

# Desafios e Soluções na Proteção de Linhas de Transmissão Conectando Fontes de Energia Não Convencionais

Marcelo Bini\*

Ricardo Abboud\*\*, Paulo Lima\*\*, Fabio Lollo\*\*

\* EDF Renewables (e-mail: Marcelo.Bini@edf-re.com.br).

\*\* Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

(e-mail: ricardo\_abboud@selinc.com, paulo\_lima@selinc.com, fabio\_lollo@selinc.com)

---

**Abstract:** This paper discusses the impact of inverter-based resources (IBRs) in traditional digital protection relays applied in the interconnection transmission line between the IBR and bulk power system. Real events involving a photovoltaic (PV) power plant are used to show the behavior of the fault currents, which is different from power systems with synchronous generators, especially for negative-sequence components. The paper discusses how to properly handle this kind of source by presenting modern protective relays features, time-domain functions, and special settings for traditional protection intelligent electronic devices (IEDs).

**Resumo:** Este artigo discute o impacto das fontes baseadas em inversores (IBRs) nos relés de proteção digitais tradicionais aplicados na linha de transmissão de interconexão entre a IBR e o sistema de potência. Eventos reais envolvendo uma usina de energia fotovoltaica (PV) são usados para mostrar o comportamento das correntes de falta, o qual é diferente dos sistemas de potência com geradores síncronos, especialmente para componentes de sequência negativa. O artigo discute como lidar adequadamente com este tipo de fonte, apresentando recursos de relés de proteção modernos, funções baseadas no domínio do tempo e ajustes especiais para dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) de proteção tradicionais.

**Keywords:** Transmission lines, phasor-based protection, time-domain protection, non-conventional power sources, inverter-based generation.

**Palavras-chaves:** Linhas de transmissão, proteção fasorial, proteção no domínio do tempo, fontes não convencionais, geração baseada em inversores.

---

## 1. INTRODUÇÃO

Na última década, a participação das energias renováveis no setor elétrico cresceu rapidamente. Atualmente, instalações de energia renovável, especialmente as usinas solares fotovoltaicas (PV: “*photovoltaic*”) e as turbinas eólicas, têm sido cada vez mais implementadas. A contribuição dessas fontes para o sistema de potência afeta o desempenho dos sistemas de proteção convencionais, particularmente para faltas nas linhas de transmissão que conectam tais fontes de energia ao sistema de potência. A maioria dessas fontes de energia renováveis é baseada em inversores e suas características mudam de acordo com as especificações e projeto do fabricante. A contribuição da corrente de falta proveniente de uma fonte baseada em inversor (IBR: “*inverter-based resource*”) é limitada pela capacidade de corrente de seus componentes baseados na eletrônica de potência e respectivas funções de controle. Tipicamente, a capacidade máxima de corrente desses componentes de energia não ultrapassa 1,5 vezes a corrente a plena carga durante o estado de regime de falta. Além disso, as fontes de energia baseadas em inversor (IBRs) não têm a mesma quantidade de inércia rotacional que um gerador síncrono (Chowdhury & Fischer (2020,a)). Normalmente, a IBR não fornece grandezas de sequência negativa e sequência zero

confiáveis, como ocorreria com os geradores síncronos. As características e o comportamento atípico da IBR desafiam as funções de proteção baseadas em fasores quando comparados aos geradores síncronos, uma vez que as considerações feitas em seu projeto não são mais válidas, especialmente aquelas referentes à magnitude da contribuição da corrente de falta e comportamento da sequência negativa associada (Chowdhury & Fischer (2020,a)).

Os benefícios e vantagens dos relés numéricos são bem conhecidos na indústria de energia, e a facilidade de obtenção das componentes simétricas a partir das grandezas de fase medidas é uma dessas vantagens. Isso permite a implementação de diversas novas funções baseadas nas componentes simétricas, especialmente a componente de sequência negativa (Kasztenny et al. (2014), Zimmerman & Mooney (2013), Abboud et al. (2014), Fischer et al. (2013), Costello & Zimmerman (2009)), uma vez que obter a componente de sequência negativa em relés de estado sólido e eletromecânicos requer filtros analógicos complexos e mais caros (Calero (2003), Elmore (1994)). Estas novas funções melhoram significativamente a sensibilidade, confiabilidade e segurança das funções e esquemas de proteção da linha de transmissão, permitindo a detecção segura de faltas na linha que representam um desafio para os sistemas de proteção.

Este artigo avalia como as fontes de energia não convencionais afetam a segurança e a confiabilidade da proteção de linhas de transmissão baseada em fasores, especialmente as funções de proteção baseadas em componentes simétricas.

Um estudo de caso é apresentado avaliando o desempenho das funções de proteção baseadas em fasores de uma linha de transmissão de 138 kV que conecta uma usina solar fotovoltaica (PV) de 420 MW ao sistema interligado brasileiro. Dados de eventos de faltas reais neste sistema de transmissão são usados para avaliar o desempenho das funções de proteção da linha.

O artigo avalia o desempenho das funções de proteção baseadas em fasores aprimoradas e funções de proteção no domínio do tempo, as quais são projetadas para fornecer desempenho confiável do sistema de proteção da linha de transmissão que conecta a IBR à rede. Dados capturados de eventos de faltas reais são usados para testar e avaliar a eficácia e o desempenho dos recursos de proteção baseados em fasores aprimorados e recursos de proteção no domínio do tempo, sendo os resultados apresentados e discutidos.

Finalmente, o artigo propõe uma filosofia de proteção combinando elementos baseados em fasores e grandezas incrementais no domínio do tempo. Isto tem como base a validação efetuada com dados de campo neste artigo e as conclusões de artigos anteriores. Possíveis modificações no ajuste das funções baseadas em fasores para melhorar a segurança, conforme mostrado em Chowdhury & Fischer (2020,a), também são consideradas.

