

Grupo de Estudo de Desempenho de Sistemas Elétricos-GDS

Proposição do Método da Superposição com Múltiplas Fontes e Impedâncias para a Atribuição de Responsabilidades sobre as Distorções Harmônicas de Tensão

**MIGUEL PIRES DE CARLI (1); RICARDO ANTUNES (1);
ESUL (1);**

RESUMO

O presente Informe Técnico (IT) propõe uma metodologia para atribuição de responsabilidades sobre as distorções harmônicas medidas em pontos de acoplamento com mais de um empreendimento com fontes não lineares conectado, a qual foi denominada Método da Superposição com Múltiplas Fontes e Impedâncias. Para isto, o artigo contextualiza o problema, apresenta as principais metodologias existentes e detalha a metodologia proposta, apresentando a sua fundamentação teórica, os dados necessários e o seu processamento. Para isto, o IT apresenta um estudo de caso realizado em um PAC com dois conjuntos de parques eólicos conectados de forma independente, onde o objetivo é determinar quais as contribuições da rede e de cada um dos parques para as tensões harmônicas em análise. O artigo conclui que a metodologia proposta tem aplicação viável e prática para a atribuição de responsabilidades sobre as distorções harmônicas e deveria ser utilizada de forma complementar aos estudos como forma permitir uma alocação justa de custos relativos a instalação de equipamentos para a redução de distorções harmônicas.

PALAVRAS-CHAVE

Qualidade de energia, Harmônicos, Atribuição de Responsabilidades, Método da Superposição, Aerogeradores

1.0 - INTRODUÇÃO

O aumento do número de cargas utilizando conversores eletrônicos e dos sistemas de geração de energia baseados em inversores tem tornado o tema distorção harmônica objeto de preocupação não só no Brasil, mas também em âmbito internacional. Esta preocupação se manifesta tanto na definição de metodologias para a avaliação do desempenho harmônico, como na atribuição de responsabilidades sobre as distorções harmônicas verificadas em um determinado ponto do sistema.

Com relação a atribuição de responsabilidades sobre as distorções harmônicas, existe um grupo de trabalho internacional denominado *JWG C4.42 - Continuous Assessment of Low-Order Harmonic Emissions from Customer Installations* que tem o objetivo de propor diretrizes práticas para monitoramento *on-line* e avaliação contínua de emissões harmônicas de baixa ordem causadas por instalações não lineares. No Brasil, em função da relevância do tema, também existem trabalhos sendo desenvolvidos visando propor metodologias para a atribuição de responsabilidades sobre as distorções de tensão, quais sejam: método da superposição modificado (1), que utiliza filtros passivos adicionais instalados no PAC, e metodologia que utiliza o conceito de “isolamento harmônico” através de filtros ativos aplicados no ponto de avaliação, a qual tem sido desenvolvida pelo CEPEL.

A Eletrosul, no sentido de investigar se os seus parques eólicos elevam ou reduzem o conteúdo harmônico no PAC, ou mesmo se eventuais elevações superam os requisitos de rede, desenvolveu uma metodologia de atribuição de responsabilidades sobre as distorções de tensão baseada no Método da Superposição (2, 3), a qual

foi denominada Método da Superposição com Múltiplas Fontes e Impedâncias, onde pretende-se refletir, de forma criteriosa, sobre as reais necessidades de instalação de filtros, inicialmente identificadas em estudo.

A metodologia proposta tem como principal vantagem, o fato de não necessitar da instalação de equipamentos adicionais como os filtros ativos ou passivos e necessita apenas das correntes e tensões harmônicas medidas no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) e das impedâncias harmônicas das redes interna e externa. Além disto, o método proposto constitui-se em uma generalização do método tradicional, uma vez que permite atribuir responsabilidades sobre as distorções medidas em um PAC com mais de um empreendimento conectado; assim, em uma subestação com dois empreendimentos eólicos distintos conectados, por exemplo, é possível determinar quantos por cento ou qual o nível de contribuição para a formação da distorção medida é de responsabilidade do sistema e quanto é de responsabilidade de cada um dos parques. Outra diferença do método proposto para o método tradicional é que no método proposto, visando contornar dificuldades de representação da impedância da rede externa e cobrir um maior número de cenários para o sistema, a análise é feita para diversas impedâncias representativas da rede externa.

