplicadas

O fluxograma na Fig. 2 apresenta de forma resumida os principais passos de toda a lógica e análise efetuada sobre o Sistema Elétrico de Potência (SEP) teste.

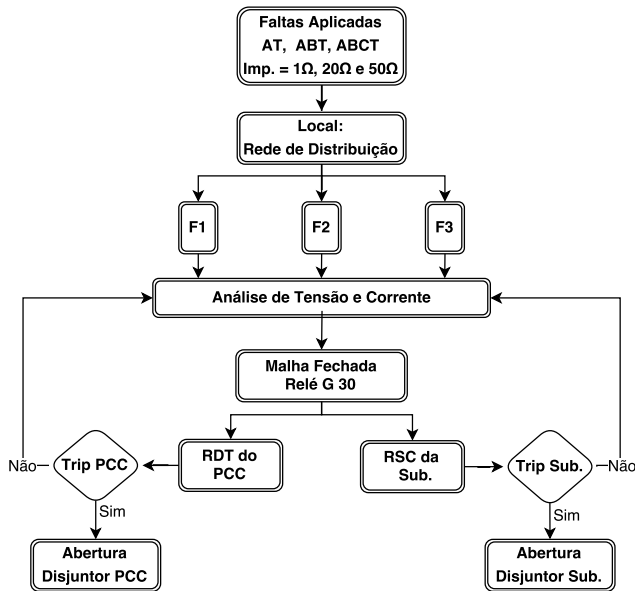


Fig. 2. Principais passos da lógica e análise efetuada.

As simulações das situações de faltas foram divididas em três etapas, tomando como base: a atuação do RSC da subestação para faltas na linha de distribuição em que o GD está conectado; o método auxiliar de proteção proposto para detectar faltas em SDs através do RDT presente no PAC e do RSC da subestação; e a análise da QEE para o

sistema implementado, considerando os esquemas de proteção aplicados.

1) *Primeira etapa*: Nas simulações o GD foi ajustado para operar em potência nominal, sendo essa a situação mais crítica para a atuação do RSC da subestação, uma vez que, a corrente injetada pelo GD pode interferir na corrente fornecida pela subestação no momento em que a falta ocorre. Foram aplicadas faltas envolvendo a fase A com conexão a terra (AT), as fase AB com conexão a terra (ABT), e as fases ABC com a terra (ABCT) nas posições $F1$, $F2$ e $F3$ ilustradas na Fig. 1. As impedâncias de falta consideradas na simulação foram de 1Ω , 20Ω e 50Ω . Em seguida, analisaram-se as correntes no relé de sobrecorrente da subestação para cada falta aplicada e então, realizou-se a parametrização da corrente de disparo (*trip*) do RSC da subestação em 6,6 p.u., garantindo a proteção para faltas no SD de até 20Ω , considerando que o GD não esteja conectado com a rede principal. Sendo assim, é importante salientar que 1 p.u. equivale a 34,76 A, sendo esse valor referente à corrente nominal fornecida pelo GD ao SD em regime permanente.

A atuação da proteção é definida pelo relé $G30$, sendo esse específico para a proteção de geradores em CA. Porém, por apresentar diversas funções de proteção, verificadas em [14], foi possível utilizá-lo para os testes efetuados, conectando-o em malha fechada com o RTDS. Assim, quando a corrente de curto-circuito mensurado ultrapassar o valor de ajuste do relé $G30$, esse emite um sinal temporizado para a abertura do disjuntor localizado na subestação, interrompendo o fornecimento da energia mediante a situação de falta manifestada. A simulação em malha fechada é ilustrada na Fig. 3.

