



ESTUDO SOBRE O COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE HARMÔNICA ENTRE UMA PLANTA FOTOVOLTAICA E A REDE

Ricardo V. P. Silva¹, Ivan N. Santos¹, Andréia C. dos Santos^{1,2} e Bárbara M. Giancesini*¹

¹FEELT – Universidade Federal de Uberlândia

²CAUPT – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Triângulo Mineiro

Resumo - A crescente inserção no sistema elétrico de fontes de energia renováveis com características não lineares, como usinas fotovoltaicas, exige um procedimento claro para compartilhar responsabilidades harmônicas entre esses tipos de geração e a rede. De fato, existem na literatura muitos procedimentos para determinar a responsabilidade pela violação dos limites de distorção harmônica. Entre essas propostas, a metodologia baseada no princípio da superposição tem sido uma das mais promissoras. Utilizando esse método, o presente trabalho visa ao estudo do compartilhamento da responsabilidade harmônica entre uma usina fotovoltaica e a rede elétrica. Nesse contexto, um estudo de caso computacional é descrito e analisado.

Palavras-Chave – Compartilhamento de responsabilidade, Distorção harmônica, Geração renovável, Planta fotovoltaica, Qualidade da energia.

STUDY REGARDING HARMONIC SHARING RESPONSIBILITY BETWEEN A PHOTOVOLTAIC POWER PLANT AND THE POWER GRID

Abstract - The increasing penetration of renewable energy sources with nonlinear characteristics, such as photovoltaic power plants, in the electric system demands a clear procedure for sharing harmonic responsibilities between these kinds of generation and the grid. In fact, there are in the literature many procedures for determining the responsibility for violating harmonic distortion limits. Among these proposals, the methodology based on the superposition principle has been one of the most promising. Using this method, the present paper aims to share the harmonic responsibility between a photovoltaic power plant and the utility grid. In this context, a computational case study is performed and analyzed.

Keywords - Harmonic Distortion, Photovoltaic Power Plant, Power Quality, Renewable Generation, Sharing Responsibility.

*barbara.giancesini@ufu.br

I. INTRODUÇÃO

A recente e crescente integração mundial de fontes renováveis não convencionais aos complexos elétricos apresenta-se como um grande desafio para os agentes operadores dos sistemas e, também, para as concessionárias de energia, especialmente sob o ponto de vista da manutenção da qualidade da energia elétrica.

No âmbito deste tipo de geração, destacam-se as fazendas fotovoltaicas e os parques eólicos, os quais utilizam tipicamente conversores de energia no interfaceamento com o sistema elétrico interligado. No que concerne à preocupação com a qualidade da energia, esses conversores se mostram como potenciais fontes de distorções harmônicas [1], já que se baseiam num princípio de funcionamento caracterizado pela presença de não linearidades. Dessa forma, a injeção de corrente elétrica distorcida pode causar tensões harmônicas no sistema que podem comprometer a operação adequada dos equipamentos conectados à rede. Diante dessa situação, normas e recomendações [2-5], fundamentadas em valores limites para harmônicos e processos de medição, vêm sendo constantemente discutidas e atualizadas, objetivando a manutenção da qualidade da energia elétrica em patamares mínimos aceitáveis.

Em geral, tais regras e orientações estabelecem tão somente valores limítrofes para distorções harmônicas individuais e totais de tensão [3-5]. Outras poucas incluem restrições para os valores de distorções harmônicas de corrente [2]. Todavia, esses documentos, em geral, não fazem menção a quaisquer mecanismos para a identificação das fontes de distorções harmônicas, ou seja, há uma completa ausência de definições para o estabelecimento do processo de separação dos percentuais de contribuição dos diversos agentes conectados em um determinado barramento, sobre os harmônicos ali constatados. Neste sentido, em se tratando do contexto da inserção de fazendas fotovoltaicas, não se mostra ainda evidente, seja via normas ou artigos acadêmicos, uma clara metodologia para a atribuição de responsabilidades sobre distorções harmônicas em uma barra do sistema com conexões deste tipo de geração renovável de energia.

Assim, neste novo cenário do setor elétrico mundial, uma vez encontrado um ponto com violação do limite de distorção harmônica preestabelecido, torna-se imprescindível a definição de um procedimento seguro para a identificação do compartilhamento de responsabilidades entre os agentes

envolvidos. Tal temática se mostra importante devido, sobretudo, à necessidade de realizar, de maneira equânime, o rateio financeiro das medidas mitigatórias a serem adotadas para adequação dos níveis de distorção aos patamares normativos, seja através da instalação de filtros, seja por meio de outro processo mitigatório. Identificadas a natureza, a origem e a importância do fenômeno em pauta, fica evidente a necessidade da avaliação de métodos seguros e confiáveis que levem a um consenso, ou indiquem caminhos promissores, para a resolução da problemática aqui discutida.