Neste sentido, o IT apresenta brevemente algumas das metodologias existentes e que estão sendo estudadas no JWG C4.42 e em maiores detalhes a metodologia proposta. Como estudo de caso, são apresentados resultados da aplicação da metodologia em parques eólicos da Eletrosul. Os valores das responsabilidades atribuídas aos parques eólicos são comparados à resultados de estudos e à resultados da aplicação de outras metodologias como forma de verificar a coerência entre os resultados.

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

Esta seção faz um breve resumo a respeito dos principais métodos encontrados na literatura para a realização do compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas.

O artigo (4) apresenta fundamentações teóricas e resultados de estudos computacionais para a avaliação do desempenho de diversos métodos e conclui que apenas os métodos da Superposição e da Superposição Modificado apresentam desempenhos adequados, inclusive, em função de o método da Superposição se basear em princípios sólidos, este é tomado como gabarito para avaliação dos outros métodos. Todavia, o artigo ressalta que existem dificuldades de ordem prática, principalmente relacionadas à obtenção das impedâncias harmônicas, que acabam por inibir a aplicação dos métodos da Superposição e da Superposição Modificado. Em função de tais dificuldades, o artigo sugere investigações adicionais, a respeito dos dois métodos, no sentido de conduzir a uma aplicação confiável e prática. Com relação aos outros métodos (Fluxo de Potência Harmônica, da Corrente Conforme e Não-Conforme, e da Análise dos Espectros de Frequências), o artigo conclui sobre a inviabilidade de aplicação destes em sistemas reais, pois resultam em erros relevantes em relação aos resultados esperados.

A Brochura Técnica (BT) 468 (5) do Cigré-Cired trata da avaliação dos níveis de emissão por parte de acessantes individuais relativas aos distúrbios de Qualidade de Energia Elétrica (QEE), dentre eles a distorção de tensão. De acordo com a BT 468, o circuito equivalente apresentado na Figura 1a 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 pré-existente e Z_h e Z_{hc} são, respectivamente, as impedâncias da rede e do consumidor; e \bar{I}_{hc} é a fonte harmônica presente na instalação do consumidor.

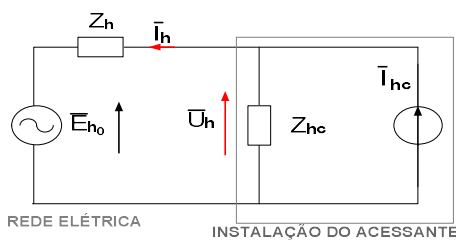


Figura 1a – Circuito equivalente para harmônica h

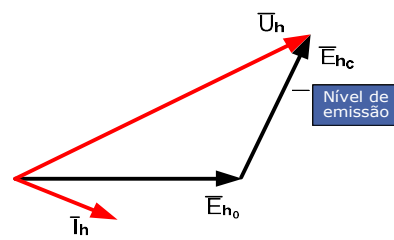


Figura 1b – Nível de emissão de harmônicos (6)

A IEC 61000-3-6 (6) 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 1b. 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 primeira abordagem para a avaliação do nível de emissão harmônica de uma instalação, (5) recomenda avaliar se os níveis de distorção pós-conexão do acessante diminuem ou aumentam em relação aos níveis pré-conexão em bases estatísticas. Se os níveis diminuírem, entende-se que a conexão é aceitável e não são mais necessárias investigações; todavia, se os níveis de distorção no PAC aumentarem é necessário determinar a emissão da instalação sob consideração e compará-la com os limites estabelecidos. Para avaliar este último caso a brochura apresenta 3 métodos, sendo o primeiro baseado na comparação de medições sem e com a instalação avaliada e o segundo, em medições de longa duração das magnitudes das tensões e correntes harmônicas

medidas no PAC. Estas duas primeiras abordagens foram descritas e aplicadas em casos reais apresentados em (7). A terceira abordagem proposta na BT 468 será descrita a seguir como Método Vetorial IEC. No âmbito do JWG C4.42, os principais métodos sob avaliação são o Método Vetorial IEC, o Método da Superposição (denominado no JWG C4.42 como *Voltage Harmonic Vector Method* (2)) e o Método do Fluxo de Potência Harmônica. Este último, como não permite calcular os níveis de contribuição das fontes avaliadas e somente é capaz de indicar a fonte dominante dos harmônicos não será detalhado aqui.

