

## Estudo de Caso Associado com a Metodologia para Atribuição da Responsabilidade das VTCD's baseada no Fator de Desequilíbrio de Tensão

Ábner César Peres Pacheco\*, Adrian Ribeiro Ferreira\*\*,  
José Jorge Corrêa Tavares \*\*\*, Ivan Nunes Santos\*\*\*\*, José Carlos de Oliveira\*\*\*\*\*, Paulo Henrique Oliveira  
Rezende\*\*\*\*\*

\*Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica – NQEE, Universidade Federal de Uberlândia – UFU  
(abnercppacheco@gmail.com)

\*\* Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica – NQEE, Universidade Federal de Uberlândia – UFU  
(adrianrf.ufu@gmail.com)

\*\*\*Departamento de Gestão de Manutenção do Sistema HVDC – OMSV, Eletrobras Eletronorte  
(jose.tavares@eletronorte.gov.br)

\*\*\*\* Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica – NQEE, Universidade Federal de Uberlândia – UFU  
(ivan.ufu@gmail.com)

\*\*\*\*\* Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica – NQEE, Universidade Federal de Uberlândia – UFU  
(jcoliveira@ufu.br)

\*\*\*\*\* Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica – NQEE, Universidade Federal de Uberlândia – UFU  
(paulohenrique.rezende@ufu.br)

---

**Resumo:** A busca por procedimentos de campo destinados à identificação da origem das Variações de Tensão de Curta Duração – VTCDs, e outros fenômenos, se apresenta como desafios relevantes para a área da Qualidade da Energia. Focando pontualmente a questão dos distúrbios ora mencionados, estudos anteriores evidenciaram perspectivas promissoras através de uma metodologia baseada na transferência dos fatores de desequilíbrios, grandezas estas, frequentemente presentes quando da ocorrência deste indicador de qualidade. Tomando por base este processo de análise para identificação da origem das VTCDs, estudos computacionais voltados para a avaliação de desempenho do procedimento proposto são conduzidos neste trabalho utilizando como caso teste o complexo HVDC do Rio Madeira. O artigo contempla aspectos gerais associados com o método de análise, com destaque a questão dos mecanismos que determinam as transferências dos fatores de desequilíbrio entre os enrolamentos de transformadores diante de situações factíveis de manifestação em campo. Através dos resultados das investigações são então exploradas situações representativas da manifestação dos fenômenos associados com as variações de tensão de curta duração, as quais são impostas, individualmente, no sistema elétrico à montante e à jusante do transformador, a partir dos quais, através da correlação entre os fatores de desequilíbrio e suas propagações, são avaliadas questões associadas com a efetividade do método utilizado.

*Palavras-chaves:* Atribuição de responsabilidades; VTCD's; Estudo de Caso; HVDC; Qualidade da Energia.

---

### 1. INTRODUÇÃO

No âmbito das pesquisas sobre Qualidade da Energia Elétrica (QEE), os estudos dos fenômenos com potencial para causar alterações dos padrões ideais para os suprimentos elétricos, passam pela sua identificação, caracterização física, consequências danosas, limites admissíveis pelas legislações aplicáveis e métodos de mitigação. Somado a estas propriedades, um aspecto de extrema importância refere-se a origem da ocorrência registrada. Somente assim, tornar-se-á possível a identificação do agente responsável pelas manifestações em campo e a atribuição das responsabilidades sobre os fatos ocorridos. Esta área de estudos tem sido denominada por “Compartilhamento de Responsabilidade sobre os Indicadores de Qualidade da Energia”, e encontram-se, atualmente, motivando diversas pesquisas no cenário

nacional e internacional. De fato, a matéria em questão se apresenta com uma extensa gama de publicações destinadas a identificação das fontes das distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e também das variações de tensão de curta duração.