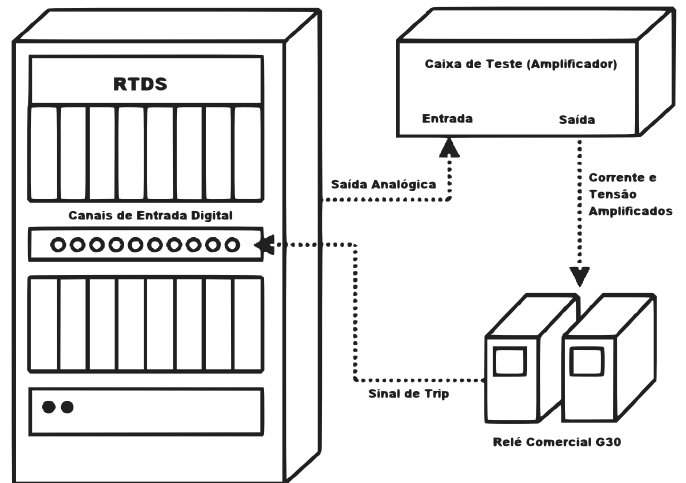


Fig. 3. Simulação em tempo-real em malha fechada. Fonte: Adaptado [15].

Os sinais de corrente e tensão são aquisitados pelos Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial (TPs) nos terminais onde foram alocados os relés. Esses sinais são disponibilizados nas saídas analógicas do RTDS em valores de tensão entre $\pm 10 \text{ V}$. Uma caixa de teste (F6150) é utilizada como amplificadora, elevando os valores aquisitados para aproximadamente 115 V e 1 A para o sistema operando em condições normais, sendo esses valores compatíveis com as entradas do relé $G30$. Por fim, o laço é fechado com a saída

digital do relé enviando um sinal para o RTDS, permitindo que em caso de falta no SEP, o relé comercial emita um sinal e interaja com os disjuntores simulados.

Os testes realizados através da malha fechada tem como intuito evidenciar que o esquema de proteção proposto é aplicável e de fácil implementação em um relé comercial.

2) *Segunda etapa*: Nessa é realizada uma nova simulação em malha fechada com o relé *G30*, em que, adiciona-se a proteção de desequilíbrio de tensão no PAC para auxiliar na atuação do RSC da subestação. Essa é configurada para atuar caso ocorra um desequilíbrio de tensão superior a 10 % permanecendo no sistema até que o tempo de coordenação seja atingido. Optou-se por parametrizar o RDT com um valor superior aos 2 % recomendados pelo PRODIST [16], garantindo, com bases nos testes realizados, que a proteção não atuará para operações normais do sistema. Conforme posteriormente será evidenciado o desequilíbrio de tensão no período de falta chega próximo a 23 %. A atuação do relé emite um sinal temporizado para o disjuntor localizado no PAC, garantindo a coordenação com o RSC da subestação. Sendo assim o relé só será sensibilizado caso a proteção da subestação falhe.

Desse modo, faltas não detectadas na primeira etapa foram novamente aplicadas e verificou-se a eficácia do esquema de proteção proposto.

3) *Terceira etapa*: É realizado um estudo com foco na QEE, sendo avaliados o desequilíbrio de tensão e as componentes harmônicas de um ramo paralelo ao que o GD está conectado. O cálculo da Distorção Harmônica Total de Tensão (DHT_V) foi efetuado através de (1). Onde os termos V_2 até V_N representam os componentes harmônicos, já V_1 corresponde ao componente da frequência fundamental.

$$THD_V\% = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots + V_N^2}}{V_1} \times 100 \quad (1)$$

O cálculo do desequilíbrio de tensão é realizado por (2), dado que V^- corresponde a magnitude de tensão de sequência negativa RMS (Root Mean Square), enquanto que V^+ refere-se à magnitude de tensão de sequência positiva RMS.

$$FD\% = \frac{V^-}{V^+} \quad (2)$$

As medidas foram efetuadas no ponto V_{abc} da linha de distribuição em paralelo da Fig. 1. Essa análise buscou avaliar a propagação dos distúrbios gerados pela situação de curto-circuito monofásica aplicada no SD.

Dois cenários são comparados avaliando os esquemas de proteção aplicados: com a proteção tradicional, realizada apenas com o RSC da subestação; e com a proteção auxiliar, em que o RDT é utilizado para complementar a proteção do SD.

IV. RESULTADOS E ANÁLISES

Os resultados apresentados estão divididos de acordo com as três etapas apresentadas na metodologia (Seção III).