## 2. ANÁLISE DE UM CASO DE CAMPO

A Fig. 1 exibe as principais características do sistema utilizado como um estudo de caso. O estudo de caso de campo tem como base uma usina de energia solar PV localizada no Brasil, a qual tem uma capacidade instalada de aproximadamente 420 MW. A PV é conectada ao sistema interligado nacional (GRID) brasileiro através de três transformadores elevadores de três enrolamentos, conforme mostrado na Fig. 1:

- Setor 34,5 kV—Nível da tensão de distribuição da PV com enrolamento do transformador elevador conectado em Y e aterrado através de resistência. Os inversores são conectados ao barramento de 34,5 kV através de transformadores elevadores de 0,38/34,5 kV, não mostrados na Fig. 1;
- Setor 138 kV—Nível da tensão de transmissão da PV com enrolamento do transformador conectado em Y e solidamente aterrado para conexão ao GRID através da linha de transmissão de 138 kV com um comprimento de 10,37 km;
- Enrolamento terciário em delta (D) para filtragem de harmônicos sem carga conectada.

A linha de transmissão em análise possui relés de proteção instalados em ambos os terminais, indicados no diagrama como IED\_PV e IED\_GRID.

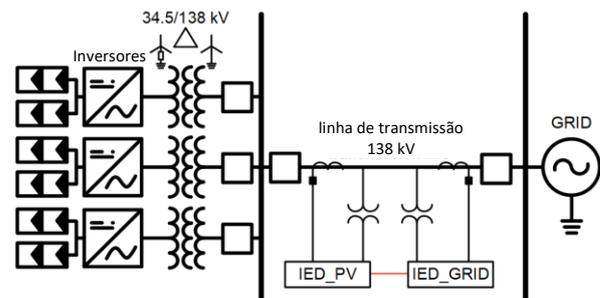


Fig. 1. Diagrama unifilar simplificado da PV utilizada no estudo de caso.

O dispositivo eletrônico inteligente (IED) aplicado é um relé de proteção de linhas de transmissão, e as principais funções habilitadas para o *trip* do disjuntor (DJ) são as seguintes:

- Proteção diferencial de linhas — elementos de fase (87LA, 87LB e 87LC), sequência negativa (87LQ) e sequência zero (87LG);
- Elementos de distância de fase e terra temporizados (Z2T);
- Esquema de teleproteção por comparação direcional com transferência de *trip* por sobrealcance permissivo (POTT) através do elemento de distância de sobrealcance (Z2) e sobrecorrente direcional de neutro (67G2);
- Transferência de *trip* direto (DTT);
- Proteção de sobrecorrente de emergência (51E) — somente habilitada em caso de perda de potencial e perda da comunicação do canal diferencial simultaneamente;
- Proteção de sobretensão de fase (59P).

Houve uma falta AG no GRID, externa à linha de transmissão de interconexão de 138 kV. No instante da falta, a PV estava conectada gerando energia; portanto, há uma contribuição da PV para a falta.

A Fig. 2 exibe as correntes e tensões durante a falta AG externa à linha de transmissão. Os usuários podem concluir que este é um curto-circuito AG devido ao afundamento da tensão na fase A e ao aumento da corrente nesta fase no início do curto-circuito. A elevação da corrente nas outras fases e as distorções nas formas de onda representam um desafio para os esquemas de proteção atualmente aplicados.

Para esta falta, a proteção da linha de 138 kV não deve causar a abertura dos DJs. No entanto, conforme mostrado na Fig. 2, o IED\_GRID atua e dá *trip* (2:TRIP). A corrente que flui através dos IEDs em ambos os terminais da linha é a contribuição da PV, a qual tem alta distorção e não é condizente com a contribuição de uma máquina síncrona para uma falta AG.

O pequeno afundamento na tensão da fase A sugere que foi um curto-circuito no GRID relativamente distante (eletricamente) da linha de transmissão em questão. As equipes de campo reportaram que a falta ocorreu aproximadamente a 200 km de distância da linha de transmissão em análise.

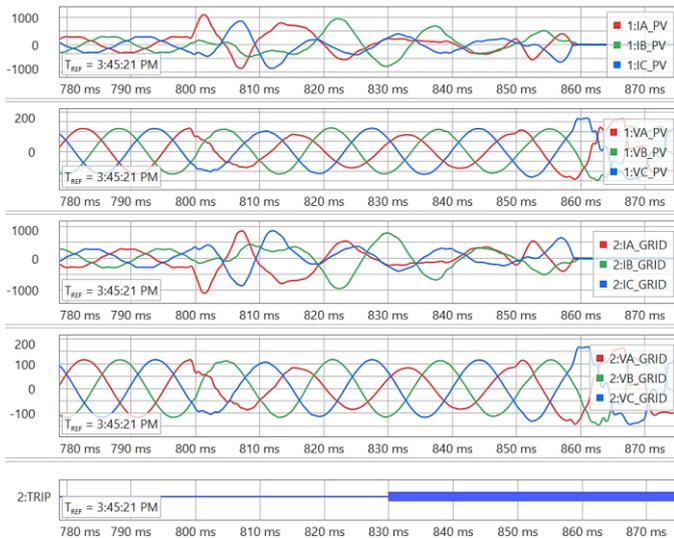


Fig. 2. Registros de oscilografia com sinais de corrente (amperes), tensão (quilovolts) e sinais digitais dos terminais PV e GRID para a falta AG externa.

### 2.1 Lógica de Identificação do Tipo da Falta

Nas faltas que envolvem a terra, os IEDs de proteção comparam os fasores da corrente de sequência negativa ( $I_2$ ) e corrente de sequência zero ( $I_0$ ) para identificar qual tipo de falta está ocorrendo no sistema. Usando a fase A como referência para calcular as componentes simétricas para uma falta AG ou BCG (FSA), espera-se que  $IA_2$  e  $IA_0$  estejam em fase. Para uma falta BG ou CAG (FSB), espera-se que o fasor  $IA_2$  esteja atrasado de  $IA_0$  em 120 graus, e para uma falta CG ou ABG (FSC), espera-se que  $IA_2$  esteja adiantado de  $IA_0$  em 120 graus. A Fig. 3 exibe estas relações esperadas. Para identificar se a falta é monofásica ou bifásica para terra, uma comparação é efetuada entre a impedância aparente dos respectivos *loops* de falta. Aquele que apresentar a menor impedância aparente é o *loop* sob falta (Costello & Zimmerman (2009)).