No que tange a questão do compartilhamento de responsabilidades das distorções harmônicas, vários trabalhos e metodologias vêm alcançando avanços importantes nos últimos anos (Akagi, 1995; Ganesini, 2020; Santos, 2019, 2011; Srinivasan e Jutras, 1998; Xu e Liu, 2000). Também, alguns trabalhos vêm abordando a questão do compartilhamento de desequilíbrio de tensão (Gregory, 2020). Estudos envolvendo atribuição de responsabilidade das VTCDs podem ser encontrados em (Noce et al., 2018; Passos, 2015; Shareef et al., 2013). Mais recentemente (Ribeiro Ferreira et al., 2021) propõe e explora uma

metodologia de atribuição de responsabilidade das variações de tensão de curta duração (VTCD's) baseada na análise e propagação dos fatores de desequilíbrio entre os enrolamentos primário e secundário dos transformadores de acoplamento entre dois agentes, os quais podem se apresentar como pontos de interligação de fronteira entre dois sistemas ou mesmo do suprimento de consumidores.

Focado nas questões das VTCD's e suas origens, este trabalho encontra-se centrado nesta temática, fato este que se justifica pelos prejuízos financeiros que ocorrem por causa da interrupção dos processos industriais, perdas intempestivas na produção e também de insumos, além dos custos associados à manutenção de equipamentos danificados em decorrência das VTCD's (Salim et al., 2014).

Assim, baseado em princípios estabelecidos, como acima identificado, o presente artigo se apresenta centrado no objetivo de aplicar a metodologia fundamentada na propagação dos fatores de desequilíbrio em pontos de fronteira de um sistema de transmissão em corrente contínua (HVDC). O objetivo é analisar a manifestação de VTCD's em distintos pontos físicos do Sistema HVDC do Complexo do Madeira e avaliar o desempenho do processo de análise da identificação da área responsável pelo evento. Ao mesmo tempo, será também explorado o uso do processo quando o transformador de acoplamento se apresenta fisicamente constituído por unidades de três enrolamentos, situação esta ainda não considerada em trabalhos anteriores ao presente.

## 2. METODOLOGIA DE ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADE DAS VTCD'S

A metodologia de atribuição de responsabilidade das VTCD's, consiste basicamente em selecionar um ponto do circuito para análise e observar os fatores de desequilíbrio das tensões à montante e à jusante deste ponto durante a ocorrência de uma VTCD.

O dispositivo a ser analisado neste ponto de observação deve ser, segundo tal procedimento, o transformador de acoplamento. Normalmente, este equipamento destina-se a interligar dois agentes, delimitando, assim, um ponto de fronteira entre dois sistemas de transmissão, ou um de transmissão e outro de distribuição, ou ainda o ponto de acoplamento de uma unidade consumidora. A Fig. 1 ilustra uma situação típica envolvendo um supridor e um consumidor, todavia, outras situações, como dito, poderiam, igualmente, serem representadas.

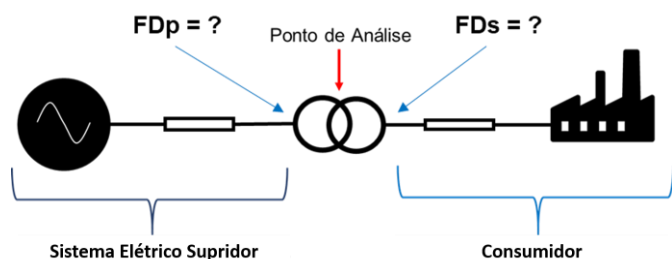


Fig. 1 – Esquemático da metodologia.