A. Atuação do RSC da subestação para faltas na linha de distribuição em que o GD está conectado

Essa etapa da simulação expõe a dificuldade do RSC da subestação em detectar faltas com valores médios de impedância, quando o SD apresenta uma elevada penetração de GDs. Em função disso, a Fig. 4 representa duas situações distintas.

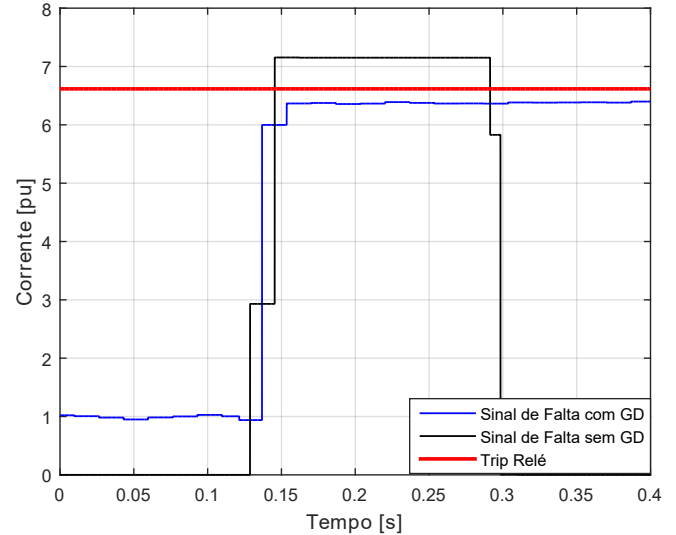


Fig. 4. Atuação do RSC da subestação para faltas aplicadas na linha de distribuição.

No primeiro caso, uma falta AT com impedância de 20Ω é aplicada em *F1* (Fig. 1), sendo que para esse caso o GD está desconectado. Observa-se que a corrente de falta atinge o valor de 7,2 p.u., sensibilizando o RSC da subestação configurado para atuar em 6,6 pu. Após o tempo de coordenação do relé de 0,3 s, o disjuntor da subestação é aberto, eliminando a falta do sistema.

A segunda situação considera a presença do GD operando em potência nominal. Verifica-se que a magnitude da corrente de falta para esse caso é de aproximadamente 6,4 p.u., insuficiente para sensibilizar o relé da subestação. Em função disso, o sistema continuará a operar em falta.

B. Detecção de faltas na linha de distribuição através do RDT localizado no PAC e do RSC localizado na subestação

Na Fig. 5 são apresentados os níveis de corrente mensurados no secundário do TC da subestação. É possível observar o efeito da atuação do RDT implementado pelo relé comercial *G30*, que auxilia na detecção de faltas do SD com elevada penetração de GDs.

Inicialmente, observa-se que para uma falta AT com impedância de 20Ω aplicada em *F1* (Fig. 1), a magnitude da corrente não atinge o valor parametrizado para a atuação do RSC da subestação, não sensibilizando o sistema de proteção da subestação. Porém, para essa incontinência, o RDT localizado no PAC verifica um desequilíbrio de tensão de aproximadamente 23 %, ultrapassando o valor de 10 % parametrizado para sua atuação.

Dessa forma, um sinal de *trip* temporizado é enviado ao disjuntor do PAC desacoplando o GD da rede de distribuição

em aproximadamente 0,20 s após a ocorrência da falta. Em função disso, a contribuição da corrente para a falta fornecida pelo GD é cessada. No entanto, a subestação aumenta sua contribuição de corrente para a falta ultrapassando o valor de 6,6 p.u. parametrizado para a sensibilização do RSC da subestação. Então, após aguardar o tempo de coordenação de 0,14 s com os outros relés presentes no SEP, esse atua na abertura dos disjuntores da subestação em aproximadamente 0,44 s após a incontinência, impedindo que o sistema opere sob falta.