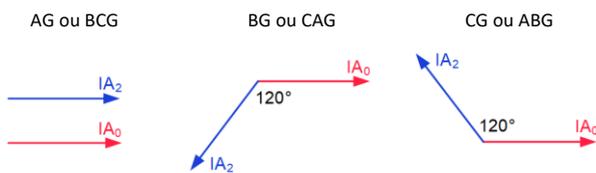


Fig. 3. Relação entre  $I_2$  e  $I_0$  para faltas AG, BG, CG, BCG, CAG e ABG.

No evento analisado,  $I_2$  apresenta um comportamento instável, conforme observado na Fig. 4, que exibe as tensões e as correntes filtradas no terminal GRID. Este mesmo comportamento ocorre em ambos os terminais da linha de transmissão, uma vez que a contribuição da corrente de falta de PV passa através de ambos os terminais, conforme em Chowdhury & Fischer (2020,a).

Após adotar a tensão da fase A (VA) como a referência angular, o seguinte comportamento de  $I_2$  é observado durante o evento:

- No início da falta,  $I_2$  está em fase com  $I_0$ , um comportamento característico de uma falta AG ou BCG (Fig. 4a);

- No meio da falta,  $I_2$  está adiantado de  $I_0$  em aproximadamente 120 graus, um comportamento característico de uma falta CG ou ABG (Fig. 4b);
- No final da falta,  $I_2$  está atrasado de  $I_0$  em aproximadamente 140 graus, um comportamento característico de uma falta BG ou CAG (Fig. 4c).

$I_0$  permanece estável em relação a VA durante toda a falta, com uma diferença angular compatível com uma falta AG. O enrolamento D dos transformadores elevadores de 34,5/138 kV da PV fornece um caminho de baixa impedância para a corrente de sequência zero, levando o GRID a contribuir com uma parcela da corrente  $I_0$  que flui no sentido de PV para o GRID. Dessa forma, a corrente  $I_0$  é menos dependente do comportamento dos inversores e tem um comportamento mais previsível neste tipo de sistema, considerando que o GRID possui fontes majoritariamente convencionais. A Fig. 4 exibe também a resposta da lógica de seleção das fases sob falta no terminal GRID para este evento.

Este comportamento inesperado da relação entre  $I_2$  e  $I_0$  faz com que os relés que usam esta metodologia identifiquem incorretamente o tipo da falta e habilitem *loops* de falta inadequados. Isto pode ter consequências, tais como subbalcance ou sobrealcance da proteção de distância, erros na função de localização de faltas e aberturas incorretas quando o trip monopolar estiver sendo aplicado.

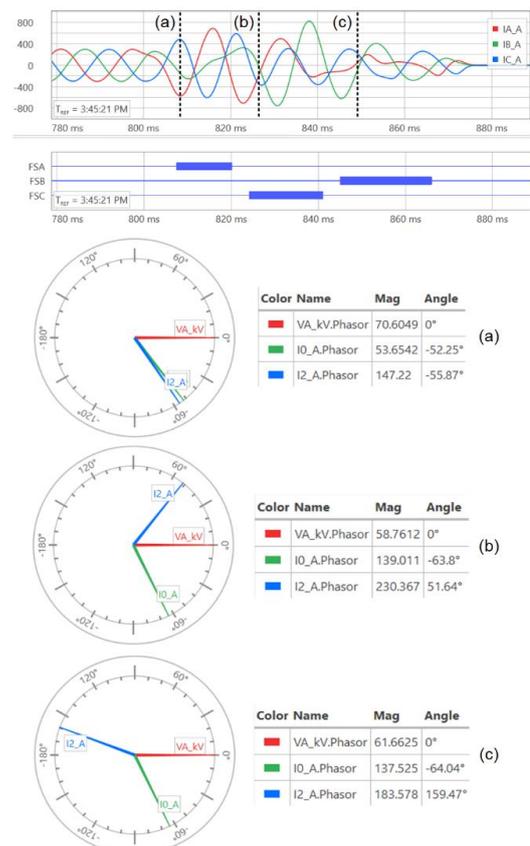


Fig. 4. Corrente de falta (amperes) e comportamento de  $I_2$  em relação a  $I_0$  durante falta AG no sistema, estudado em diferentes instantes durante a falta.

## 2.2 POTT

O disjuntor do terminal GRID foi desligado pelo esquema POTT. A Fig. 5 exibe as correntes de ambos os terminais com indicações dos elementos digitais de ambos os IEDs.

O IED\_PV inicialmente vê a falta como sendo para a frente (1:32GF) e transfere o sinal permissivo para o terminal GRID (1:KEY). Em relação ao terminal PV, a falta está realmente na direção à frente. O IED\_GRID recebe o sinal permissivo do terminal PV (2:PT) e, quando vê a direcionalidade da falta como sendo para a frente (2:32GF), emite um comando de *trip* através do esquema POTT (2:TRPRM). Para o terminal GRID, a falta deveria ser declarada como reversa.

Apesar de inicialmente ter declarado a falta como sendo para a frente (1:32GF), o IED\_PV começa a definir a falta como reversa (1:32GR) no instante 830 ms aproximadamente, ao mesmo tempo que o IED\_GRID define a falta na direção à frente (2:32GF). Analisaremos o que causou este comportamento de forma mais detalhada. O elemento direcional de sequência negativa (32Q) foi ajustado para fornecer decisões direcionais para o elemento de sobrecorrente direcional de terra residual (67G2), e este foi o elemento responsável pela operação do esquema POTT.

