

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS

MEDIÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA – CONSIDERAÇÕES SOBRE OS ÂNGULOS DE FASE

TIAGO FERNANDES MORAES(1); MIGUEL PIRES DE CARLI(2); RICARDO PENIDO DUTT ROSS
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL(1); CGT ELETROSUL(2)

RESUMO

O artigo apresenta uma discussão sobre protocolos de medição de distorção harmônica com ênfase na medição e cálculo do ângulo de fase, bem como apresenta o significado físico do mesmo. Para isto, o artigo apresenta os protocolos de medição baseados em normas internacionais e na recente bibliografia técnica, a qual usa protocolos alternativos resultantes de inovação nas técnicas de medição. São apresentados resultados de medição de harmônicos em campo e discutidas as implicações de se utilizar os ângulos de fase, calculados por métodos distintos, obtidos nas campanhas de medição de harmônicos nas metodologias de atribuição de responsabilidade harmônica ou outras aplicações.

PALAVRAS-CHAVE

Qualidade de Energia Elétrica, Distorção Harmônica, Integração de Novos Acessantes ao Sistema

1.0 INTRODUÇÃO

A proliferação de cargas baseadas em eletrônica de potência, bem como o aumento de geração conectada ao sistema elétrico através dos modernos inversores de potência, como a eólica e a solar, tem trazido preocupação com relação ao aumento da propagação da distorção de tensão e corrente no sistema. A característica distribuída destas modernas cargas e unidades geradoras, sua grande diversificação, sua imprevisibilidade quanto ao tempo de operação são desafios na modelagem dos fenômenos e na avaliação do impacto da distorção harmônica.

A emissão de distorção harmônica nos sistemas de potência pode ter origem nos acessantes do sistema, sejam grandes consumidores de energia elétrica ou geradores como as plantas eólicas e solares; como também no agregado de pequenas cargas não lineares que podem ter características correlacionadas, ou não, dependendo das suas fontes de eletrônica de potência.

Uma vez que a emissão de distorção harmônica medida no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) entre um acessante e o sistema é produzida pela contribuição tanto do acessante sob avaliação quanto do próprio sistema, que carrega consigo, uma hospedagem de outros acessantes, torna-se importante caracterizar a atribuição de responsabilidades destes acessantes e sua capacidade de hospedagem no sistema elétrico como um todo. Portanto, atualmente tem sido discutido o tópico das Metodologias de Atribuição de Responsabilidades pela distorção harmônica. Tais métodos se baseiam em buscar, por meio da medição de tensões e correntes no PAC entre um acessante e o sistema, ou diversos acessantes e o sistema, a responsabilidade que cabe ao(s) acessante(s) pela emissão harmônica e a responsabilidade do próprio sistema, ou seja, as distorções preexistentes ("background harmonics").

Conforme pode ser visto no item 2.0, as metodologias existentes para aferição de responsabilidades precisam caracterizar as grandezas elétricas na forma fasorial, i.e., magnitude e ângulo de fase. A magnitude sempre foi a preocupação na medição de tensão e correntes harmônicas de maneira que sua metodologia de medição e cálculo está mais ou menos consolidada, porém, a medição do ângulo de fase sempre apresentou dificuldades e inexatidões, razão pela qual o assunto está sendo abordado no atual artigo.

O artigo está subdividido nos seguintes tópicos:

- O item 2.0 apresenta algumas Metodologias de Atribuição de Responsabilidades;
- O item 3.0 mostra a distorção harmônica que vem sendo medida considerando magnitude e fase para caracterizar o efeito no sistema das cargas e gerações usando inversores e retificadores;
- O item 4.0 apresenta algumas das principais normas e recomendações técnicas internacionais que abordam a medição de distorção harmônica incluindo o ângulo de fase¹;
- O item 5.0 apresenta alguns estudos e artigos da bibliografia técnica internacional que estão repensando a medição do ângulo de fase;
- O item 6.0 apresenta alguns exemplos de medição de distorção harmônica no campo e sua aplicação em metodologias para atribuição de responsabilidade sobre as distorções e sua influência nos resultados;

¹ Cumpre destacar que alguns destes documentos estão atualmente em processo de revisão e atualização entre outras razões para melhor definir a medição do ângulo de fase.

- O item 7.0 apresenta algumas conclusões.

2.0 METODOLOGIAS EXISTENTES PARA A ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES SOBRE AS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

O artigo (1) apresenta fundamentações teóricas e resultados de estudos computacionais para a avaliação do desempenho de diversos métodos e conclui que, dentre os métodos avaliados, apenas os métodos da Superposição e da Superposição Modificado (da Impedância Dominante) apresentam desempenhos adequados. Todavia, o artigo ressalta que existem dificuldades de ordem prática, principalmente relacionadas à obtenção das impedâncias harmônicas. Mais recentemente, outras metodologias têm sido desenvolvidas e estudadas com o objetivo de reduzir ou eliminar a necessidade do conhecimento das impedâncias harmônicas, por exemplo, Método do Chaveamento de Capacitores, Método da Injeção de Correntes e Método do Isolamento de Fontes. De forma geral, todos estes métodos utilizam grandezas fasoriais; portanto, necessitam do módulo e ângulo das tensões e correntes.

A Brochura Técnica (BT) 468 (2) do Cigré-Cired trata da avaliação dos níveis de emissão por parte de acessantes individuais relativos aos distúrbios de QEE, dentre eles a distorção de tensão. De acordo com a BT 468, o circuito equivalente apresentado na Figura 1 pode ser usado para avaliar o nível de emissão harmônica de um acessante, onde \bar{U}_h é o fasor da tensão harmônica no PAC, \bar{I}_h é o fasor da corrente harmônica, \bar{E}_{h0} é o fasor da tensão harmônica preexistente e Z_h e Z_{hc} são, respectivamente, as impedâncias da rede e do consumidor ou acessante; e \bar{I}_{hc} é a fonte harmônica presente na instalação do consumidor.