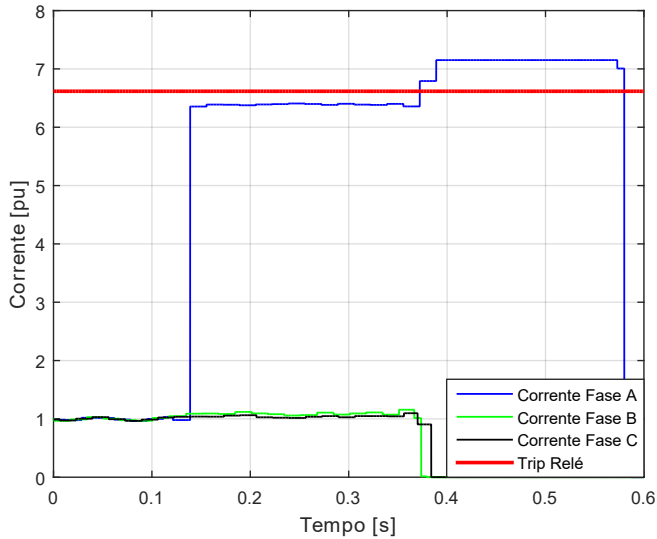


Fig. 5. Atuação da proteção auxiliar para faltas na linha de distribuição.

A Tabela II resume a atuação dos relés para cada tipo de falta aplicada no SEP. Verifica-se que para as faltas na linha de distribuição com elevada penetração de GD, apenas as faltas de baixa impedância foram detectadas pela proteção convencional. Ao acrescentar o esquema de proteção através do RDT, as faltas de média impedância passaram também a ser detectadas e isoladas do sistema.

No entanto, faltas de alta impedância (50Ω) não foram detectadas nem mesmo com o auxílio da proteção de desequilíbrio de tensão. Esse fato ocorre, pois os níveis de corrente para esse tipo de falta, mesmo com a desconexão do GD, não atingem os valores parametrizados para a atuação do RSC da subestação.

Nota-se também que para faltas *ABCT* (trifásicas com o envolvimento da terra) o sistema de proteção auxiliar não é capaz de contribuir para a atuação do relé da subestação, uma vez que, em faltas trifásicas, não é gerado um desequilíbrio de tensão suficiente para sensibilizá-lo.

TABELA II. ATUAÇÃO DOS RELÉS PARA AS FALTAS APLICADAS NO SEP.

RF	AT (F1, F2 e F3)	ABT (F1, F2 e F3)	ABCT (F1, F2 e F3)
1Ω	RSC	RSC	Não Atua
20Ω	RSC + Aux.	RSC + Aux.	Não Atua
50Ω	Não Atua	Não Atua	Não Atua

C. Análise da QEE para o sistema implementado, considerando as proteções aplicadas

O nível do desequilíbrio de tensão, gerado pela incontinência à um ramal paralelo do SD é ilustrado na Fig. 6. O primeiro cenário consiste em um sistema com elevada penetração de GD, no qual a proteção é realizada pelo método convencional, não considerando o auxílio do RDT. Verifica-se que para esse caso, o desequilíbrio gerado pela incontinência é de aproximadamente 23 %, permanecendo no sistema durante todo o período de falta.

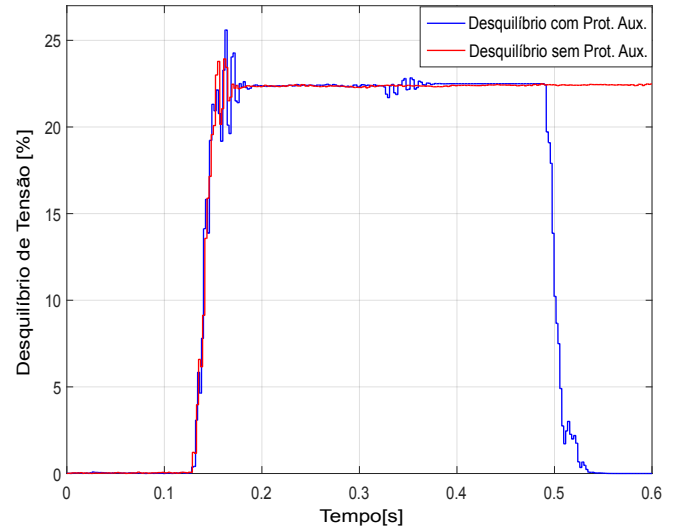


Fig. 6. Desequilíbrio de tensão gerado em um ramal paralelo à incontinência.