Em um elemento direcional de sequência negativa tradicional, a relação angular entre a tensão de sequência negativa ( $V_2$ ) e a corrente de sequência negativa ( $I_2$ ) determina a direção da falta. Para uma falta à frente, espera-se que  $I_2 \cdot 1\angle Z1ANG$  ( $I_{2R}$ ) esteja defasada em 180 graus de  $V_2$ . Por outro lado, espera-se que a corrente  $I_{2R}$  esteja em fase com  $V_2$  para uma falta reversa (Roberts & Guzmán (1994)).

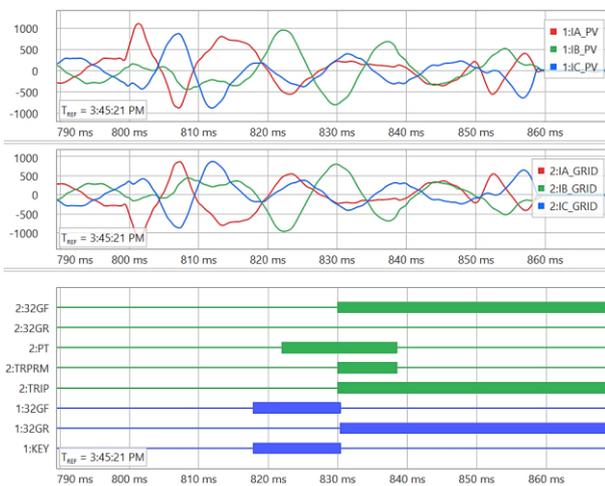


Fig. 5. Registros de oscilografia com sinais de corrente (amperes) e indicações das proteções ativadas nos terminais PV e GRID para a falta AG externa.

Os IEDs de proteção utilizados na linha analisada possuem um elemento 32Q baseado na medição da impedância de sequência negativa (Flemming (1998)). Para uma falta à frente, a relação entre  $V_2$  e  $I_2$  é a sequência negativa da impedância da fonte ( $-Z_s$ ). Para uma falta reversa, a relação entre  $V_2$  e  $I_2$  é a soma da impedância da linha e da impedância da fonte remota ( $Z_L + Z_R$ ) (Chowdhury & Fischer (2020,a)).

Aqui, vamos utilizar apenas a relação entre  $V_2$  e  $I_{2R}$  para simplificar a análise. Para o IED\_PV, no início da falta, a relação entre  $I_{2R}$  e  $V_2$  é condizente com uma falta na direção à frente, porém muito próxima da direção indefinida (mostrado na Fig. 6a). Contudo, em um instante posterior, a relação entre  $I_{2R}$  e  $V_2$  indica claramente uma falta reversa (mostrado na Fig. 6b), justificando a mudança da direcionalidade determinada por este relé.

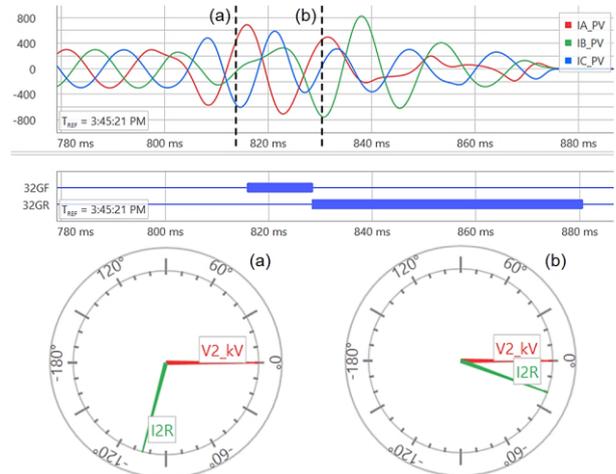


Fig. 6. Corrente de falta (amperes) e relação entre  $I_{2R}$  e  $V_2$  para o IED\_PV em diferentes instantes durante a falta.

Para o IED\_GRID, no início da falta, a relação entre  $I_{2R}$  e  $V_2$  está em uma região indefinida, e o IED não determinou nenhuma direção para a falta (mostrado na Fig. 7a). Em um instante posterior, a relação entre  $I_{2R}$  e  $V_2$  indica uma condição de falta à frente (mostrado na Fig. 7b), justificando a determinação do IED de que a direção da falta foi à frente.

Uma análise similar pode ser efetuada para avaliar como seria o comportamento de um elemento direcional baseado na corrente de sequência zero ( $I_0$ ) e na tensão de sequência zero ( $V_0$ ). O IED em questão possui um elemento direcional baseado na medição da impedância de sequência zero (32V); seu princípio de operação é similar ao do elemento 32Q.

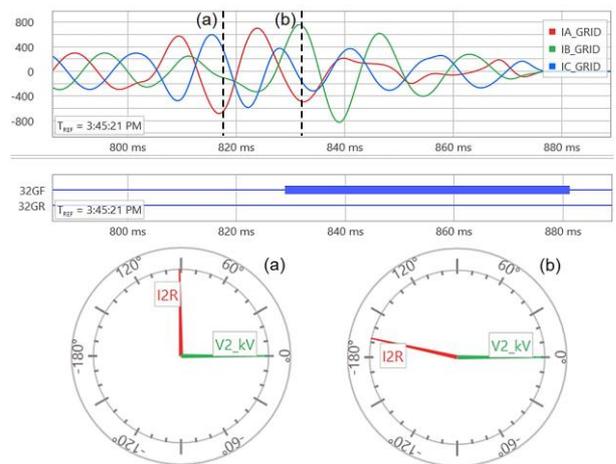


Fig. 7. Corrente de falta (amperes) e relação entre  $I_{2R}$  e  $V_2$  para o IED\_GRID em diferentes instantes durante a falta.

Na Fig. 8, pode-se observar que no terminal PV a relação angular entre  $I_{0R}$  e  $V_0$  é compatível com uma falta na direção

à frente, e a relação permanece desta forma durante toda a falta.