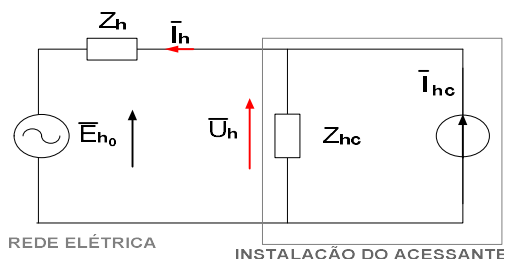


FIGURA 1 - Circuito equivalente para harmônica h

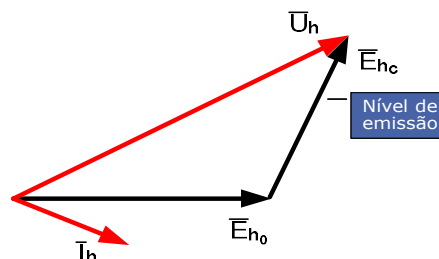


FIGURA 2 - Nível de emissão de harmônicos (6)

A IEC 61000-3-6 (3) define o nível de emissão harmônica como sendo a magnitude do fasor tensão \bar{E}_{hc} que é causado pela instalação sob consideração no PAC, conforme apresentado na FIGURA 2. De acordo com a BT 468, o nível de emissão de tensão do acessante pode ser calculado com a Equação 1.

$$\bar{E}_{hc} = \bar{Z}_h \bar{I}_h = \bar{U}_h - \bar{E}_{h0} \quad (1)$$

Como pode-se observar, de acordo com o estabelecido em (3), o nível de emissão de um acessante não é definido pela simples subtração da magnitude da tensão harmônica preexistente (\bar{E}_{h0}) da tensão harmônica pós conexão do acessante (\bar{U}_h), pois trata-se de uma operação vetorial resultante da subtração dos fasores \bar{U}_h e \bar{E}_{h0} como mostrado na FIGURA 2. Desta forma, mesmo em métodos mais simples para a atribuição de responsabilidade harmônica, a informação dos ângulos das grandezas é necessária.

A BT 468 (2) apresenta também um método baseado em medições de longa duração das magnitudes das tensões e correntes harmônicas medidas no PAC, mas este somente é capaz de indicar a fonte dominante dos harmônicos em um PAC, não permitindo avaliar responsabilidades ao longo do tempo.

2.1 Método da Superposição

Neste item é apresentado o Método da Superposição (MS), o qual deve ser o método recomendado pelo JWG C4.42 do Cigré para avaliação contínua das emissões de harmônicas de um acessante e será utilizado neste artigo para avaliar a influência dos ângulos de fase na atribuição de responsabilidade sobre as distorções de tensão medidas.

O MS utiliza o circuito representativo do sistema ilustrado na FIGURA 3, onde a fonte \bar{V}_{C-h} representa o fasor tensão harmônica gerada pelas cargas não lineares internas ao PAC (consumidor) e a fonte \bar{V}_{U-h} representa o fasor tensão harmônica proveniente da rede externa ao PAC (sistema supridor). As impedâncias \bar{Z}_{C-h} e \bar{Z}_{U-h} representam as impedâncias harmônicas do consumidor (rede interna ao PAC) e do sistema supridor (rede externa ao PAC), respectivamente. Os fasores tensão e corrente \bar{V}_{PAC-h} e \bar{I}_{PAC-h} representam as grandezas mensuradas no PAC. Os valores das fontes de tensão de cada uma das fontes podem ser calculados com as Equações 2 e 3.

A partir da análise do circuito equivalente, tendo em vista a aplicação do teorema da superposição de tensões, é possível obter os fasores representativos das emissões individuais das partes envolvidas na tensão total mensurada no PAC através das Equações 4 e 5. A tensão total no PAC é dada pela soma das componentes obtidas anteriormente, conforme a Equação 6. Por fim, o MS estabelece que o compartilhamento das responsabilidades entre as partes deve ser feito por meio dos valores das projeções dos fasores \bar{V}_{UPAC-h} e \bar{V}_{CPAC-h} , representativos das emissões individuais de tensão sobre o fasor de tensão total no PAC - procedimento que está ilustrado na FIGURA 4.

Cumprir destacar que as grandezas nas Equações (1) a (6) são fasoriais, o que implica que todas as grandezas possuem magnitude e ângulo de fase. Portanto para a exatidão do método e a aferição das responsabilidades pela distorção harmônica é necessário que as magnitudes e os ângulos de fase sejam medidos e calculados com um nível de exatidão adequado de forma que os resultados das mencionadas equações sejam coerentes.

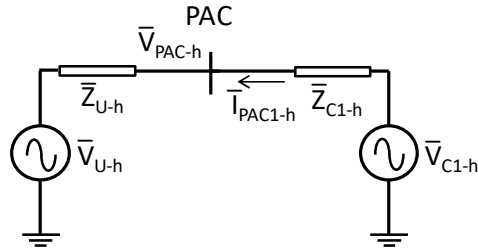


FIGURA 3 - Circuito equivalente de Thévenin para harmônica h

$$\bar{V}_{U-h} = \bar{V}_{PAC-h} - \bar{Z}_{U-h} \bar{I}_{PAC-h} \quad (2)$$

$$\bar{V}_{C-h} = \bar{V}_{PAC-h} + \bar{Z}_{C-h} \bar{I}_{PAC-h} \quad (3)$$

$$\bar{V}_{UPAC-h} = \bar{V}_{U-h} \left(\frac{\bar{Z}_{C-h}}{\bar{Z}_{C-h} + \bar{Z}_{U-h}} \right) \quad (4)$$

$$\bar{V}_{CPAC-h} = \bar{V}_{C-h} \left(\frac{\bar{Z}_{U-h}}{\bar{Z}_{C-h} + \bar{Z}_{U-h}} \right) \quad (5)$$