2.1 Método Vetorial IEC

O Método Vetorial IEC (2, 5 e 6) é baseado na avaliação da diferença entre os fasores de tensão harmônica antes e após a conexão da fonte sob avaliação. A definição do fasor de emissão (\bar{E}_{hc}) é a mesma ilustrada na Figura 1b, onde o fasor \bar{U}_h representa a tensão harmônica registrada após a conexão da fonte à rede externa. O fasor \bar{E}_{h0} representa o nível harmônico de tensão da rede externa, prévio à conexão da fonte. De acordo com (6) a instalação só emite harmônicos se a magnitude da tensão harmônica medida no PAC, \bar{U}_h , for maior que a magnitude da tensão harmônica preexistente. O valor do fasor \bar{E}_{h0} é determinado a partir dos valores das tensões e correntes harmônicas medidas no PAC e da impedância da rede externa Z_h , conforme a Equação 2.

$$\bar{E}_{h0} = \bar{U}_h - \bar{Z}_h \bar{I}_h \quad (2)$$

O nível de emissão harmônica, para cada ordem, é definido como sendo o módulo do fasor \bar{E}_{hc} , calculado a partir da diferença dos fasores \bar{U}_h e \bar{E}_{h0} . Com esta abordagem, a metodologia permite calcular o nível de distorção preexistente (ou de fundo) a cada instante das medições realizadas e com estes valores, verificar se a instalação sob avaliação reduz ou eleva as distorções ao longo do tempo, bem como seu nível de emissão em caso de elevação das distorções. Um exemplo da aplicação desta metodologia é apresentado em (8).

2.2 Método da Superposição

O Método da Superposição utiliza o circuito representativo do sistema, para cada ordem harmônica em análise, ilustrado na Figura 2, onde a fonte \bar{V}_{C-h} representa a tensão harmônica gerada pelas cargas não lineares internas ao PAC (consumidor) e a fonte \bar{V}_{U-h} representa 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. A tensão \bar{V}_{PAC-h} representa a tensão harmônica de ordem h e \bar{I}_{PAC-h} representa a corrente harmônica de ordem h , ambas mensurada no PAC. Os valores das fontes de tensão de cada uma das fontes podem ser calculados com as Equações 3 e 4.

A partir da análise do circuito equivalente, tendo em vista a aplicação do teorema da superposição de tensões, com atuação isolada de cada uma das fontes, é possível obter os fasores representativos das emissões individuais das partes envolvidas na tensão total mensurada no PAC com as Equações 5 e 6. A tensão total no PAC é dada pela soma das componentes obtidas anteriormente, conforme a Equação 7. Por fim, o Método da Superposição 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 será ilustrado na apresentação da metodologia proposta.

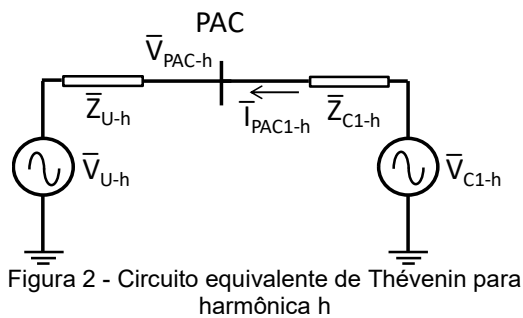


Figura 2 - Circuito equivalente de Thévenin para harmônica h

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

$$\bar{V}_{C-h} = \bar{V}_{PAC-h} + \bar{Z}_{C-h} \bar{I}_{PAC-h} \quad (4)$$

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

$$\bar{V}_{CPAC-h} = \bar{V}_{C-h} \left(\frac{\bar{Z}_{U-h}}{\bar{Z}_{C-h} + \bar{Z}_{U-h}} \right) \quad (6)$$

$$\bar{V}_{PAC-h} = \bar{V}_{UPAC-h} + \bar{V}_{CPAC-h} \quad (7)$$

Conforme já comentado, a definição dos valores das impedância utilizadas nos métodos propostos na BT 468 ou no JWG C4.42 são um ponto crítico, por isso em alguns casos é sugerido o uso de impedâncias de referência, baseadas na potência de curto-circuito do ponto avaliado ou na potências ativa despachada pelo consumidor. Vale lembrar que estas impedâncias podem ser obtidas por métodos invasivos e não invasivos (2), ou simulações.