De acordo com as possibilidades encontradas na literatura para a identificação de responsabilidades, nota-se que trabalhos investigativos do desempenho dos principais métodos existentes indicam que a proposição melhor fundamentada é baseada em conceitos elementares de análise de circuitos elétricos, nomeada de metodologia da superposição [6]. Essa metodologia baseia-se, como o próprio nome já sugere, na utilização do princípio da superposição de efeitos, sendo tal procedimento primeiramente proposto, para fins de compartilhamento de responsabilidades harmônicas, pelo pesquisador Wilsun Xu [7-8] e, posteriormente, avaliado por informes técnicos desenvolvidos pelo presente grupo de pesquisa [9-10].

Diante desse contexto, este artigo se propõe explorar o método da superposição para a atribuição de responsabilidades sobre as distorções harmônicas presentes em um ponto de acoplamento comum (PAC) entre a rede da concessionária e uma planta geração fotovoltaica. Para tanto, na Seção II, tem-se a apresentação do procedimento, com enfoque aos seus fundamentos e suas limitações. Na Seção III, é exibido um estudo de caso exemplificando a aplicação do método em um complexo elétrico envolvendo uma fazenda fotovoltaica e uma rede elétrica de média tensão brasileira. Finalmente, na Seção IV são descritas as conclusões gerais do trabalho.

II. PROCEDIMENTO PARA COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADES SOBRE DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Uma configuração genérica de um sistema elétrico a partir do PAC entre uma unidade de geração fotovoltaica e a rede é mostrada na Figura 1. Nela, os dois lados são caracterizados pela presença de cargas lineares e não lineares. As cargas de características lineares, do lado da planta fotovoltaica (PV), são genericamente representativas de eventuais filtros e demais dispositivos lineares presentes neste sistema.

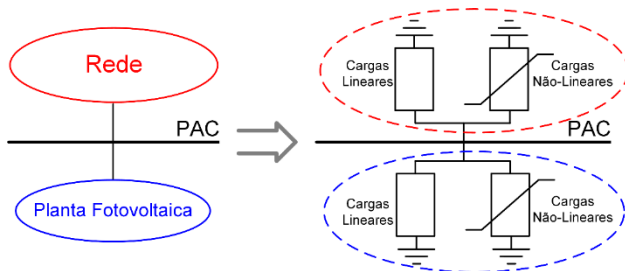


Figura 1: Representação genérica de um sistema elétrico visto do PAC para avaliação de componentes harmônicas.

Dada a natureza não linear da problemática relacionada ao compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas, torna-se necessário assegurar que não ocorra a superposição de efeitos de uma frequência sobre outra. Por este motivo, a técnica de compartilhamento deve ser aplicada, separadamente, ao circuito linear representativo de cada frequência envolvida no processo. Além disso, para viabilizar a aplicação da metodologia, deve-se garantir que o sistema esteja operando em regime permanente. Seguindo essas premissas, na Figura 2 tem-se uma representação no domínio da frequência do circuito equivalente de Norton do arranjo anterior, para uma determinada ordem harmônica h presente no arranjo elétrico.

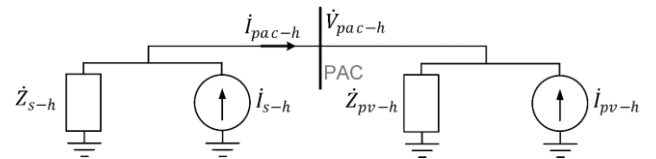


Figura 2: Circuito equivalente de Norton para ordem harmônica h .

Na Figura 2, Z_{s-h} é a impedância harmônica equivalente do sistema para ordem h e Z_{pv-h} é a impedância harmônica equivalente da fazenda fotovoltaica. Já I_{s-h} e I_{pv-h} são as correntes harmônicas de ordem h representativas das distorções injetadas por cada parte envolvida no processo, enquanto V_{pac-h} e I_{pac-h} são, respectivamente, a tensão e a corrente de ordem h verificadas no PAC.