$$\bar{V}_{PAC-h} = \bar{V}_{UPAC-h} + \bar{V}_{CPAC-h} \quad (6)$$

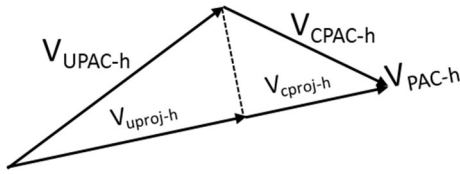


FIGURA 4 - Projeção das emissões sobre V_{PAC}

$$V_{Uproj} = V_{UPAC} * \cos(\theta_{V_{PAC}} - \theta_{V_{UPAC}}) \quad (7)$$

$$V_{Cproj} = V_{CPAC} * \cos(\theta_{V_{PAC}} - \theta_{V_{CPAC}}) \quad (8)$$

3.0 NOVAS NECESSIDADES PARA CARACTERIZAÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA EM SISTEMAS COM ELEVADO GRAU DE PENETRAÇÃO CARGAS / GERAÇÕES CONECTADAS A INVERSORES

Com o advento de cargas / gerações conectadas à rede com variados tipos de inversores e retificadores tornou-se necessário acrescentar a dimensão do ângulo de fase na medição da distorção harmônica, sendo importante a visualização destas informações. As Figuras 5, e 6 reproduzidas de (6), ilustram a visualização dos ângulos de fase em exemplos onde a tendência da corrente de 5ª harmônica é apresentada:

- Na Figura 5 observa-se em coordenadas retangulares (parcela real e imaginária) oriunda da instalação de diversos inversores fotovoltaicos a um sistema de distribuição.
- Na Figura 6 mostra em coordenadas polares a resultante da instalação de diversos carregadores de veículos elétricos plugáveis (VEP). O propósito destes gráficos é indicar que a corrente desta ordem se move ao longo dos quadrantes à medida que mais unidades são conectadas ao sistema. Obviamente que medições deste tipo consideram tanto a magnitude como o ângulo de fase.

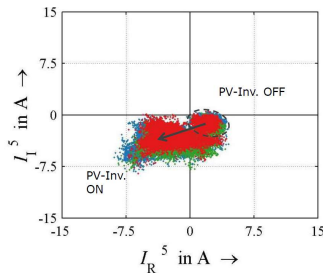


FIGURA 5 - Corrente de quinta harmônica em componentes retangulares mostrando a tendência ao se aumentar o número de inversores fotovoltaicos

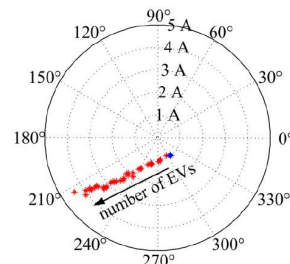


FIGURA 6 - Corrente de quinta harmônica em componentes polares mostrando a tendência ao se aumentar o número de carregadores de VEP

Medições de tensões e correntes harmônicas incluindo informação dos ângulos de fase são necessárias para aplicação de técnicas definidas no anexo D da IEC 61400-21-1 (7) para reduzir ou caracterizar a influência das tensões harmônicas de preexistentes nas medições de correntes harmônicas nos terminais de aerogeradores. As informações dos ângulos de fase das tensões e correntes harmônicas também se fazem necessárias para a representação das fontes de corrente ou tensão harmônica nos equivalentes de Norton e Thévenin previstos na IEC 61400-21-3 (8) para a representação de aerogeradores em estudos de desempenho harmônico.

4.0 ALGUMAS NORMAS EXISTENTES SOBRE A MEDIÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA E O CÁLCULO DO ÂNGULO DE FASE

Uma breve visão geral dos conceitos teóricos e das principais normas e recomendações internacionais sobre a medição harmônicas é apresentada neste item.

4.1 Norma Internacional IEC-61000-4-7

A norma internacional (9) é também um guia geral contendo os requisitos necessários para medição de harmônicos e interharmônicos, bem como as características da instrumentação necessária. Leva em consideração, entre outros, o processo de medição, a largura da janela e os intervalos de agregação definidos na IEC-61000-4-30 (2015).

A IEC 61000-4-7 (9) estabelece que analisadores que operam em sistemas com frequência nominal de 60 Hz, devem efetuar o algoritmo da DFT (*"Digital Fourier Transform"*) para cálculo harmônico em janelas de 12 ciclos cujo resultado apresenta frequências discretas (raias espectrais) de 5 Hz em 5 Hz. Importante também ressaltar que a recomendação sugere que seja usada janela variável retangular sincronizada, isto é, que a frequência de amostragem possa ser sincronizada com a frequência do sistema elétrico no local da medição, pois este procedimento evita o vazamento espectral (*"leakage"*) quando se realiza a DFT. Obviamente que a janela retangular sincronizada é mais utilizada em medição harmônica em tempo real. Os instrumentos do tipo registradores digitais de perturbação que realizam a aquisição dos sinais somente quando há ultrapassagens, geralmente utilizam janelas fixas não sincronizadas (*Hanning, Blackwell* e outras); para minimizar o vazamento espectral.

Após a realização da DFT, os analisadores precisam agrupar as raia em subgrupos harmônicos e subgrupos interharmônico. Por exemplo o subgrupo harmônico de ordem 2 usa as raia (115, 120 e 125) Hz e o subgrupo interharmônico entre as ordens 2 e 3 usa as demais excluindo as raia (125 e 175) Hz. A magnitude resultante da DFT é agrupada no subgrupo harmônico através da média quadrática das magnitudes das raia, porém, não é definido como os ângulos de fase devem ser agrupados de forma que cada fabricante pode implementar soluções diferentes. A agregação em intervalos de tempo é importante para redução dos dados armazenados.