3.0 - MÉTODO DA SUPERPOSIÇÃO COM MÚLTIPLAS FONTES E IMPEDÂNCIAS

Visando a identificação de responsabilidades de forma individualizada, no caso de pontos de acoplamento comum à vários acessantes com fontes não lineares em suas instalações, este item apresenta uma generalização do Método da Superposição clássico, denominado Método da Superposição com Múltiplas Fontes e Impedâncias.

Além das múltiplas fontes, o método proposto permite utilizar múltiplas impedâncias representativas da rede externa (sistema supridor) como forma se obter uma representação abrangente das configurações sistêmicas.

Para a aplicação da metodologia proposta considera-se um sistema com “n” fontes não lineares, conforme apresentado na Figura 3. Aplicando-se a teoria de circuitos elétricos à topologia apresentada, pode-se representar as tensões harmônicas associadas às fontes da rede supridora, da carga não linear “1” e da carga não linear “n” conforme as Equações 8, 9 e 10, respectivamente.

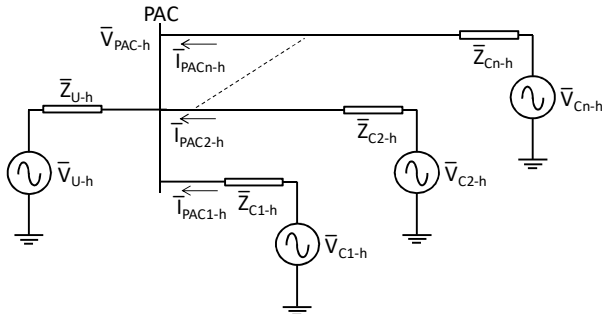


Figura 3 - Circuito equivalente de Thévenin para um sistema com múltiplas fontes harmônicas

$$\bar{V}_{U-h} = \bar{V}_{PAC} - \bar{Z}_U (\bar{I}_{PAC1-h} + \dots + \bar{I}_{PACn-h}) \quad (8)$$

$$\bar{V}_{C1-h} = \bar{V}_{PAC-h} + \bar{Z}_{C1-h} (\bar{I}_{PAC1-h}) \quad (9)$$

...

$$\bar{V}_{Cn-h} = \bar{V}_{PAC-h} + \bar{Z}_{Cn-h} (\bar{I}_{PACn-h}) \quad (10)$$

De posse das informações das impedâncias das redes externa e internas de cada uma das conexões, bem como dos valores medidos das tensões e correntes, em módulo e ângulo, no PAC, as parcelas individuais de emissão de cada uma das fontes (rede externa e cargas individuais) são determinadas com uso da técnica da superposição, Equações 11, 12 e 13. A tensão total, \bar{V}_{PAC-h} , corresponde ao somatório das emissões, conforme a Equação 14.

Por fim, o compartilhamento de responsabilidades entre as partes é definido por meio dos valores das projeções dos fasores correspondentes às emissões da rede externa (\bar{V}_{UPAC}) e das cargas ($\bar{V}_{C1PAC-h}$ a $\bar{V}_{CnPAC-h}$) sobre o fasor resultante das medições (\bar{V}_{PAC-h}), conforme é ilustrado na Figura 4, onde, à título de exemplo, são considerados, individualmente, 2 centros de carga C1 e C2. A Equação 15 exemplifica o cálculo da contribuição da rede, V_{Uproj} , como a projeção do vetor V_{UPAC} sobre V_{PAC} .

$$\bar{V}_{UPAC-h} = \bar{V}_{U-h} \left(\frac{Z_{C1} // Z_{C2} // \dots // Z_{Cn}}{Z_{C1} // Z_{C2} // \dots // Z_{Cn} + Z_U} \right) \quad (11)$$

$$\bar{V}_{C1PAC-h} = \bar{V}_{C1-h} \left(\frac{Z_U // Z_{C2} // \dots // Z_{Cn}}{Z_U // Z_{C2} // \dots // Z_{Cn} + Z_{C1}} \right) \quad (12)$$

...