As Equações (1) e (2), retiradas do circuito equivalente de Norton, fornecem as correntes harmônicas geradas por cada um dos agentes envolvidos.

$$I_{s-h} = (V_{pac-h} / Z_{s-h}) + I_{pac-h} \quad (1)$$

$$I_{pv-h} = (V_{pac-h} / Z_{pv-h}) - I_{pac-h} \quad (2)$$

A contribuição de cada parte envolvida, para a corrente total (I_{pac-h}) e para a tensão total (V_{pac-h}) no ponto de acoplamento comum, pode ser encontrada pelo princípio da superposição de efeitos. Neste sentido, na Figura 3.a é possível verificar a contribuição advinda do sistema para a corrente e tensão total no PAC, enquanto a Figura 3.b retrata a contribuição feita pela geração fotovoltaica.

Nesta figura, $I_{s-pac-h}$ representa a contribuição de corrente harmônica de ordem h do sistema para com a corrente total do PAC (I_{pac-h}) e $I_{pv-pac-h}$ faz referência à contribuição da planta fotovoltaica para com a corrente total no PAC. Por outro lado, $V_{s-pac-h}$ e $V_{pv-pac-h}$ são, respectivamente, a contribuição de tensão harmônica de ordem h do sistema e da PV para a tensão total do PAC (V_{pac-h}).

Estas contribuições de correntes e tensões harmônicas podem ser determinadas por meio de simples equacionamentos de circuitos elétricos. Considerando que em geral as normas técnicas, nacionais e internacionais, usam como referência valores limites para tensões harmônicas [11], ao invés de correntes harmônicas, será usado neste estudo tão

somente o procedimento da superposição de tensões, o qual é destacado e comentado a seguir.

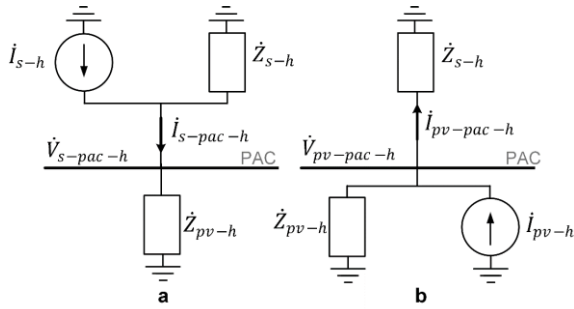


Figura 3: Circuitos equivalentes para a determinação das contribuições harmônicas de ordem h no PAC, advindas exclusivamente: do supridor (a) e da planta fotovoltaica (b).

A. Método da Superposição de Tensões

Conforme mostrado na Figura 3, as contribuições advindas de cada agente envolvido, para a tensão harmônica total de ordem h no PAC, podem ser encontradas por meio das Equações (3) e (4).

$$\dot{V}_{s-pac-h} = \left(\frac{\dot{Z}_{s-h} \cdot \dot{Z}_{pv-h}}{\dot{Z}_{pv-h} + \dot{Z}_{s-h}} \right) \cdot \dot{I}_{s-h} \quad (3)$$

$$\dot{V}_{pv-pac-h} = \left(\frac{\dot{Z}_{s-h} \cdot \dot{Z}_{pv-h}}{\dot{Z}_{pv-h} + \dot{Z}_{s-h}} \right) \cdot \dot{I}_{pv-h} \quad (4)$$

Dessa forma, a tensão harmônica, para cada ordem h , no PAC pode ser obtida pela superposição dessas componentes conforme a formulação apresentada na Equação (5).

$$\dot{V}_{pac-h} = \dot{V}_{s-pac-h} + \dot{V}_{pv-pac-h} \quad (5)$$

O método da superposição de tensões, sugerido por Xu e Liu [7-8] estabelece que o compartilhamento de responsabilidades entre as partes deve ser feito por meio da avaliação das projeções dos fasores individuais de contribuição ($\dot{V}_{s-pac-h}$ e $\dot{V}_{pv-pac-h}$) sobre o fasor da tensão total no PAC (\dot{V}_{pac-h}), conforme ilustrado na Figura 4.

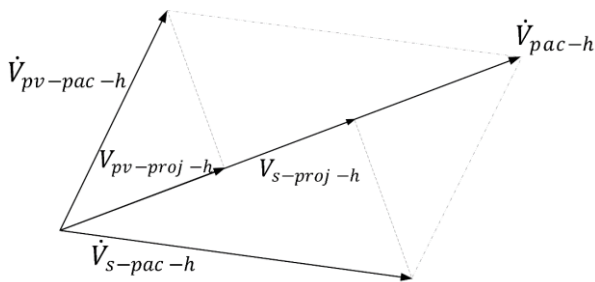


Figura 4: Decomposição da tensão no PAC através do somatório de dois escalares provenientes de projeções.