Já o segundo cenário, conta com o auxílio do RDT localizado no PAC. É possível analisar uma oscilação no desequilíbrio de tensão em aproximadamente 0,35 s, gerado pela atuação do RDT, que age no disjuntor do PAC, desconectando o GD do sistema. Nesse momento o RSC da subestação é sensibilizado e, após aguardar o tempo de coordenação, atua abrindo o disjuntor da subestação. Dessa forma, em 0,5 s a falta e os distúrbios causados por essa situação são eliminados do SD.

O gráfico da Fig. 7 retrata o comportamento da tensão no ramo em paralelo ao que a falta foi aplicada (Fig. 1). Nesse teste é considerado o auxílio do RDT. Observa-se que em aproximadamente 0,12 s ocorre um afundamento da tensão na fase em falta, causando o desequilíbrio entre as fases. Em seguida, o RSC da subestação, com o auxílio do RDT, isola o trecho da linha de distribuição faltoso, evitando que os distúrbios causados pela situação de falta se propagem para os ramos paralelos.

Enfim, uma análise das componentes harmônicas foi realizada, sendo essa ilustrada na Fig. 8. Constata-se que para o sistema operando sob falta, ocorre um aumento considerável da componente harmônica de terceira ordem. Esse fato se explica devido ao desequilíbrio de tensão no sistema, responsável pela geração de harmônicos de sequência zero, conforme relatado em [17]. A DHT_V calculada para a situação de pré-falta é de 1,51 %, valor inferior aos 8 % recomendado pelo PRODIST para o nível de tensão em estudo [16].

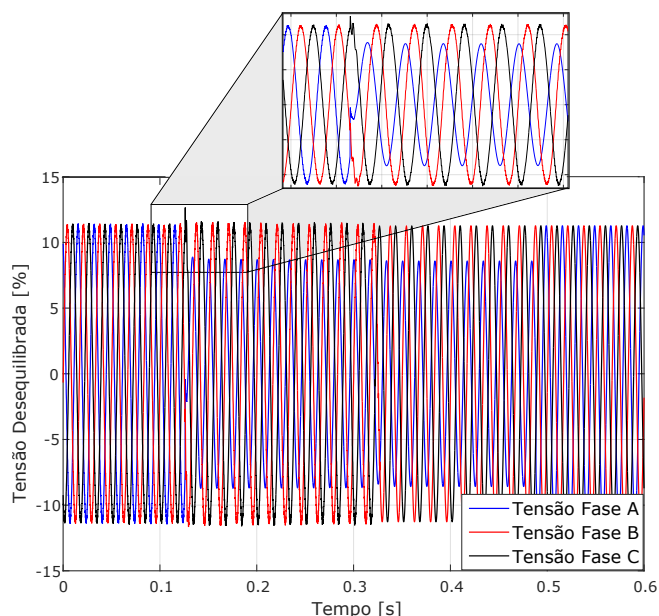


Fig. 7. Oscilografia de tensão no ramal paralelo.

Durante a incontinência o valor da DHT_V elevou-se para 2,42 %. Apesar desse resultado estar dentro dos limites recomendados, deve-se salientar que os harmônicos gerados podem se sobrepor aos outros passíveis de ocorrência no SD, podendo ultrapassar os limites desejáveis para a QEE.

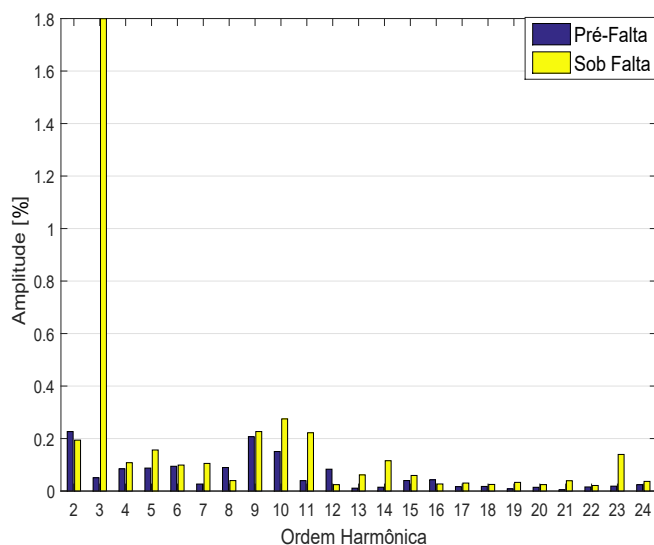


Fig. 8. Componentes harmônicas observadas.