Uma vez definido o ponto de análise (transformador de acoplamento), considera-se que este possui medidores sincronizados capazes de aferir as tensões do primário e secundário, assim como também suas componentes de sequência. As medições de tensão de interesse são as tensões de fase ou de linha obtidas durante a ocorrência da VTCD, com as quais calcula-se o fator de desequilíbrio de tensão de sequência negativa do lado primário ( $FDp$ ) e do secundário ( $FDs$ ). Com estes valores devidamente calculados, a metodologia desenvolvida em (Ribeiro Ferreira et al., 2021) define que:

- Se  $FDp = FDs$ : origem da VTCD é o circuito primário, ou seja, rede da concessionária;
- Se  $FDp \neq FDs$ : origem da VTCD é o circuito secundário, ou seja, rede do consumidor.

Maiores detalhes sobre as afirmativas supra postas podem ser encontrados na mencionada referência (Ribeiro Ferreira et al., 2021), onde também é possível observar análises adicionais contemplando uma outra grandeza auxiliar, a saber: as componentes de sequência zero e os fatores de desequilíbrio das correntes.

## 3. DESCRIÇÃO DO COMPLEXO DE HVDC DO RIO MADEIRA PARA EMPREGO NO ESTUDO DE CASO

A rede de transmissão denominada Complexo de HVDC do Rio Madeira está localizada na região indicada na Fig. 2. Este sistema tem a capacidade de conversão (AC/DC/AC) de um montante de até 7100 MW de potência ativa, advindas das UHE's de Jirau e Santo Antônio, das quais 6300 MW têm por destinação a Região Sudeste do País e 800 MW são para abastecer a região Norte.

Conforme detalhado em (Kamakshaiyah e Kamaraju, 2011), os arranjos topológicos dos sistemas HVDC possuem tecnologia do tipo CSC, do inglês *Current Source Converter* e do tipo VSC, do inglês *Voltage Source Converter*. Especificamente a do tipo CSC se subdivide em duas frentes, encontradas no Complexo do Madeira, que são as topologias CSC-LCC (*Line Commutated Converter*) verificadas nos Bipolos e a topologia CSC-CCC (*Capacitor Commutated Converter*) nas Conversoras *Back-to-Back*.

De acordo com o Edital de Leilão ANEEL nº 007/2008 (ANEEL, 2008), o sistema principal é composto então por dois bipolos, cada um possuindo potência nominal de 3150 MW, em  $\pm 600$  kV, sendo o Bipolo 1 de concessão da Eletrobras Eletronorte e o Bipolo 2 do Agente IE Madeira. Este sistema de transmissão interliga a subestação Coletora de Porto Velho (500 kV) à subestação de Araraquara 2 (500 kV), a qual é mostrada na Fig. 3, pertencente ao SIN (Sistema Interligado Nacional). As linhas em CC, possuem um comprimento físico de aproximadamente 2375 km. O escoamento da energia para a Região Norte (Eixo Acre-Rondônia) ocorre por meio de dois Blocos de Conversoras *Back-to-Back* de 400MW cada.



Fig. 2 – Sistema de transmissão do Complexo do Rio Madeira.



Fig. 3 – Bipolo 1 Complexo HVDC do Madeira - SE Araraquara 2.

Os bipolos do sistema HVDC do Rio Madeira possuem uma flexibilidade operativa bastante significativa, permitindo que em caso de indisponibilidade de um dos polos ou de uma das linhas de transmissão em 600 kV a capacidade de transmissão não seja completamente interrompida, passando a operação do modo bipolar para o modo monopolar com retorno por terra ou monopolar com retorno metálico.

#### 4. MODELO COMPUTACIONAL DO COMPLEXO HVDC DO RIO MADEIRA NO SIMULINK

Para a aplicação da metodologia de atribuição de responsabilidade de VTCD foi utilizado um modelo computacional do sistema HVDC Rio Madeira implementado na plataforma MATLAB/Simulink, o qual foi desenvolvido em (Silva et al., 2018) e indicado na Fig. 4. Nesta pode-se identificar os principais componentes do sistema: circuitos equivalentes para as redes elétricas do lado de Porto Velho e Araraquara; quatro estações retificadoras do lado de Porto Velho; a linha de transmissão CC; quatro estações inversoras no lado de Araraquara; a divisão em dois bipolos; além da presença de alguns equipamentos de filtragem CA e CC.