Na Figura 4, $\dot{V}_{s-proj-h}$ e $\dot{V}_{pv-proj-h}$ são, respectivamente, as projeções de $\dot{V}_{s-pac-h}$ e $\dot{V}_{pv-pac-h}$ sobre \dot{V}_{pac-h} . Os percentuais a serem atribuídos a cada parte devem ser proporcionais às magnitudes das projeções assim calculadas.

Não obstante à consistência da metodologia da superposição, vale ressaltar que a técnica apresenta certos

entraves para aplicação em campo. As limitações são relacionadas à necessidade do conhecimento das impedâncias harmônicas equivalentes dos circuitos envolvidos no processo do compartilhamento. Quando da aplicação da metodologia para separação de responsabilidades entre a rede e um consumidor industrial, depara-se, principalmente, com a indisponibilidade dos valores das impedâncias deste último. Todavia, tais limitações não são evidenciadas no estudo de caso computacional que se segue, haja vista que todo o sistema possui seus parâmetros disponibilizados.

III. COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADES HARMÔNICAS: ESTUDO DE CASO DE UMA FAZENDA FOTOVOLTAICA CONECTADA AO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Nesta seção será realizado um breve estudo de caso de aplicação do procedimento de compartilhamento de responsabilidades, ora apresentado, entre uma rede elétrica real, a qual contém parques eólicos, geração hidráulica e demais cargas lineares, e uma planta fotovoltaica. O objetivo do presente estudo é determinar a procedência dos harmônicos presentes em um ponto de conexão de geração fotovoltaica, estabelecendo-se os percentuais de responsabilidade cabidos à PV e a concessionária, no que tange à tensão harmônica. Nesse sentido, na sequência são apresentadas as topologias da rede elétrica e da unidade fotovoltaica e, em seguida, são exibidos os procedimentos relacionados, propriamente, ao compartilhamento de responsabilidades.

A. Topologia da Rede Elétrica

Os trabalhos de simulação computacional realizados neste artigo envolvem um sistema real encontrado na região nordeste do Brasil. A PV é hipotética, contudo possui características e parâmetros típicos. Na Figura 5 tem-se o arranjo elétrico adotado. O sistema estudado é o mesmo abordado em [12], somente com a inclusão da planta fotovoltaica (Barra 13). Portanto, é importante, mais uma vez, salientar que o estudo de compartilhamento é feito no ponto de acoplamento da unidade fotovoltaica com o sistema interligado, ou seja, na Barra 13 desta ilustração.

De acordo com a Figura 5, G1 é uma usina hidrelétrica, enquanto WP1, WP2, e WP3 são parques eólicos. PV é uma fazenda fotovoltaica de 1,2 MVA, alimentada em 13,8 kV. Os demais parâmetros dos elementos do arranjo supracitado, entre eles, fontes supridoras, linhas de transmissão, transformadores e cargas, são detalhados em [12]. No arranjo apresentado, os parques eólicos são formados por unidades DFIG (Double Fed Induction Generator), as quais também são potenciais geradoras de correntes harmônicas [13].

B. Planta Fotovoltaica (PV)

Como dito, nesse estudo de caso, uma PV foi selecionada para a aplicação e análise do procedimento previamente mostrado. Consequentemente, a Barra 13 é, neste sistema, o ponto de acoplamento comum (PAC) para o estudo em pauta.

O diagrama elétrico da fazenda fotovoltaica ora implementada encontra-se detalhado na Figura 6. Este foi implementado a partir de uma configuração básica disponibilizada no SimScape do software Matlab®.