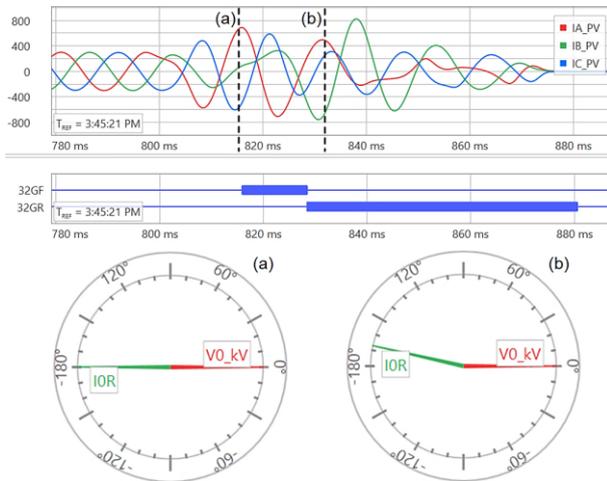


Fig. 8. Corrente de falta (amperes) e relação entre  $V_0$  e  $I_{OR}$  para o IED\_PV em diferentes instantes durante a falta.

A Fig. 9 mostra que a relação angular entre  $I_{OR}$  e  $V_0$  no terminal GRID é compatível com uma falta na direção reversa, e a relação permanece desta forma durante toda a falta. Este comportamento estável e previsível das grandezas de sequência zero mostra que estas grandezas são mais apropriadas do que as grandezas de sequência negativa neste tipo de sistema. Isto é devido principalmente à conexão dos transformadores de PV, que permitem que o sistema contribua com sequência zero através do terminal PV. Em outras palavras, a sequência zero que passa principalmente através do terminal PV durante uma falta externa é, na verdade, uma contribuição do sistema e não dos inversores.

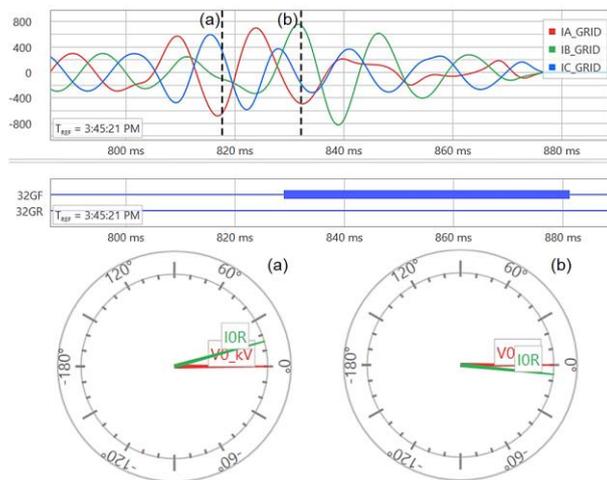


Fig. 9. Corrente de falta (amperes) e relação entre  $V_0$  and  $I_{OR}$  para o IED\_GRID em diferentes instantes durante a falta.

Para este caso particular, os elementos direcionais baseados em  $I_{OR}$ - e  $V_0$  são mostrados como sendo confiáveis; no entanto, em algumas aplicações, tais como em linhas paralelas, o acoplamento mútuo de sequência zero pode ser um desafio se for aplicado o elemento direcional de sequência zero. O elemento direcional de sequência negativa tem sido sempre a escolha natural dos engenheiros de proteção para estes casos (Zimmerman & Mooney (2013), Roberts & Guzmán (1994)).

Adicionalmente, o elemento direcional de sequência negativa é o principal método para determinação da direcionalidade de faltas desequilibradas entre fases, sendo utilizado para supervisionar elementos de sobrecorrente de fase e elementos de distância de fase nas implementações baseadas em fasores tradicionais (Flemming (1998)).

A proteção de linhas de transmissão nas proximidades de fontes não convencionais resulta em uma complicação adicional e pode deixar os engenheiros de proteção sem uma alternativa confiável para determinação da direcionalidade das faltas.

### 3. AVALIAÇÃO DOS NOVOS RECURSOS DE PROTEÇÃO

Nesta seção, o desempenho das novas funções de proteção é avaliado para eventos no sistema. Funções de proteção baseadas em fasores foram modificadas para melhor se adaptarem à contribuição das IBRs para as faltas e novas funções baseadas no domínio do tempo são avaliadas.

#### 3.1 Elemento Direcional Baseado nas Grandezas Incrementais (TD32)

Schweitzer et al. (2014) demonstra o princípio de operação do elemento TD32, que opera baseado na tensão incremental ( $\Delta v$ ) e na corrente incremental réplica ( $\Delta i_Z$ ).

Para uma falta à frente, a relação entre  $\Delta v$  e  $\Delta i_Z$  é o negativo do valor absoluto da impedância da fonte atrás do relé ( $Z_S$ ), de acordo com (1).

$$\Delta v = -|Z_S| \cdot \Delta i_Z \quad (1)$$

Para uma falta reversa, a relação entre  $\Delta v$  e  $\Delta i_Z$  é o valor absoluto da soma da impedância da linha protegida ( $Z_L$ ) com a impedância da fonte do terminal remoto ( $Z_R$ ), de acordo com (2).

$$\Delta v = |Z_L + Z_R| \cdot \Delta i_Z \quad (2)$$

Portanto, podemos concluir que a tensão incremental e a corrente incremental réplica possuem formas de onda similares e que a relação entre suas polaridades indica claramente a direção da falta: as grandezas têm polaridade oposta para faltas à frente, e estão em fase para faltas reversas. Adicionalmente, a relação entre as respectivas magnitudes está relacionada às impedâncias do sistema. Schweitzer et al. (2014) detalha a implementação do elemento TD32 de alta velocidade, com base na relação entre  $\Delta v$  e  $\Delta i_Z$ .

A seção seguinte avalia o desempenho do elemento TD32 durante os eventos no sistema em estudo. Para isso, vamos reproduzir os eventos de campo reais em um IED com a função TD32 implementada (SEL (2021)).

#### 3.1.1 Caso 1: Falta AG Externa

Esta é a mesma falta avaliada na Seção 2. A Fig. 30 exibe o comportamento da tensão incremental e da corrente incremental réplica no terminal PV para a falta AG externa. Conforme esperado, no início da falta, estas grandezas têm

polaridades opostas, e o relé classifica a falta como sendo uma falta à frente (TD32F = 1).