Complementarmente, as Fig. 5 e 6 mostram as representações associadas com uma estação retificadora e inversora em suas constituições básicas de 12 pulsos, respectivamente.

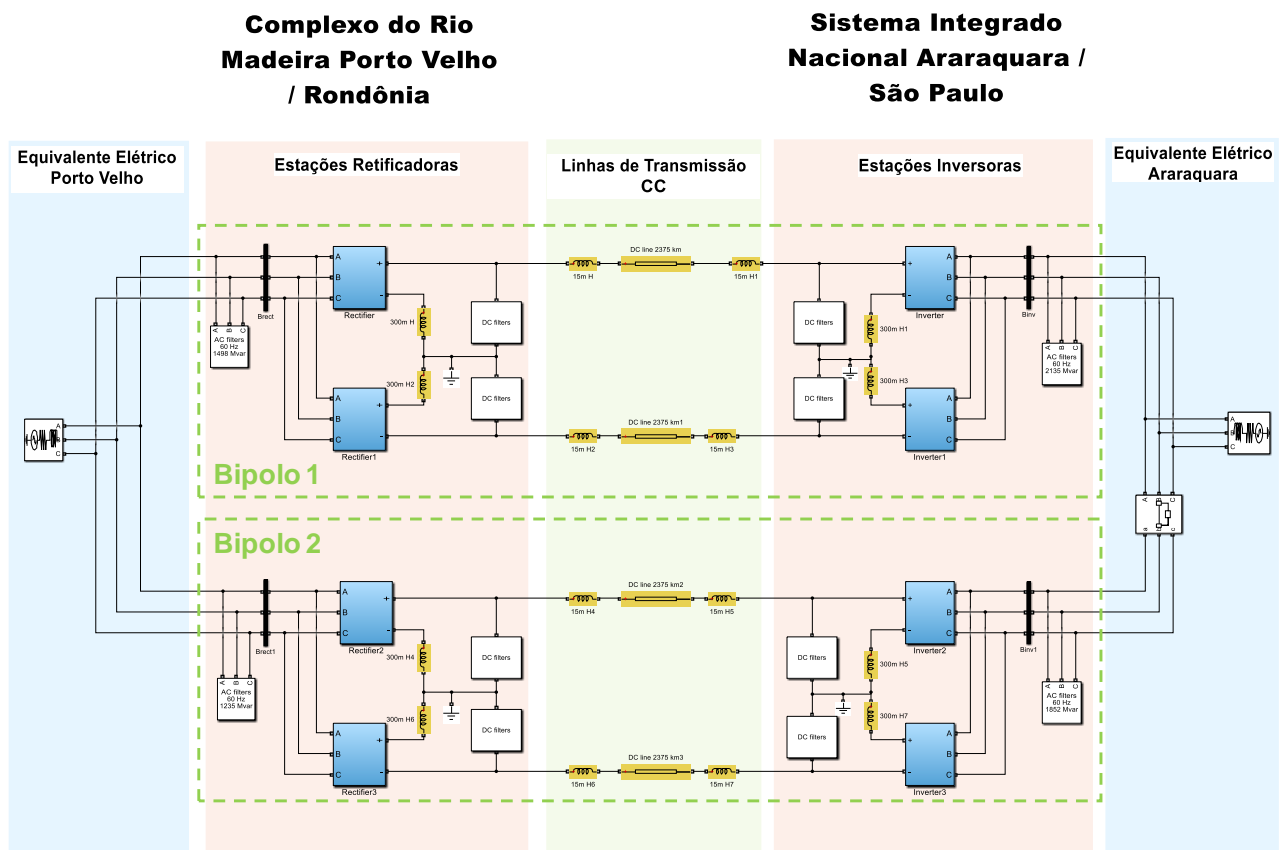


Fig. 4 – Modelo do Sistema HVDC-Rio Madeira na plataforma MATLAB/Simulink.