4.2 Norma Internacional IEC-61000-4-30 (2015)

Esta norma internacional intitulada Técnicas para Testes e Medições – Métodos de Medição de Qualidade de Energia Elétrica (11) padroniza as metodologias de medição possibilitando a capacidade de comparar diretamente os resultados de diferentes analisadores. A IEC-61000-4-30 define classes de desempenho (A e S), intervalos de agregação e as metodologias para medição de vários fenômenos de QEE. Estabelece que os analisadores classe A devem produzir resultados dentro de uma faixa de incerteza predefinida na norma e não podem conter intervalos (*"gaps"*) entre as janelas de 12 ciclos analisadas. São definidas também, os seguintes intervalos de agregação da magnitude de tensão e de corrente:

- Intervalo de 3 segundos – 15 janelas de 12 ciclos;
- Intervalo de 10 minutos – 3.000 janelas de 12 ciclos;
- Intervalo de duas horas – 36.000 janelas de 12 ciclos.

A norma exige que os medidores classe A realizem resincronização da aquisição das janelas de 12 ciclos no início de cada intervalo de 10 minutos. A norma define claramente a agregação da magnitude harmônica dentro do intervalo, através da média quadrática, porém se omite com relação a agregação do ângulo de fase. A agregação da magnitude possibilita ao analisador a redução do volume de dados armazenados. Embora o algoritmo de cálculo do ângulo de fase não esteja detalhado na norma (11), a maioria dos analisadores empregam como referência a fase A da componente fundamental da tensão, ou seja, este ângulo é igualado a zero e os demais ângulos, são calculados relativamente a este. Já com relação a medição de harmônicos, a IEC-61000-4-30 faz referência a IEC-61000-4-7.

5.0 ENFOQUES MAIS RECENTES RELATIVOS AO CÁLCULO E APLICAÇÕES DO ÂNGULO DE FASE

As referências (10) e (7) analisam os problemas da determinação do ângulo de fase nas normas IEC já publicadas indicando que o processo de agrupamento em subgrupos harmônicos que incluem juntamente com as raia harmônicas, as raia espectrais de ± 5 Hz introduzem inexatidões que tornam o ângulo de fase com pouco significado físico. A referência (6) enfatiza que devido a esta falta de definição do agrupamento dos ângulos de fase existentes nas normas IEC 61000-4-7 e 61000-4-30 muitos analisadores de QEE simplesmente não apresentam os resultados de ângulos de fase e outros fabricantes usam implementações individuais baseadas em diferentes referências ou mesmo suas próprias interpretações sobre o ângulo de fase resultante.

As referências (10), (12) e (7) apresentam nova proposta para que os fasores como um todo, isto é, magnitude e ângulo de fase sejam agregados em intervalos de tempo pré-definidos. Os intervalos mais citados são de 1 segundo, 1 minuto e 10 minutos, porém, algumas vezes os intervalos de 3 segundos e duas horas também são considerados.

5.1 Novos Protocolos de Medição Sugeridos para Analisadores de Qualidade de Energia

As referências (10) e (12) usam o conceito agregação de fasores harmônicos em intervalos de tempo pré-definidos, ou seja, as DFT são calculadas em intervalos de 6 ou 12 ciclos, porém as informações do ângulo de fase são retidas até o final do intervalo de agregação.

A equação 10 mostra o resultado desta agregação de fasores harmônicos tendo sido obtido um fasor com magnitude $Y_{agg,h}$ e fase $\varphi_{agg,h}$. Este fasor é denominado Fasor de Harmônico Prevalente. A equação 11 mostra a agregação da magnitude do fasor harmônico em um intervalo de agregação de "n" janelas através da média quadrática da magnitude de cada DFT realizada em intervalos de 6 ou 12 ciclos (Magnitude Prevalente). A equação 12 prevê que o ângulo de fase seja agregado através do ângulo de fase prevalente (*"prevailing angle"*) que considera o ângulo resultante da soma fasorial de todos os fasores obtidos no intervalo de agregação.

A equação 13 mostra o nível de prevalência (“prevalence ratio”) que é definido como a magnitude resultante da soma de todos os fasores no intervalo de agregação dividido pela soma das magnitudes. O nível de prevalência igual a 1 significa que não há variação do ângulo de fase no intervalo. Tal situação é pouco provável pois sempre há alguma dinâmica ocorrendo no sistema. Níveis de prevalência superiores a 0,8 refletem fasores harmônicos com alguma estabilidade do ângulo de fase. As referências (10), (12) e (7) propõem que a informação dos ângulos de fase prevalentes, conforme definido na equação 12, sejam retidas apenas quando o nível de prevalência no intervalo for superior a 0,8.

A Figura 7 ilustra graficamente a obtenção do fasor prevalente de quinta harmônica da fase A utilizando a equação 12. Os vetores em vermelho representam os fasores obtidos através da DFT dos intervalos de 12 ciclos durante 3 segundos. O fasor prevalente corresponde à resultante, ou seja, ao fasor azul. No caso ilustrado na Figura 7 o ângulo de fase prevalente é de 28,4 graus com nível de prevalência de 0,975.

$$Y_{agg,h} = Y_{agg,h} \angle \varphi_{agg,h} \quad (\text{eq 10})$$

$$Y_{agg,h} = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_{H,h,i}^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{eq 11})$$

$$\varphi_{agg,h} = \arg\left(\sum_{i=1}^n Y_{H,h,i}\right) \quad (\text{eq 12})$$

$$PR_{agg,h} = \frac{|\sum_{i=1}^n Y_{H,h,i}|}{\sum_{i=1}^n |Y_{H,h,i}|} \quad (\text{eq 13})$$

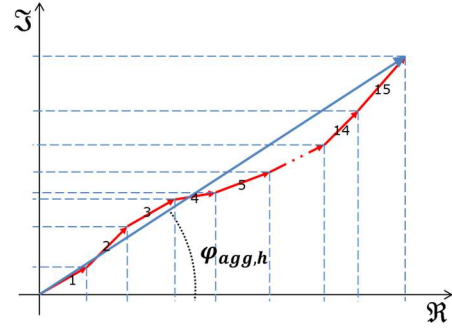


FIGURA 7 – Obtenção do ângulo de fase Prevalente em um intervalo de 3 s.