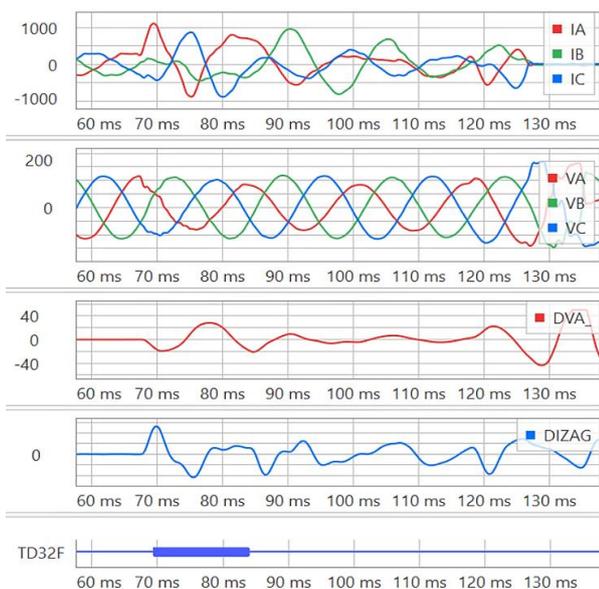


Fig. 30. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), tensão incremental (quilovolts) e corrente incremental réplica (amperes) no terminal PV para uma falta AG externa.

A Fig. 41 exibe o comportamento da tensão incremental e da corrente incremental réplica no terminal GRID para a falta AG externa.

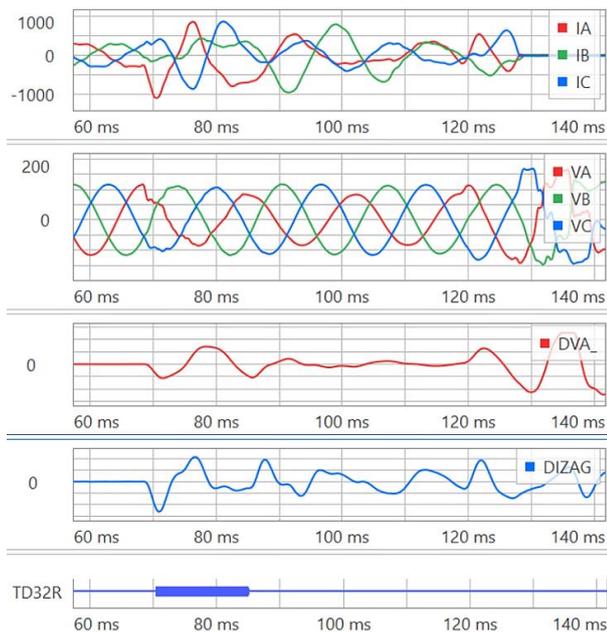


Fig. 41. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), tensão incremental (quilovolts) e corrente incremental réplica (amperes) no terminal GRID para uma falta AG externa.

Conforme esperado, no início da falta, estas grandezas possuem a mesma polaridade, e o relé classifica a falta como sendo uma falta reversa (TD32R = 1).

### 3.1.2 Caso 2: Falta BG Externa sem Geração de Energia em PV

Esta falta BG externa representa uma condição diferente da falta AG externa descrita anteriormente, pois ocorreu no instante em que PV tinha geração zero. Dessa forma, a única contribuição de corrente para a falta foi a corrente de

sequência zero do sistema através dos transformadores no terminal PV. Além disso, esta falta está mais próxima da linha protegida do que a falta anterior.

A Fig. 52 exibe o comportamento da tensão incremental e da corrente incremental réplica no terminal PV para esta falta.

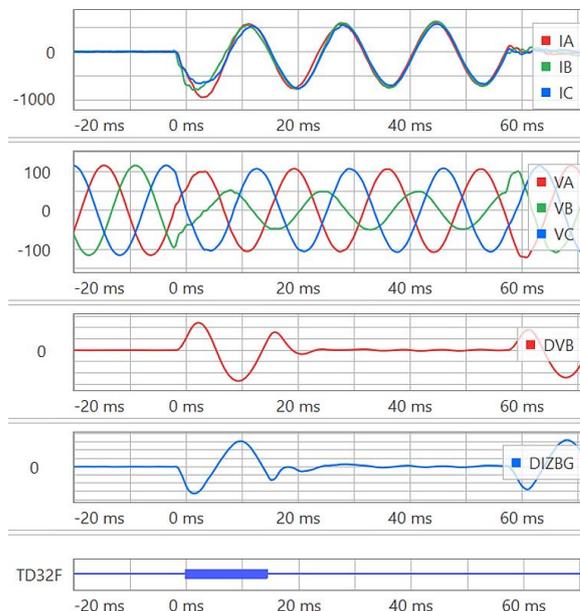


Fig. 52. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), tensão incremental (quilovolts) e corrente incremental réplica (amperes) no terminal PV para uma falta BG externa.

Como esperado, no início da falta, estas grandezas têm polaridades opostas, e o relé classifica a falta de forma confiável como sendo uma falta à frente (TD32F = 1).

A Fig. 63 exibe o comportamento da tensão incremental e da corrente incremental réplica no terminal GRID para esta falta. Como esperado, no início da falta, estas grandezas estão em fase, e o relé classifica a falta de forma confiável como sendo uma falta reversa (TD32R = 1).

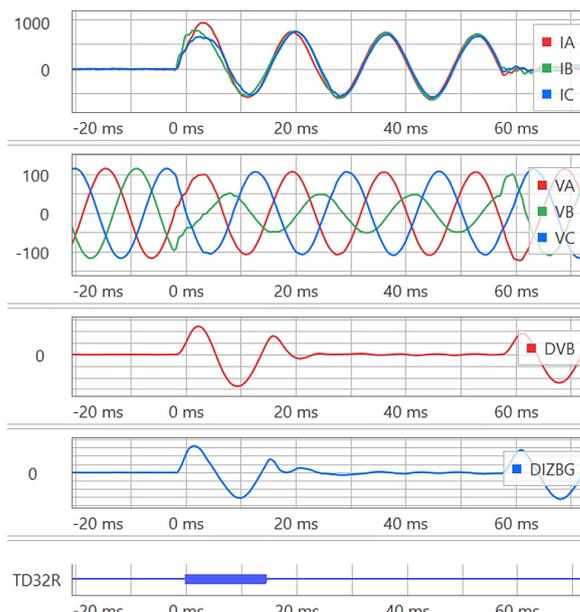


Fig. 63. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), tensão incremental (quilovolts) e corrente incremental réplica (amperes) no terminal GRID para uma falta BG externa.