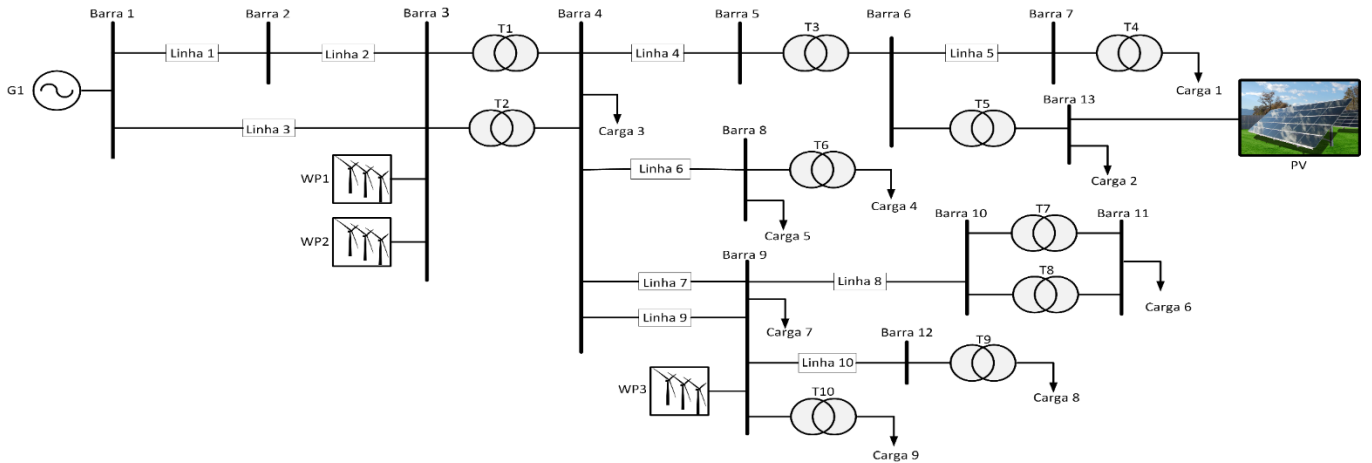


Figura 5: Diagrama unifilar do sistema de distribuição empregado no estudo de caso.

Tal arranjo, por ser constituído por dispositivos trifásicos equilibrados, produz, tipicamente, correntes harmônicas características de ordem $6k \pm 1$, com $k = 1, 2, 3, \dots$ [1]. Portanto, estas serão as ordens harmônicas analisadas nesse trabalho. Vale ainda ressaltar que essas são, também, as ordens características injetadas pelas usinas eólicas.

No arranjo geral da PV (Figura 6) verifica-se um conjunto de painéis solares de 1000 W-pico, conectados em um arranjo série/paralelo, gerando energia em corrente contínua (DC), e conectados a um conversor boost para extração de máxima potência. Na saída do conversor, tem-se um elo DC com tensão controlada em 750 V, o qual é interligado a uma ponte conversora IGBT que realiza a conversão para corrente alternada (AC) de 60 Hz. A parte final deste arranjo trata-se da conexão à rede, feita por meio de um filtro série (choke) e um transformador de adequação de nível de tensão.

Na ilustração de Figura 7, i'_{pv-h} faz referência à fonte de corrente harmônica representativa das distorções ocasionadas pela unidade de geração fotovoltaica nesta configuração de circuito. O símbolo \dot{Z}_{t-h} representa a impedância harmônica do transformador elevador pertencente também à planta fotovoltaica, 260V/13,8kV, o qual possui potência de 1,2 MVA, resistência e reatância percentuais de 0,2% e 6%, respectivamente. Já $\dot{Z}_{filtro-h}$ representa a impedância harmônica equivalente do filtro passa-baixa da planta, o qual possui uma reatância capacitiva da ordem de 30 kVAr, em série com uma resistência de 63,5 Ω .

A Figura 7 apresenta o circuito equivalente do sistema elétrico e da PV, vistos do PAC (Barra 13). Este equivalente é válido para cada ordem harmônica h .

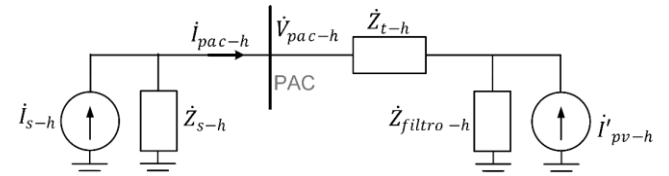


Figura 7: Circuito equivalente de ordem harmônica h - Estudo de Caso.

A análise do circuito exibido na Figura 7 permite obter, a partir da aplicação de conceitos básicos de circuitos elétricos, a representação equivalente de Norton para cada ordem harmônica h , como indica a Figura 8.