5.2 Protocolos usados em Analisadores que Utilizam Sincrofasores

Uma evolução que ocorreu nos últimos anos é relativa ao advento de unidades sincrofasoriais (“Phasor Measurement Units” – PMUs) que embutem analisadores de qualidade de energia. As diversas unidades PMUs que compõem um sistema podem se situar em diversos barramentos elétricos e são sincronizadas pelo sinal 1 pps do GPS.

Cumprе enfatizar a diferença entre o fasor e o sincrofasor. O primeiro possui ângulo de fase referenciado a uma grandeza fixa local, por exemplo, o ângulo da tensão fundamental da fase A, enquanto o segundo, muitas vezes, está referenciado a ângulo de fase de uma localidade distante usada como referência.

A diferença sincrofasorial entre os ângulos de fase de duas ou mais localidades é sincronizada com a exatidão pelo GPS. Uma das finalidades do uso de redes de PMUs é exatamente verificar a diferença angular, na frequência fundamental, entre síncronos fasores localizados em barramentos de diversas subestações, há aplicativos que detectam a variação da diferença angular e sinalizam medidas importantes do ponto de vista da operação do sistema. Os ângulos de fase das frequências harmônicas também estão sincronizados por GPS. De forma, a permitir a comparação entre os ângulos de fase das frequências harmônicas com analisadores de QEE embutidos em unidades de PMUs com os ângulos de fase obtidos por analisadores clássicos é necessário primeiramente determinar a subtração do ângulo de fase harmônico com o ângulo da tensão da fase A na frequência fundamental e a partir daí corrigir as demais medidas de ângulo.

6.0 EXEMPLOS DE MEDIÇÃO EM CAMPO

6.1 Local das Medições e Características dos Medidores Utilizados

As medições apresentadas neste item foram realizadas em um complexo eólico composto por 27 parques, os quais se conectam ao sistema elétrico via dois transformadores 525/138 kV ao PAC, conforme mostrado na Figura 8. Nos parques eólicos conectados ao PAC através do TF 3 estão instalados 211 aerogeradores, que totalizam uma potência de 419,9 MW. Nos parques conectados ao PAC através do TF4, a potência instalada é de 162,9 MW.

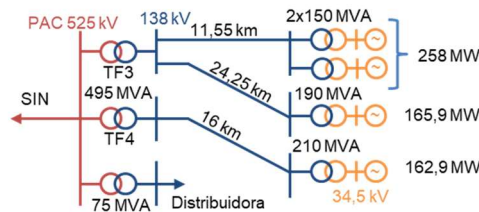


FIGURA 8 – Diagrama simplificado do complexo eólico objeto das medições

As tensões e correntes harmônicas utilizadas nas análises foram obtidas em campanha de medição empregando analisadores de QEE em todos os bays da SE durante o período aproximado de uma semana. Especificamente nos transformadores 3 e 4 foram realizadas medições simultâneas utilizando medidores de QEE de três fabricantes distintos. As medições de tensão nos dois transformadores utilizaram TPC de mesmo modelo e as medições de corrente foram realizadas no secundário de TC utilizados em circuitos de proteção. Aqui os medidores serão denominados medidor A, B e C. A TABELA 1 fornece os detalhes mais importantes de cada medidor utilizado.

TABELA 1- Descrição dos medidores.

	Método de agregação de magnitude do harmônico	Método de agregação de ângulo do harmônico	Intervalos de agregação utilizados
Medidor A	Vide item 6.2	Vide item 6.2	1 s
Medidor B	IEC61000-4-7	Não informado pelo fabricante	1 s
Medidor C	IEC61000-4-7	Não informado pelo fabricante	10 min

6.2 Medidor A

O medidor A possui um algoritmo para medição de harmônicos sincronizados por GPS que emprega DFTs com janelas Hanning de 100 ms com sobreposição de 50 %. Com relação à medição da magnitude dos harmônicos, a cada segundo, sincronizado por GPS, o medidor A fornece resultados agregados de 20 janelas referentes ao último segundo. Já com relação ao ângulo de fase, o mesmo é calculado com base na janela de 100 ms centrada no topo do segundo fornecido pelo GPS. Essa abordagem confere aos fasores harmônicos, uma medida de ângulo absoluto, permitindo assim, comparações entre medições angulares de diferentes localidades do sistema elétrico. A FIGURA ilustra as 20 janelas de 100 ms com sobreposição de 50% utilizadas pelo medidor A para a agregação de 1 s da magnitude dos harmônicos. A FIGURA ilustra o janelamento utilizado na medição do ângulo de fase.

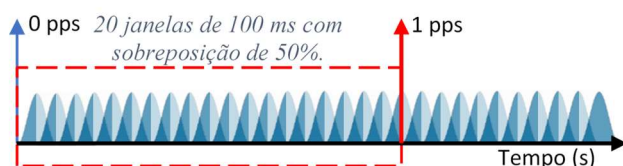


FIGURA 9 - Ilustração do janelamento do medidor A utilizado na agregação de 1 s para a magnitude dos harmônicos.

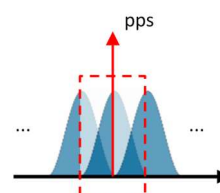


FIGURA 10 - Ilustração da janela de 100 ms do medidor A utilizada na medição do ângulo de fase.

6.3 Análise das Medições

Na sequência são apresentados alguns resultados ilustrativos das medições das tensões e correntes harmônicas em módulo e ângulo de fase obtidos com os três medidores. Por restrições de espaço, os resultados de uma determinada variável serão apresentados apenas para as medições realizadas no TF3 e ênfase será dada para as ordens harmônicas de maior interesse no compartilhamento de responsabilidades, ou seja, as harmônicas ímpares.

As harmônicas de ordem par, como a 2ª, 4ª e 6ª, apresentaram resultados aparentemente inexatos para o módulo e ângulo de fase, provavelmente devido aos seus valores inexpressivos. Por isso, não são apresentadas comparações dos resultados das medições de módulo e ângulo das tensões e correntes para estas ordens.