### 3.2 Lógicas de Identificação do Tipo da Falta Baseadas nas Grandezas Incrementais e Baseadas em Fasores Aprimoradas

O IED de SEL (2021) implementa uma lógica de seleção da fase sob falta baseada nas grandezas incrementais. Esta lógica é importante para supervisionar elementos de proteção baseados nas grandezas incrementais, tais como o elemento TD32 e o elemento de distância de subalcance com base nas grandezas incrementais (TD21) (Schweitzer & Kasztenny (2018)).

Para proteção piloto com esquemas de trip monopolar, a identificação correta da fase sob falta é também necessária para emitir o sinal de *trip* para a fase correta. Esta lógica baseada nas grandezas incrementais é usada em SEL (2021) nos esquemas de proteção piloto baseados em TD32, TD21 e TW32.

Conforme mostrado anteriormente, os elementos baseados nas grandezas incrementais apresentaram um comportamento adequado durante faltas reais no sistema em estudo. Estas funções podem ser aplicadas com segurança para propiciar abertura rápida para faltas internas em linhas de transmissão.

Um dos desafios descritos na Seção 2 para proteção fasorial é a correta identificação da fase sob falta devido ao comportamento inesperado das componentes simétricas na contribuição da IBR.

O IED de SEL (2021) também implementa a lógica de identificação do tipo da falta (FID: “*fault-type identification logic*”) baseada em fasores, a qual utiliza as tensões de sequência negativa e sequência zero, além das correntes de sequência negativa e sequência zero. O objetivo do uso das tensões de sequência consiste em permitir que a lógica FID opere de forma confiável sob condições de “*weak infeed*” ou quando as correntes de sequência forem pequenas e não confiáveis, como no caso das IBRs (SEL (2021)). A lógica calcula duas grandezas, conforme mostrado em (3) e (4).

$$S_2 = 3I_2 \cdot 1\angle ZIANG - H_2 \cdot 3V_2 \quad (3)$$

$$S_0 = 3I_0 \cdot 1\angle ZIANG - H_0 \cdot 3V_0 \quad (4)$$

onde:

- $3I_2$  e  $3I_0$  são as correntes de sequência negativa e zero
- $ZIANG$  é o ângulo da impedância de sequência positiva da linha
- $3V_2$  e  $3V_0$  são as tensões de sequência negativa e zero
- $S_2$  e  $S_0$  são as grandezas de sequência negativa e zero
- $H_2$  e  $H_0$  são constantes

Além de  $S_2$  e  $S_0$ , a lógica também usa a tensão de sequência positiva ( $V_1$ ) na determinação do tipo da falta quando não há envolvimento de terra, bem como para determinar se a falta é, por exemplo, CG ou ABG.

Em SEL (2021), esta lógica é usada para melhorar a identificação da fase sob falta, sendo utilizada nas seguintes aplicações:

- Permitir o *trip* monopolar nos esquemas de proteção piloto com 67G e 67Q

- Permitir o *trip* monopolar no esquema de proteção piloto usando a lógica “*weak infeed*” com 59G e 59Q
- Melhorar a sinalização do tipo da falta
- Melhorar a seleção do tipo de falta para a função de localização de faltas baseada em impedância
- Melhorar o *trip* monopolar nos esquemas DTT sem bits separados por fase

Considerando as aplicações e o princípio de operação desta lógica, ela deve operar para faltas na direção à frente.

Avaliamos o desempenho da lógica de identificação do tipo da falta baseada em fasores aprimorada e da lógica de seleção da fase sob falta baseada nas grandezas incrementais para os eventos do Caso 1 e Caso 2, apresentados acima.

Na Fig. 14, os eventos marcados com “1” são do terminal GRID e aqueles marcados com “2” são do terminal PV. O IED do terminal PV identifica corretamente a falta como AG usando o elemento baseado em fasores aprimorado (2:FIDAG) e usando o elemento baseado nas grandezas incrementais (2:FSAG). O IED do terminal GRID identifica corretamente a falta usando somente o elemento baseado nas grandezas incrementais (1:FSAG).

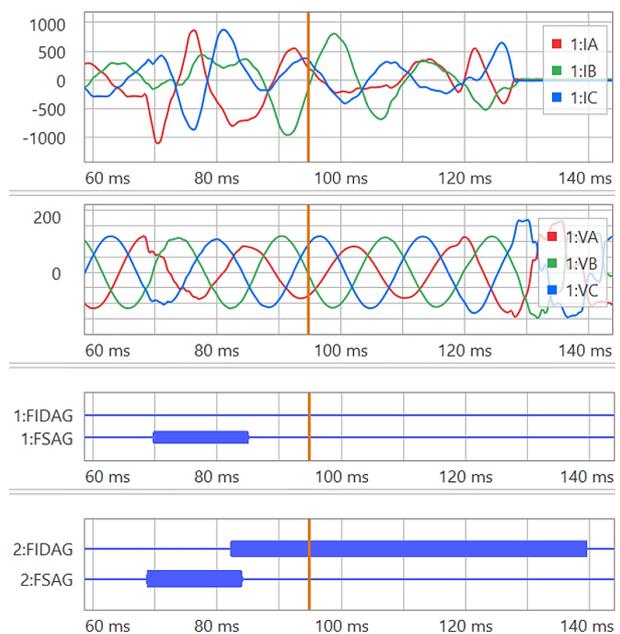


Fig. 14. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), desempenho da lógica de seleção da fase sob falta baseada em fasores aprimorada (1:FIDAG e 2:FIDAG) e da lógica de seleção da fase sob falta baseada nas grandezas incrementais (1:FSAG e 2:FSAG) para o Caso 1.