Ao analisar a correlação entre as grandezas evidenciadas nos circuitos da Figura 7 e 8, observa-se que a impedância harmônica equivalente da fazenda fotovoltaica (\dot{Z}_{pv-h}) e a fonte de corrente harmônica equivalente (i'_{pv-h}) podem ser expressas segundo as Equações 6 e 7, respectivamente.

$$\dot{Z}_{pv-h} = \dot{Z}_{t-h} + \dot{Z}_{filtro-h} \quad (6)$$

$$i'_{pv-h} = \left(\dot{Z}_{filtro-h} / (\dot{Z}_{t-h} + \dot{Z}_{filtro-h}) \right) \cdot i'_{pv-h} \quad (7)$$

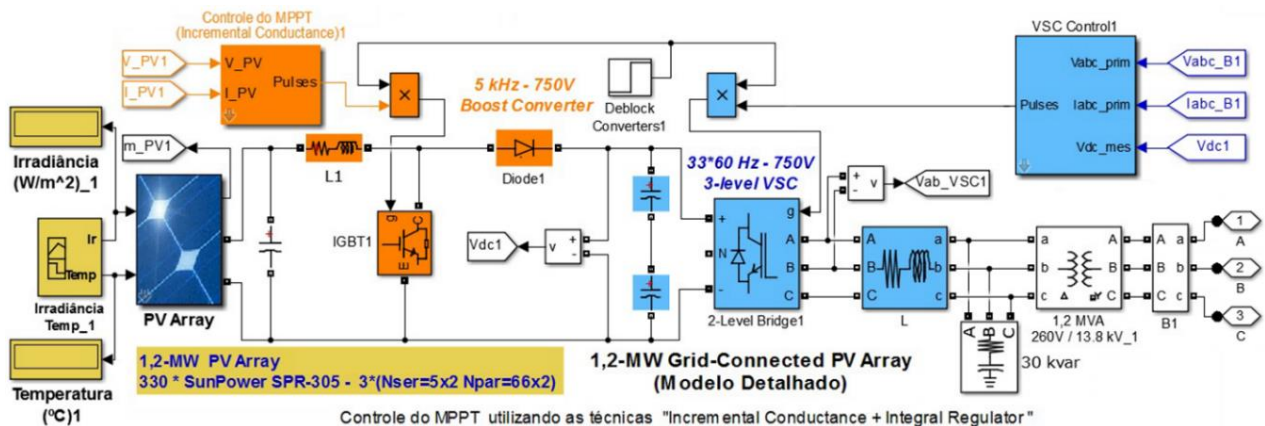


Figura 6: Arranjo elétrico e de controle da planta fotovoltaica implementada no estudo de caso.

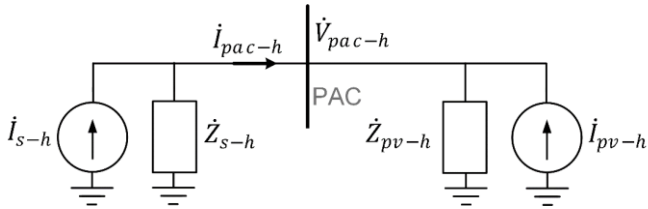


Figura 8: Circuito equivalente de Norton de ordem harmônica h para a aplicação do procedimento proposto – Estudo de Caso.

A corrente equivalente do arranjo do parque solar é estimada por meio da Equação (2), usando-se, para tanto, informações acerca dos valores de tensões e correntes no PAC, obtidos via simulações, em conjunto aos valores de impedância harmônica do sistema elétrico e da PV.

A Tabela I mostra as impedâncias harmônicas equivalentes da fotovoltaica (Z_{pv-h}), para cada ordem harmônica sob foco. Ressalta-se que estes valores foram calculados a partir da Equação (6).

C. Dados Adicionais Necessários à Aplicação do Processo da Superposição

A impedância harmônica equivalente do sistema elétrico, neste estudo de caso, é encontrada por meio de simulações computacionais. Todavia, é importante ressaltar que tal processo pode ser realizado de diferentes modos, como a partir de cálculos envolvendo modelagens específicas dos componentes da rede elétrica para as frequências harmônicas, como evidencia a referência [14]. Vale mencionar ainda que, em estudos de caso envolvendo sistemas reais, a impedância equivalente do complexo pode ser estimada a partir da realização de medições e da aplicação de metodologias específicas, conforme relatado em algumas publicações constantes na literatura [15-16]. Nota-se que, via de regra, essa impedância é predominantemente indutiva e, eventualmente, podem ocorrer ressonâncias.

Neste trabalho, para efeito das simulações, o sistema elétrico completo foi implementado no software Matlab®, por meio da ferramenta SimPowerSystems. Na Tabela I também são apresentadas as impedâncias equivalentes do sistema para cada ordem harmônica, vistas a partir do PAC (Barra 13). Os resultados foram obtidos por meio de uma ferramenta do programa Matlab®, baseada na utilização de uma fonte de corrente harmônica inserida entre os terminais a partir dos quais se deseja obter a impedância. A impedância é calculada, por consequência, a partir da divisão entre a tensão harmônica entre esses terminais e a corrente injetada pela referida fonte.