V. CONCLUSÕES

A conexão de GDs nos SDs alteram a topologia tradicional da rede, fazendo com que as filosofias atuais de proteção sejam atualizadas para absorver essas novas características do SEP. Neste contexto, pelos resultados apresentados nesta pesquisa, fica evidente os efeitos das perturbações nos RSCs usualmente presentes nos SDs, quando existe uma elevada penetração de GDs.

Conforme evidenciado, a má operação do sistema de proteção pode permitir que o SD opere em falta, gerando distúrbios na QEE, tais como: afundamentos de tensão, aumento dos níveis harmônicos do sistema, e desequilíbrios de tensão.

Nesse contexto, o trabalho apresentou uma proteção auxiliar satisfatória frente às situações de faltas que promovam o desequilíbrio de tensão no SD, auxiliando assim, o esquema de proteção convencional. Também foi possível comprovar que o esquema de proteção implementando contribuiu favoravelmente na manutenção de índices recomendados para a QEE, extinguindo os distúrbios gerados pelas situações de faltas evidenciadas, evitando que os mesmos se propaguem pelo SD como um todo.

Por fim, a utilização em malha fechada do relé comercial nas simulações via o RTDS, corrobora que o esquema de proteção proposto pode ser facilmente implementado em sistemas reais através da utilização dos relés já existentes no PAC, uma vez que, esses são exigidos e empregados pelas concessionárias para realizar a conexão de GDs em SDs.

VI. REFERÊNCIA

- [1] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, "Summary of distributed resources impact on power delivery systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, July 2008.
- [2] H. N. Aung, A. M. Khambadkone, D. Srinivasan, and T. Logenthiran, "Agent-based intelligent control for real-time operation of a micro-grid," *Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems*, 2010.
- [3] K. Sarwagya and P. K. Nayak, "An extensive review on the state-of-art on microgrid protection," *IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)*, pp. 862–866, 2015.
- [4] A. Emadi, H. Afrakhte, and J. Sadeh, "Fast active islanding detection method based on second harmonic drifting for inverter-based distributed generation," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, no. 14, pp. 3470–3480, 2016.
- [5] W. C. Santos, F. V. Lopes, N. S. D. Brito, and B. A. Souza, "High-impedance fault identification on distribution networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 23–32, Feb 2017.
- [6] S. A. Gopalan, V. Sreeram, and H. H. C. Iu, "A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 222–228, 2014.
- [7] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, and H. W. Beaty, *Electrical power system quality*, 2nd ed., M. H. B. Company, Ed., 2003.
- [8] J. A. Martinez and J. Martin-Arnedo, "Impact of distributed generation on distribution protection and power quality," in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2009, pp. 1–6.
- [9] IEEE, *Std 1547: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*, 2008.
- [10] COELCE. (2013) Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Coelcel. [Online]. Available: www.coelce.com.br
- [11] B. B. Beigelman, "A Energia Solar Fotovoltaica e a Aplicação na Usina Solar de Tauá," 2013.
- [12] S. Adhikari and F. Li, "Coordinated v-f and p-q control of solar photovoltaic generators with mppt and battery storage in microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1270–1281, May 2014.
- [13] I. Amity, "Aluminum Conductor Steel Reinforced." [Online]. Available: <http://www.amitycable.com/>
- [14] G. Multilin, *G30 Generator Management Relay*, 2006.
- [15] D. Motter, J. C. Vieira, and D. V. Coury, "Development of frequency-based anti-islanding protection models for synchronous distributed generators suitable for real-time simulations," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 8, pp. 708–718, 2015.
- [16] ANEEL, "Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST," 2016.
- [17] E. F. Fuchs and M. A. S. Masoum, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*, E. A. Press, Ed., 2008.