## 5. ESTUDOS DE CASO

A escolha dos casos a serem simulados foi realizada com o intuito de representar as possíveis situações factíveis de ocorrência no sistema teste, assim como também, com potencial para alterar os níveis dos desequilíbrio, os distintos locais e tipos de curtos-circuitos atrelados com as faltas aplicadas. Muito embora tenha-se empregado como fonte dos distúrbios VTCD's faltas associadas com curtos-circuitos, vale destacar que qualquer outro distúrbio que cause desequilíbrio no ponto de análise (Ribeiro Ferreira et al., 2021) poderia ser igualmente considerado.

Os estudos de caso selecionados para fim deste trabalho são:

- Caso 1: Falta Fase-terra no lado do primário da estação retificadora (*caso 1.1*) e inversora (*caso 1.2*). Para ambos os casos a tensão residual na fase sob falta foi de 0,8 p.u. O ponto de incidência da falta para este caso está indicado em azul na Fig. 7.
- Caso 2: Falta Fase-Fase no secundário do retificador 1 (*caso 2.1*), bem como, falta no secundário do inversor 1 (*caso 2.2*). Para ambas situações as faltas foram aplicadas no Bipolo 1, e nos dois casos utilizou-se uma resistência de falta que conduziu a uma tensão residual das fases sob falta de 0,5 p.u. O ponto de incidência da falta para este caso está indicado em vermelho na Fig. 7.
- Caso 3: Falta Fase-terra na metade da linha CC do polo 1 do Bipolo 1. Para tanto foram aplicadas faltas com resistências de 800Ω (*caso 3.1*) e 1000Ω (*caso 3.2*). O ponto de incidência da falta para este caso está indicado em verde na Fig. 7.

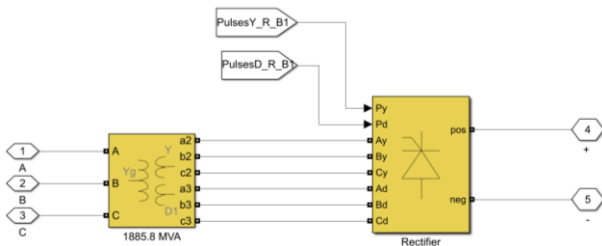


Fig. 5 – Circuito equivalente da estação retificadora.

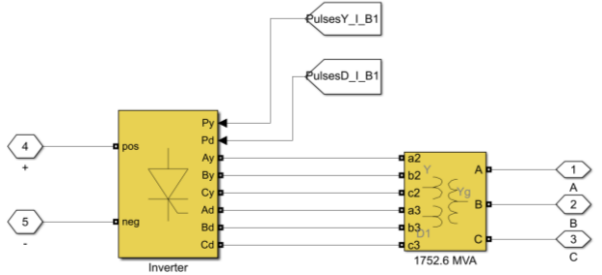


Fig. 6 – Circuito equivalente da estação inversora.

Em consonância com os arranjos indicados nas figuras, é possível identificar que o transformador de acoplamento possui três enrolamentos, sendo seus enrolamentos secundário e terciário conectados diretamente às unidades de retificação ou inversão. Estes transformadores se apresentam como o ponto de análise para os diversos casos de estudo a serem realizados. Portanto, as faltas a serem aplicadas e responsáveis pelas ocorrências das VTCD's serão impostas, ora do lado primário, ora no lado secundário de cada transformador. Fundamentado nestas configurações topológicas e respectivos pontos de incidência das faltas responsáveis pelos distúrbios em foco, procede-se, na sequência, a definição dos casos considerados nos estudos.