Tabela I: Impedância Harmônica Equivalente da PV e do Sistema Elétrico de Conexão

Ordem Harmônica	$Z_{pv-h} = Z_{t-h} + Z_{filtro-h} (\Omega)^a$	$Z_{s-h} (\Omega)^a$
5	1223,74-87,0°	39,63477,93°
7	842,64-85,7°	56,05478,18°
11	476,64-82,3°	88,99469,27°
13	370,14-80,1°	99,01466,03°
17	220,94-73,2°	118,1456,45°
19	165,94-67,4°	124,6453,52°
23	85,54-41,8°	122,6458,27°
25	65,74-14,0°	139,6460,66°

Nota: ^a Tensão base: 13,8 kV

Outra informação de suma importância são os valores de tensão e corrente harmônicas presentes no PAC, os quais estão quantificados na Tabela II. Essas grandezas foram encontradas através de simulações computacionais, porém, em uma análise em campo, as mesmas seriam obtidas via medições.

Adicionalmente, tem-se na Tabela II uma comparação entre as distorções harmônicas percentuais de tensão encontradas no PAC (\check{V}_{pac-h}) e os níveis limites estabelecidos por normas brasileiras ($\check{V}_{limite-h}$). Pelo fato de o trabalho tratar do estudo da conexão de uma planta fotovoltaica a um sistema elétrico de potência, para definição dos valores limítrofes de distorções utilizou-se como base a referência [5], a qual abrange as questões associadas à análise de novos acessos à Rede Básica no que se refere a indicadores de desempenho relacionados à qualidade da energia elétrica. Na última linha desta tabela, DTT representa a distorção harmônica total de tensão encontrada no PAC e aquela estabelecida por norma. Observa-se uma violação dos limites indicados de distorção total de tensão e da distorção individual de 5ª ordem.

Tabela II: Tensões e Correntes Harmônicas no PAC

Ordem Harmônica	Tensões			Corrente
	\check{V}_{pac-h} (V)	\check{V}_{pac-h} (%)	$\check{V}_{limite-h}$ (%)	\check{I}_{pac-h} (A)
5	424,184-110,23°	5,6	5,0	9,04224-15,59°
7	339,644-53,88°	4,5	5,0	3,5238453,15°
11	96,614-25,04°	1,3	3,0	1,0592490,72°
13	68,68437,22°	0,9	3,0	0,66134-171,04°
17	76,99434,32°	1,0	2,0	0,63034164,12°
19	61,144133,85°	0,8	2,0	0,48054-94,18°
23	63,404163,31°	0,9	2,0	0,55804-72,72°
25	65,674165,67°	0,9	2,0	0,48564-75,26°
DTT	-	7,8	6,0	-

D. Resultados da Aplicação do Procedimento para o Compartilhamento de Responsabilidades

Neste momento, é possível proceder ao cálculo do compartilhamento segundo a metodologia apresentada, vislumbrando-se, assim, a efetiva separação de responsabilidades entre a rede elétrica e a planta fotovoltaica conectada à Barra 13. Os resultados encontrados são evidenciados na Tabela III. Ressalta-se que as projeções negativas da tensão ocorrem quando os ângulos de defasagem entre $\check{V}_{pv-pac-h}$ e \check{V}_{pac-h} estão no intervalo de 90° a 270°, no entanto, para determinação dos percentuais de responsabilidades propriamente ditos são considerados apenas os valores dos módulos das projeções.

Tabela III: Resultados da Metodologia da Superposição para Atribuição de Responsabilidades entre a Rede e uma PV

Ordem Harmônica	Projeções das Tensões (V)		Compartilhamento de Responsabilidade	
	$V_{s-proj-h}$	$V_{pv-proj-h}$	Rede Concessionária	PV
5	71,5	352,7	16,9%	83,1%
7	152,3	187,4	44,8%	55,2%
11	2,2	94,4	2,2%	97,8%
13	11,4	57,2	16,7%	83,3%
17	-2,3	79,3	2,8%	97,2%
19	-3,5	64,6	5,1%	94,9%
23	-2,9	66,3	4,2%	95,8%
25	-0,4	66,1	0,6%	99,4%

Diante dos resultados apresentados, pode-se afirmar, conforme já era esperado, que a planta de geração fotovoltaica é a maior responsável pelas distorções de tensão presentes no PAC. Não obstante a isto, percebe-se que com relação aos harmônicos de 7ª ordem, o compartilhamento indicou praticamente 50% de responsabilidade de cada agente envolvido.