Para as harmônicas ímpares, com magnitudes mais elevadas, como a 3ª, a 5ª e a 7ª, as variações das magnitudes e ângulos de um período de agregação para o seguinte são relativamente pequenas em relação aos seus valores absolutos, conforme é mostrado a seguir. As Figuras 11 a 14 mostram a magnitude e o ângulo das medições da tensão e corrente do 5º harmônico realizadas pelos medidores A, B e C, no transformador 3, durante o período de 1 dia, bem como a potência despachada pelo parque eólico no mesmo período (P{MVA}). Pode-se observar também que embora os medidores A e B, com períodos de agregação de 1 segundo, tenham variações mais elevadas dos valores medidos, o medidor C apresenta valores próximos à média dos outros 2 medidores. Destaca-se ainda dois períodos em que houve variações bruscas nos valores medidos, as quais foram motivadas por evento sistêmico distante aproximadamente mil quilômetros do ponto de medição. A Figura 14 mostra que embora haja diferenças significativas entre os algoritmos de cálculo do ângulo de fase entre os medidores no período transitório estes voltam a convergir em poucos intervalos de agregação.



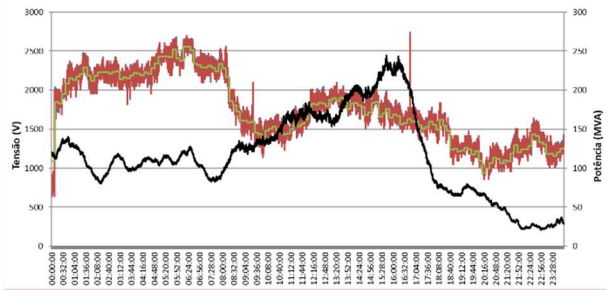


FIGURA 11 – Magnitude da tensão do 5º harmônico

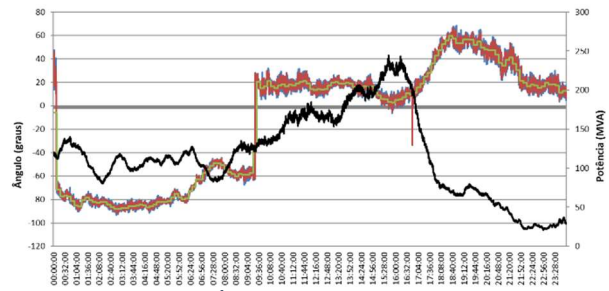


FIGURA 12 – Ângulo da tensão do 5º harmônico

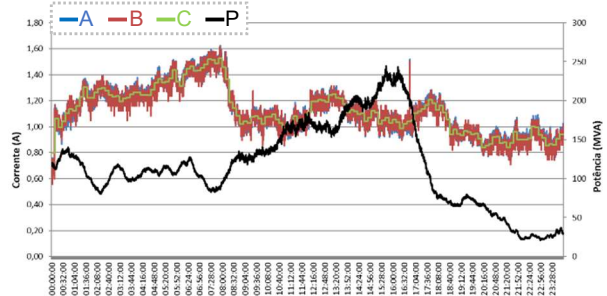


FIGURA 13 – Magnitude da corrente do 5º harmônico

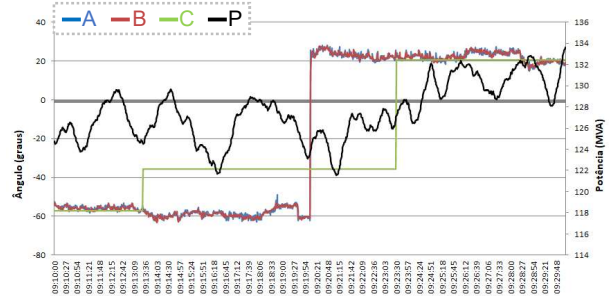


FIGURA 14 – Zoom do ângulo da tensão do 5º harmônico

6.4 Avaliação da Influência dos Ângulos de Fase na Atribuição de Responsabilidades

Nesta seção são apresentados resultados de avaliações da influência dos ângulos de fase na aplicação do método da superposição para atribuição de responsabilidade sobre as tensões harmônicas medidas no PAC do complexo eólico objeto das análises quando as tensões e correntes harmônicas são medidas por diferentes medidores e diferentes intervalos de agregação. A metodologia aplicada aqui se trata do método da superposição com múltiplas fontes e impedâncias, a qual foi proposta em (13), a que permite o compartilhamento de responsabilidades em PACs com mais de um acessante, como é o caso deste PAC com os parques eólicos ligados aos TF 3 e 4.

Resumidamente, os resultados do compartilhamento de responsabilidades apresentados a seguir foram obtidos com o método da superposição apresentado na seção 2.1 adaptado para o caso de 2 acessantes conectados ao PAC. Com as tensões e correntes medidas no PAC dos parques ligados ao TF3 e TF4 a metodologia foi processada a cada segundo de medições para os dados medidos pelos 3 medidores durante um período de 24 horas (no caso do medidor C, cada medição obtida com período de agregação de 10 minutos foi mantida por um período de 600 segundos). Desta forma, a cada segundo, a partir das tensões harmônicas medidas no PAC (hVpac) e das correntes harmônicas medidas em cada um dos TFs, bem como das informações das impedâncias harmônicas da rede externa para o patamar de carga leve (por se tratar de um domingo o dia das medições) e das redes internas dos parques, obtidas por simulação, foi possível estabelecer o percentual de responsabilidade, em relação a tensão fundamental, da rede (hVRed) e dos parques eólicos ligados ao TF3 e TF4 (hVTF3 e hVTF4). Por fim, para o cálculo do percentil 95 diário de cada uma das contribuições e comparação com o valor dos limites individuais de distorção, a metodologia calcula a média das contribuições de cada uma das fontes que se conectam ao PAC a cada período de 600 segundos. Assim, as Figuras 15 a 18 apresentam valores médios das contribuições de cada uma das fontes ligadas ao PAC a cada 10 minutos durante o período de 24 horas. O valor de hVpac registrado nas figuras corresponde aos valores medidos de uma ordem harmônica “h” pelo medidor A, no PAC. Os demais valores apresentados são identificados de acordo com o medidor correspondente – A, B ou C da seguinte maneira:

- hVRed-A: Cálculo da contribuição da rede através das tensões e correntes do medidor A
- hVTF3-A: Cálculo da contribuição dos parques eólicos (TF3) através das tensões e correntes do medidor A
- hVTF3-B: Cálculo da contribuição dos parques eólicos (TF3) através das tensões e correntes do medidor B
- hVTF3-C: Cálculo da contribuição dos parques eólicos (TF3) através das tensões e correntes do medidor C
- hVTF4-A: Cálculo da contribuição dos parques eólicos (TF4) através das tensões e correntes do medidor A
- hVTF4-B: Cálculo da contribuição dos parques eólicos (TF4) através das tensões e correntes do medidor B
- hVTF4-C: Cálculo da contribuição dos parques eólicos (TF4) através das tensões e correntes do medidor C

De acordo com as informações apresentadas nas Figuras 15 a 18 é possível concluir que as medições provenientes dos três diferentes medidores (A, B e C) produziram pequenas diferenças nas contribuições de cada uma das fontes para a tensão harmônica medida no PAC (hVpac). Para a obtenção desta conclusão é necessário comparar, nas figuras, as diferenças entre os valores das curvas definidas com as linhas contínuas, tracejadas e pontilhadas, as quais representam respectivamente as contribuições da rede e dos parques ligados ao TF3 e ao TF4. Como as curvas de mesmo tipo (mesma fonte harmônica) têm valores equivalentes, suas contribuições para a tensão hVpac são equivalentes, independente do medidor e do tempo de agregação. Vale observar também que para cada harmônica, os parques eólicos tiveram comportamentos distintos em relação à contribuição para a tensão hVpac, ou

seja, para as ordens 4ª e 7ª, contribuíram para a redução de hVpac, para a 3ª ordem, contribuíram para a elevação de hVpac e para a 5ª ordem, praticamente não alteraram a tensão harmônica preexistente no PAC.

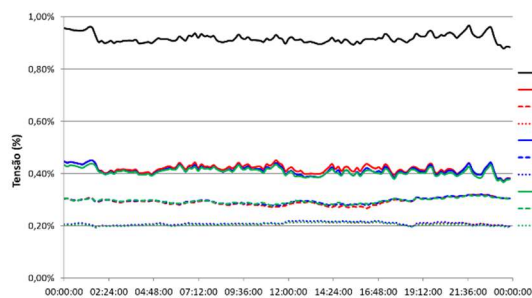


FIGURA 15 – Vpac e contribuições da rede e parques eólicos para a tensão de 3ª ordem harmônica

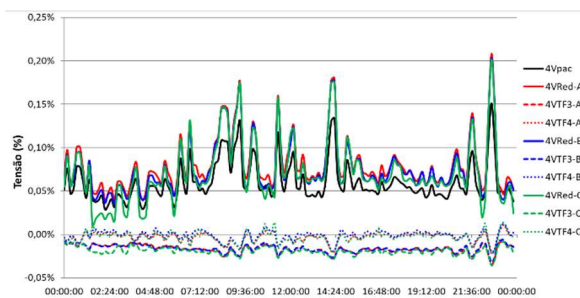


FIGURA 16 – Vpac e contribuições da rede e parques eólicos para a tensão de 4ª ordem harmônica



FIGURA 17 – Vpac e contribuições da rede e parques eólicos para a tensão de 5ª ordem harmônica

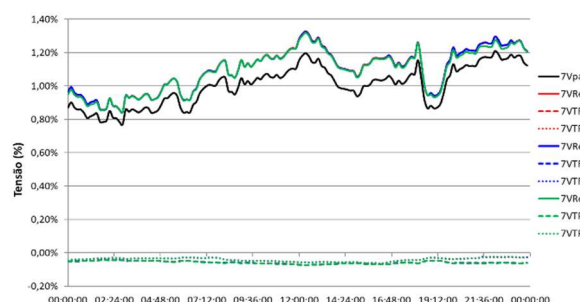


FIGURA 18 – Vpac e contribuições da rede e parques eólicos para a tensão de 7ª ordem harmônica

Conclusão semelhante pode ser obtida das informações apresentadas na Tabela 2, que mostra uma comparação dos valores dos percentis 95 diários das responsabilidades (emissões) de cada uma das fontes calculados a partir das medições realizadas por cada um dos 3 medidores.

TABELA 2 - Comparação dos P95 diários das contribuições de cada uma das fontes obtidos com diferentes medidores – V (%)

h	3				4				5				7			
Medidor	Vpac	VRed	VTF3	VTF4	Vpac	VRed	VTF3	VTF4	Vpac	VRed	VTF3	VTF4	Vpac	VRed	VTF3	VTF4
A	0,954	0,443	0,316	0,214	0,107	0,148	-0,011	0,003	0,804	0,813	0,006	-0,001	1,178	1,272	-0,045	-0,025
B	0,953	0,441	0,316	0,219	0,108	0,146	-0,010	0,006	0,803	0,812	0,006	-0,001	1,178	1,273	-0,044	-0,025
C	0,935	0,432	0,313	0,215	0,107	0,145	-0,012	0,006	0,798	0,807	0,006	-0,001	1,172	1,265	-0,045	-0,025

7.0 CONCLUSÃO

Este artigo mostrou a importância da medição de harmônicos considerando a grandeza fasorial completa: magnitude e ângulo de fase, pois torna-se importante compreender, nos sistemas elétricos atuais, que possuem gerações e cargas emissores de harmônicos, a tendência da emissão como um todo, no qual o ângulo de fase é um elemento importante. Além disto, a aplicação de metodologias de atribuição de responsabilidades também se baseia nas informações de magnitude e ângulo das tensões e correntes harmônicas.