Para o Caso 2, o IED do terminal PV identifica corretamente a falta como BG usando o elemento baseado em fasores aprimorado (2:FIDBG) e usando o elemento baseado nas grandezas incrementais (2:FSBG), conforme mostrado na Fig. 15. O IED do terminal GRID identifica corretamente a falta usando o elemento baseado nas grandezas incrementais (1:FSBG), e não houve indicação de uso do elemento baseado em fasores aprimorado (1:FIDBG), conforme esperado, pois a falta está na direção reversa para esta extremidade da linha.

O método aprimorado descrito comprovou ser mais seguro e mais robusto do que o método tradicional baseado apenas nas correntes das componentes simétricas nos eventos avaliados.

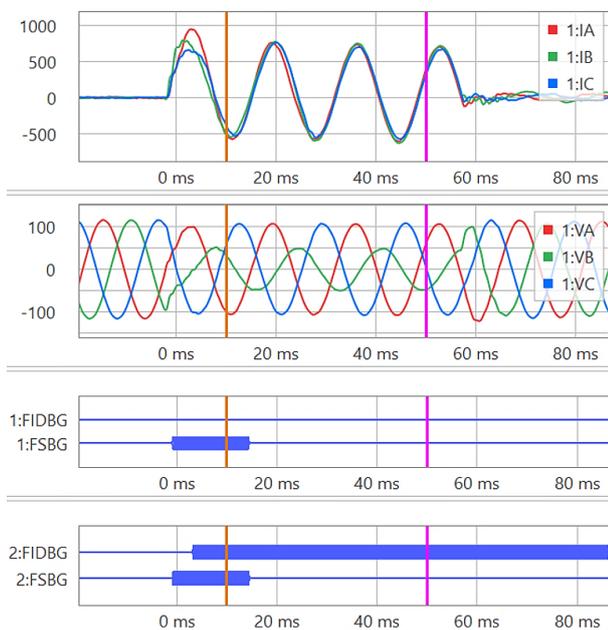


Fig. 15. Corrente de falta (amperes), tensão (quilovolts), desempenho da lógica de seleção da fase sob falta baseada em fasores aprimorada (1:FIDBG e 2:FIDBG) e da lógica de seleção da fase sob falta baseada nas grandezas incrementais (1:FSBG e 2:FSBG) para o Caso 2.

## 6. CONCLUSÕES

Este artigo avaliou como as características e o comportamento atípico de uma fonte baseada em inversor desafiam as funções de proteção baseadas em fasores atuais, incluindo elementos direcionais baseados em componentes simétricas e lógicas de identificação do tipo da falta. Dados de campo de uma linha de transmissão de 138 kV conectando uma PV de 420 MW ao GRID foram avaliados, e as questões relacionadas ao comportamento da contribuição da corrente de falta da IBR foram discutidas. Adicionalmente, os dados dos eventos foram usados para avaliar o desempenho dos recursos de proteção baseados em fasores aprimorados e novos recursos de proteção no domínio do tempo apresentados nos modernos relés de proteção. Estes elementos comprovaram ser mais seguros e confiáveis para estes sistemas.

O elemento TD32 demonstrou ser confiável para os casos de campo avaliados. O uso deste elemento em um esquema de proteção piloto com comparação direcional possibilitou melhorar a confiabilidade da proteção.

Uma filosofia de proteção combinando elementos baseados em fasores e grandezas incrementais no domínio do tempo foi proposta, baseando-se na validação efetuada com dados de campo na conclusão deste artigo e artigos anteriores.

## REFERÊNCIAS

Abboud, R., Lima, P., e Pontizelli, A. (2014). Utilização de IEC 61850 Valores Amostrados (SV) e Sincrofasores para Localização de Falhas em Tempo Real. Simpósio de

Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão de Sistemas de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, PR.

Calero, F. (2003). Rebirth of negative-sequence quantities in protective relaying with microprocessor-based relays. 30th Annual Western Protective Relay Conference, College Station, TX.

Chowdhury, R., & Fischer, N. (2020). Transmission line protection for systems with inverter-based resources—Part I: Problems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 36(4), 2416-2425.

Chowdhury, R., & Fischer, N. (2020). Transmission line protection for systems with inverter-based resources—Part II: Solutions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 36(4), 2426-2433.

Costello, D., & Zimmerman, K. (2009). Determining the faulted phase. 36th Annual Western Protective Relay Conference, College Station, TX.

Elmore, W. (1994). *Protective relaying: theory and applications*, Marcel Dekker, Inc., New York, NY, 1994.

Fischer, N., Finney, D., & Taylor, D. (2013). *How to determine the effectiveness of generator differential protection*. 40th Annual Western Protective Relay Conference, College Station, TX.

Fleming, B. (1998). Negative-sequence impedance directional element. *10th Annual ProTest User Group Meeting*, Pasadena, CA.

Kasztenny, B., Fischer, N., & Altuve, H. J. (2014). Negative-sequence differential protection-principles, sensitivity, and security. *Proceedings of the 41st Annual Western Protective Relay Conference*, College Station, TX.

Roberts, J., & Guzman, A. (1994). Directional element design and evaluation. *21st Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane.

Schweitzer, E. O., & Kasztenny, B. (2018). Distance protection: Why have we started with a circle, does it matter, and what else is out there? *71st Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX.

Schweitzer, E. O., Kasztenny, B., Guzmán, A., Skendzic, V., & Mynam, M. V. (2014). Speed of line protection-can we break free of phasor limitations? 41st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA.

SEL (2021). *SEL-T401L Ultra-High-Speed Line Relay Instruction Manual*.

Zimmerman, K., & Mooney, J. (1993). Comparing ground directional element performance using field data. *Proceedings of the 8th Annual Conference for Fault and Disturbance Analysis*, College Station, TX.