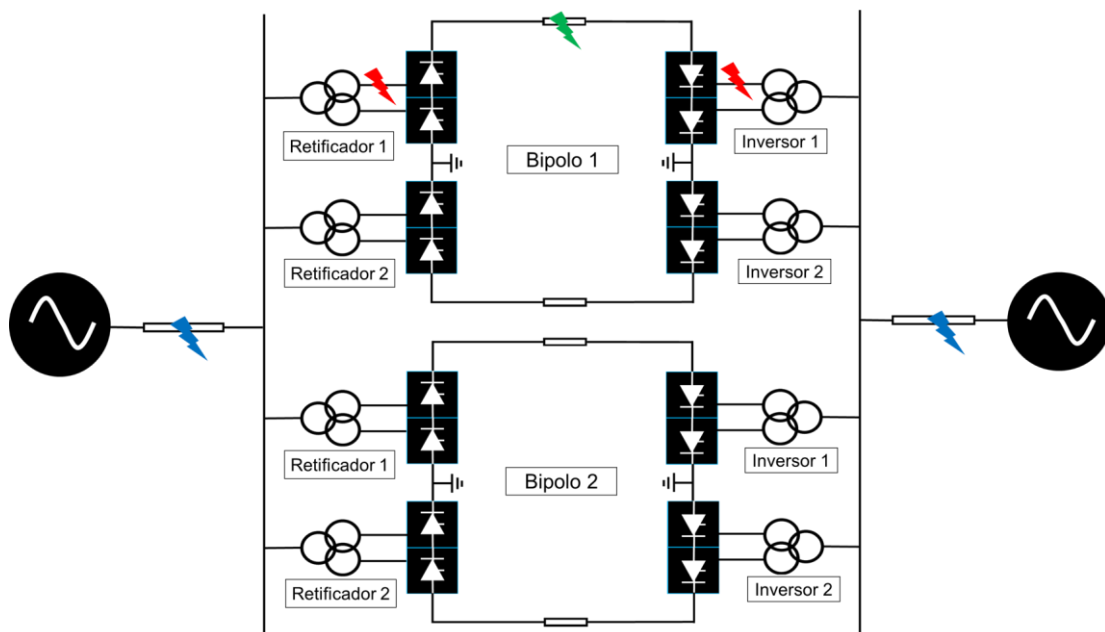


Fig. 7 – Localização das faltas aplicadas.

Para os casos simulados, a duração das faltas foi tal a produzir VTCD's com durações de 0,7s. Somado a esta observação, vale destacar que cada caso foi ainda subdividido em dois estudos, um relacionado com a falta do lado do retificador e outro do lado inversor. Isto originou, por exemplo, os casos 1.1, 1.2, etc.

## 6. RESULTADOS

A Tabela 1 resume os resultados encontrados para os fatores de desequilíbrio para cada situação analisada. É importante destacar que os fatores de desequilíbrio de tensão de sequência negativa no primário, secundário e terciário, foram nomeados como FDVpri, FDVsec e FDVter, respectivamente.

Tabela 1 - Resultados dos estudos – fatores de desequilíbrio de sequência negativa no primário, secundário e terciário.

Caso analisado	Ponto físico da medição	FDVpri	FDVsec	FDVter
1.1	Retificador 1 (Bipolo 1)	22,40%	23,21%	23,21%
	Retificador 1 (Bipolo 2)	22,40%	23,00%	23,00%
1.2	Inversor 1 (Bipolo 1)	25,46%	26,67%	26,67%
	Inversor 1 (Bipolo 2)	25,46%	26,37%	26,35%
2.1	Retificador 1 (Bipolo 1)	15,94%	100,00%	100,00%
	Retificador 1 (Bipolo 2)	15,94%	16,01%	16,01%
2.2	Inversor 1 (Bipolo 1)	10,74%	100,00%	42,52%
	Inversor 1 (Bipolo 2)	10,74%	10,85%	10,83%
3.1	Retificador 1 (Bipolo 1)	2,69%	3,01%	3,13%
	Inversor 1 (Bipolo 1)	2,97%	3,46%	3,53%
3.2	Retificador 1 (Bipolo 1)	0,09%	0,11%	0,14%
	Inversor 1 (Bipolo 1)	0,09%	0,14%	0,17%