As normas técnicas internacionais estão sendo revisadas para impor novas metodologias de cálculo e armazenamento dos ângulos de fase de forma a padronizar as medições. No entanto, o atual artigo mostrou o resultado de medições de campo usando três medidores de fabricantes diferentes com diferentes intervalos de agregação: 1 segundo e 10 minutos e os resultados indicaram, de uma maneira geral, boa convergência no cálculo do ângulo de fase a não ser em períodos em que ocorrem transitórios sistêmicos na rede, porém, findo o transitório, os ângulos de fase voltam a convergir.

Do ponto de vista do Método de Atribuição de Responsabilidades, o artigo apresentou através das Figuras 15 a 18 e da Tabela 2 que as responsabilidades de cada fonte para as tensões harmônicas no PAC praticamente não se alteram independentemente do medidor utilizado e do período de agregação considerado. Este resultado, permite que se aplique o método da superposição com tempos de agregação das medições da ordem de minutos (10, 5 ou 1 minuto, por exemplo), o que contribuiria para a redução de tempos de simulação em relação à simulações realizadas a cada segundo e ainda garantiria resultados com exatidão razoável. Esta conclusão permite que o método da superposição seja aplicado de forma mais ampla, eventualmente utilizando as próprias medições de tensão (e corrente) realizadas no PAC após a entrada dos parques em operação como base de dados para avaliações de responsabilidade harmônica.

Outra conclusão verificada nas simulações, que confirma resultados de trabalhos anteriores, é que em um mesmo período de avaliação um acessante pode contribuir para elevar as tensões harmônicas medidas no PAC para certas ordens harmônicas e contribuir para a redução de outras, ou mesmo ter contribuição quase nula.

8.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) A. C dos Santos, I. N. Santos, J. C. Oliveira, “Análise do Desempenho das Principais Metodologias para o Compartilhamento de Responsabilidades sobre as Distorções Harmônicas”, XXIII SNPTEE, Foz do Iguaçu, 2015.
- (2) Cigré Technical Brochure 468, Result from WG C4.109 - “Review of Disturbances Emission Assessment Techniques”, Cigré-Cired Working Group C4-109, June 2011. Disponível em e-Cigre.
- (3) International Standard IEC 61000-3-6, 2nd. Ed., 2008. “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3-6: Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems”
- (4) M.P De Carli, et al. “Harmônicos Resultantes da Conexão de Parques Eólicos com a Rede Elétrica: Análise Conjunta de Medições e Simulações Associadas a um Estudo de Caso”, XXIII SNPTEE, Foz do Iguaçu, 2015.
- (5) I. Papič, et al. “CIGRE/CIREC JWG C4.42: Overview of Common Methods for Assessment of Harmonic Contribution from Customer Installation”, 2017 IEEE Manchester PowerTech.
- (6) Cigré Technical Brochure 719. Result from JWG C4.24 – Cigré-Cired. “Power Quality and EMC Issues with Future Electricity Networks” – March 2018. Disponível e-Cigre.
- (7) International Standard IEC 61400-21-1, 2019 - “Measurements and Assessment of Electrical Characteristics – Wind Turbines”
- (8) International Standard IEC 61400-21-3, 2019 - “Measurements and Assessment of Electrical Characteristics – Wind turbine harmonic model and its applications”.
- (9) Internacional Standard IEC-61000-4-7, Ed2, 2002. “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and Measurements Techniques – General Guide in Harmonic and Interharmonic Measurements and Instrumentation for Power Supply Systems and Equipment Connected Thereto”.
- (10) Impact of Aggregation Interval on Harmonic Phase Angle Measurements – Brandon Peterson et alli, 2018 IEEE 9th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS).
- (11) Internacional Standard IEC-61000-4-30, Ed., 2015. “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and Measurement Techniques – Power Quality Measurement Methods”.
- (12) On Harmonic Emission Assessment A Discriminative Approach – Brandon Peterson et alli; 2017 South Africa Institute of Electric Engineers.
- (13) M.P De Carli, R. Antunes. “Proposição do Método da Superposição com Múltiplas Fontes e Impedâncias para a Atribuição de Responsabilidades sobre as Distorções Harmônicas de Tensão”, XXV SNPTEE, 2019.



Tiago Fernandes Moraes, nascido no Rio de Janeiro em 1988, é graduado em engenharia elétrica com ênfase em eletrônica em 2011 pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ. Obteve seu mestrado no ano de 2014 em engenharia eletrônica com ênfase em sistemas inteligentes, controle e automação, na Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ. Trabalha no CEPEL desde 2015, onde atualmente atua como Pesquisador. Suas principais áreas de interesse são qualidade de energia e medição fasorial sincronizada.

(2) RICARDO PENIDO DUTT ROSS

Ricardo Penido D. Ross, é natural do Rio de Janeiro, Graduado pela PUC-RJ em 1977 e Mestrado pela PUC-RJ em 1982. Foi pesquisador e chefe de Departamento do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel (1985 - 2020) é atualmente Consultor Independente. Suas áreas de atuação em pesquisa abrangem Qualidade de Energia Elétrica, Estudos de Sistemas Elétricos e Redes Elétricas Inteligentes. É membro do Cigre, do IEEE e da SBQEE

(3) MIGUEL PIRES DE CARLI

Miguel Pires De Carli nasceu em Porto Alegre, RS, em 22 de Novembro de 1978. Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul em 2007. Ingressou na Eletrosul em 2001 e já trabalhou nos Departamentos de Operação e de Planejamento do Sistema. Especialista em Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2012. Atualmente trabalha no Departamento de Engenharia onde coordena o Setor de Estudos de Engenharia. É membro do Cigré com atuação nos CE B4 e C4. Suas principais áreas de atuação são qualidade de energia elétrica e estudos de transitórios eletromagnéticos.