IV. CONCLUSÕES

O presente artigo abordou aspectos relacionados à aplicação do procedimento da superposição de efeitos para o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas constatadas em um ponto de acoplamento entre uma unidade de geração fotovoltaica e um sistema elétrico.

Após o detalhamento do método, um breve estudo de caso envolvendo o compartilhamento de responsabilidades entre uma PV e um sistema elétrico real localizado na região nordeste do Brasil foi apresentado para ilustrar a aplicação do procedimento. As análises foram conduzidas a partir da modelagem de todo o complexo elétrico em estudo, e posteriores simulações, no software Matlab®. Não obstante à consistência dos níveis de desempenho alcançados para os fins pretendidos neste trabalho, vale ressaltar que pesquisas adicionais, com estudos laboratoriais e em campo, ainda se mostram necessárias. Neste contexto, é preciso verificar a aplicação do procedimento completo, considerando a dinâmica do sistema elétrico em condições reais de operação.

No que tange aos resultados advindos propriamente do processo de compartilhamento, as parcelas de responsabilidades couberam majoritariamente à fazenda fotovoltaica. Certamente, este panorama poderia sofrer modificações, caso se considerasse a presença de outras plantas fotovoltaicas (ou eólicas) adjacentes, ou de cargas não lineares, mais próximas ao barramento investigado. Por fim, com base no que foi exposto, conclui-se que o estudo foi capaz de quantificar os percentuais de responsabilidades entre as partes envolvidas.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e do CNPq (Proc. 460208/2014-4). Os autores agradecem a Universidade Federal de Uberlândia pela estrutura disponibilizada para realização da pesquisa.

REFERÊNCIAS

- [1] Bollen, M. H. J. and Hassan, F., *Integration of Distributed Generation in the Power System*, John Wiley & Sons Inc, 1ª Edição, Hoboken, 2011.
- [2] IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers, “519-2014 - IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”, 2014.
- [3] IEC - International Electrotechnical Commission, “Electromagnetic compatibility (EMC) – IEC/TR 61000-3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems”, 2008.
- [4] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica”, 2018.
- [5] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes”, 2011.
- [6] Santos, A. C., Oliveira, J. C. and Santos, I. N., “A Comparative Analysis between Methodologies for Responsibility Assignment on Harmonic Distortions”, *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 13, pp. 305–310, 2015.
- [7] Xu, W. and Liu, Y., “A Method to Determine Customer Harmonic Contributions for Incentive-Based Harmonic Control Applications”, *1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting - Panel on Harmonic Measurements and Allocation*, pp. 361–366, 1999.
- [8] Xu, W. and Liu, Y., “A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 2, pp. 804–811, 2000.
- [9] Costa, F. H., Santos, I. N., Silva, S. F. P. and Oliveira, J. C., “A case study of sharing the harmonic voltage distortion responsibility between the utility and the consumer”, *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 07, pp. 285–290, 2009.
- [10] Silva, S. F. P. and Oliveira, J. C., “The sharing of responsibility between the supplier and the consumer for harmonic voltage distortion: A case study”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 11, pp. 1959–1964, 2008.
- [11] Santos, I. N. and Oliveira, J. C., “Critical Analysis of the Current and Voltage Superposition Approaches at Sharing Harmonic Distortion Responsibility”, *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 9, no. 4, pp. 516–521, 2011.
- [12] Santos, I. N., Oliveira, J. C., Ribeiro, P. F., Reis, A., Santos, A. C. and Gondim, I. N., “Applying the Superposition Procedure for the Harmonic Sharing Responsibility between Renewable Energy Power Plants and the Network”, *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.*, vol. 15, no. 3, pp. 237–246, 2014.
- [13] Chen, Z., Guerrero, J. M. and Blaabjerg, F., “A review of the state of the art of power electronics for wind turbines”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 8, pp. 1859–1875, 2009.
- [14] Arrillaga, J. and Watson, N. R., *Power System Harmonics*, John Wiley & Sons Ltd, 1ª Edição, West Sussex, 1985.
- [15] Girgis, A. A. and McManis, R. B., “Frequency Domain Techniques for Modeling Distribution or Transmission Networks using Capacitor Switching Induced Transients”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 3, pp. 1882–1890, 1989.
- [16] Xu, W., Ahmed, E. E., Zhang, X. and Liu, X., “Measurement of network harmonic impedances: Practical implementation issues and their solutions”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 17, no. 1, pp. 210–216, 2002.