Observando os desempenhos obtidos é possível estabelecer as seguintes constatações:

- Para os casos 1.1 e 1.2, para os quais a falta ocorre no primário do transformador, é possível observar que os FDVs são aproximadamente os mesmos do lado primário, secundário e terciário do transformador de análise. A igualdade do processo de transferência do fator de desequilíbrio para o enrolamento terciário consolidou as premissas estabelecidas quando da presença de apenas dois enrolamentos para a unidade transformadora.
- Para os casos 2.1 e 2.2, nota-se que o FDVpri é bastante distinto do FDVsec e FDVter, indicando que o problema é proveniente do complexo HVDC do lado de suas unidades de conversão. Esta observação ratifica as expectativas estabelecidas

pelos princípios metodológicos postos. Para o caso 2.1, as grandezas do Retificador 1 (bipolo 2) indicam que a falta que gerou a VTCD é advinda da rede. Isto seria esperado pelo fato da falta ter sido aplicada no secundário do Retificador 1 (bipolo 1). Para o caso 2.2 verifica-se o mesmo, todavia, observando que os registros são feitos nos inversores e não nos retificadores.

- Para os casos 3.1 e 3.2 observa-se que o FDVpri é distinto do FDVsec e FDVter, indicando que a falta é proveniente do complexo HVDC, do lado das unidades de conversão, visto que tais estudos contemplaram ocorrências na linha CC. Novamente, esta constatação seria esperada pelo processo de análise. Destaca-se que para o caso 3.2 os FDs foram muito pequenos. Isto se apresenta consonante com o fato que os desequilíbrios impostos são pequenos. Neste caso, os valores atingidos pelas tensões não se apresentam dentro das classificações definidas por VTCD's. Mas, mesmo assim, a metodologia mostrou-se adequada para a identificação da localização do distúrbio.
- Analisando-se de modo particular a questão do transformador de 3 enrolamentos, percebe-se que os desempenhos se mantiveram análogos aos estudos de 2 enrolamentos. Desse modo, quando a falta ocorre no primário, o FDV é o mesmo tanto no primário quanto para o secundário e terciário, no entanto, se a falta ocorrer no secundário ou terciário, os FDVs são distintos em relação ao primário.

## 7. CONCLUSÕES

Diante do exposto, não obstante o reconhecimento que os trabalhos ainda se encontram no contexto das investigações computacionais, fica aqui o reconhecimento da efetividade da proposta utilizada para fins da identificação da localização do ponto de origem das VTCD's. De fato, somado a ratificação dos princípios que norteiam o processo de análise para unidades transformadoras de 2 enrolamentos, os resultados evidenciaram que configurações de 3 enrolamentos continuam a apresentar um desempenho físico similar. A exemplificação utilizada como estudo de caso, mais uma vez, demonstrou que, independentemente da configuração topológica do arranjo elétrico, que em outros trabalhos se apresentavam constituídos apenas por redes CA, configurações híbridas CA-CC também podem ser igualmente contempladas pelos princípios metodológicos estabelecidos pelos mecanismos das transferências dos fatores de desequilíbrio de sequência negativa. Isto conduz a constatação que o processo de análise se mostra com perspectivas promissoras para fins da atribuição de responsabilidade para as mais distintas configurações das redes de transmissão, distribuição ou unidades consumidoras. Por fim, é importante ressaltar que, devido ao fato de se utilizar somente o FDV de sequência negativa, uma vez mensuradas as tensões de linha e utilizando o método de Cigré (Torrezan et al., 2019) para obtenção do FDV, a metodologia pode ser facilmente aplicada em campo. Estas



propriedades sugerem que o processo de identificação da responsabilidade dos eventos VTCD's se mostra factível tanto quanto a simplicidade da instalação dos registradores como também pelos custos de implantação do processo.

#### AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), bem como, do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Agradecimentos ao Proj. P&D UFU/TCE-CEB-Neoenergia (PD-05160-1803/2018) pelo suporte concedido à pesquisa.

#### REFERÊNCIAS

- Akagi, H., 1995. A New Method of Harmonic Power Detection Based on the Instantaneous Active Power in Three-Phase Circuits. *IEEE Trans. Power Deliv.* 10, 1737–1742. <https://doi.org/10.1109/61.473386>
- ANEEL, 2008. Transmissão Associada à Integração das usinas do Rio Madeira, Características e Requisitos Básicos das instalações de Transmissão. Anexo 6A-CC, Lote LA-CC, Requisitos de compensação reativa.
- Gianesini, B., 2020. Compartilhamento de responsabilidades harmônicas: implementação de Benchmark do IEEE e aplicação de metodologias. Universidade Federal de Uberlândia.
- Gregory, R.C.F., 2020. Propostas de Metodologias para a Determinação das Contribuições sobre os Desequilíbrios em Sistemas Elétricos Trifásicos. Universidade Federal de Uberlândia.
- Kamakshaiyah, S., Kamaraju, V., 2011. HVDC Transmission. McGraw-Hill, New Delhi.
- Noce, C., De Santis, M., Varilone, P., Verde, P., 2018. Comparison of methods using only voltage measurements for detecting the origin of voltage sags in the modern distribution networks. *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual. Power, ICHQP 2018-May*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378844>
- Passos, F.O., 2015. Localizador Da Fonte De Amts Baseado Nas Medições De Tensões De Fronteira. Universidade Federal de Itajubá.
- Ribeiro Ferreira, A., De Oliveira, J.C., Oliveira Rezende, P.H., 2021. Uma Proposta Metodológica para a Atribuição da Responsabilidade sobre a Origem das VTCDs baseada na Correlação de Componentes Simétricas. Universidade Federal de Uberlândia. <https://doi.org/http://doi.org/10.14393/ufu.di.2021.377>
- Salim, F., Nor, K.M., Said, D.M., Rahman, A.A.A., 2014. Voltage sags cost estimation for Malaysian industries. *Conf. Proceeding - 2014 IEEE Int. Conf. Power Energy, PECon 2014* 41–46. <https://doi.org/10.1109/PECON.2014.7062411>
- Santos, A.C. dos, 2019. Compartilhamento de responsabilidades harmônicas: análises, contribuições e proposições. Universidade Federal de Uberlândia.
- Santos, I.N., 2011. Método da superposição modificado como uma nova proposta de atribuição de responsabilidades sobre distorções harmônicas. Universidade Federal de Uberlândia.
- Shareef, H., Mohamed, A., Ibrahim, A.A., 2013. Identification of voltage sag source location using S and TT transformed disturbance power. *J. Cent. South Univ.* 20, 83–97. <https://doi.org/10.1007/s11771-013-1463-5>
- Silva, G.T., Junior, C.R.A., Oliveira, J.C., Souza, A.C., Santos, I.N., 2018. Computational implementation of the Rio Madeira HVDC System. *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electr. Syst. Symp.* 1–6. <https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395770>
- Srinivasan, K., Jutras, R., 1998. Conforming and non-conforming current for attributing steady state power quality problems 13, 212–217.
- Torrezan, G.F., Oleskovicz, M., Pessoa, A.L.D.S., Martins, P.E.T., 2019. Estudo Do Desequilíbrio De Tensão Em Um Sistema De Distribuição [WWW Document]. URL [https://www.sba.org.br/open\\_journal\\_systems/index.php/cba/article/view/621](https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/621)
- Xu, W., Liu, Y., 2000. A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling. *IEEE Trans. Power Deliv.* 15, 804–811. <https://doi.org/10.1109/61.853023>