$$\bar{V}_{CnPAC-h} = \bar{V}_{Cn-h} \left(\frac{Z_U // Z_{C1} // \dots // Z_{Cn-1}}{Z_U // Z_{C1} // \dots // Z_{Cn-1} + Z_{Cn}} \right) \quad (13)$$

$$\bar{V}_{PAC} = \bar{V}_{UPAC-h} + \bar{V}_{C1PAC-h} + \dots + \bar{V}_{CnPAC-h} \quad (14)$$

$$V_{Uproj} = V_{UPAC} * \cos(\theta_{V_{PAC}} - \theta_{V_{UPAC}}) \quad (15)$$

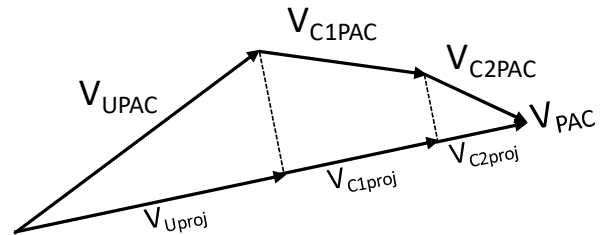


Figura 4 – Exemplo da projeção dos fasores das emissões sobre o fasor V_{PAC}

3.1 Representação das Múltiplas Impedâncias dos Sistema

A utilização de múltiplas impedâncias representativas do sistema no método proposto visa contornar as dificuldades de representação e obtenção dos valores destas impedâncias em programas de simulação devido ao seu comportamento dinâmico no tempo. Para tanto, o método proposto permite utilizar múltiplos valores de impedâncias simuladas, que buscam representar, de forma conservadora e abrangente, as possíveis condições de rede associadas ao período de medição das distorções harmônicas. Este procedimento também evita a utilização de impedâncias de referência, simplificação que pode negligenciar efeitos de ressonâncias. Desta forma, a aplicação do método proposto é realizada de forma sequencial para as várias impedâncias representativas das condições da rede, conforme segue:

- impedâncias simuladas na condição de rede completa nos patamares de carga pesada, média e leve;
- impedâncias dos vértices (pontos de A a F) do Lugar Geométrico representativo da rede externa da harmônica em análise calculado para os períodos de carga citados acima e englobando contingências até a terceira vizinhança do PAC para o ano em que foram realizadas as medições.

Com relação ao tipo de LG, nos exemplos deste artigo foram utilizados polígonos hexagonais, conforme apresentado na Figura 5, mas outras formas de LG poderiam ser utilizadas. Definidas as impedâncias harmônicas da rede externa, os cálculos das contribuições de cada uma das fontes são realizados, então, de forma sequencial para cada uma das impedâncias consideradas.

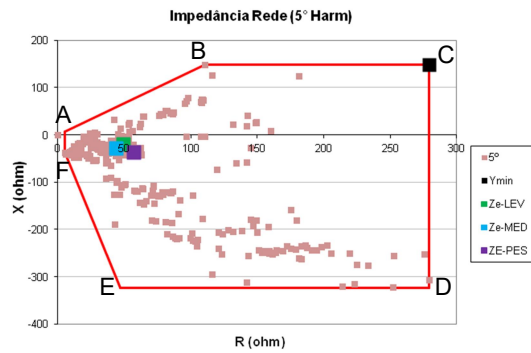


Figura 5 - Exemplo de polígono hexagonal e seus vértices

3.2 Tratamento do Dados Processados

O processamento dos dados na aplicação da metodologia é feito com tensões e correntes harmônicas medidas e integralizadas pelo medidor de qualidade de energia em um curto período de tempo, de forma a garantir que as variações angulares da tensão e da corrente durante o período de integralização sejam pequenas. Conforme as características das fontes analisadas, este período pode ser ajustado. Nos casos deste relatório foram utilizadas medições integralizadas a cada 1 ou 3 segundos. Desta maneira, para cada medida (1 ou 3 s) de tensão e corrente harmônica no PAC (V_{PAC} e I_{PAC}) se determina os valores de contribuição da rede e das fontes não-lineares. O processo é executado sequencialmente para todos os valores medidos ao longo do período de medição.

Assim, para que os valores das contribuições de cada uma das fontes consideradas no processamento sejam comparados com os limites previstos para os indicadores de distorção harmônica, após o cálculo das contribuições de cada fonte em cada intervalo de medição, é calculada a média das contribuições de cada fonte em um período de 10 minutos. Este procedimento é repetido para todas as medidas de forma que se obtenham as contribuições de todas as fontes a cada 10 minutos ao longo do período de medição. Este processo é repetido para cada uma das impedâncias críticas que resultam em variados graus de contribuições para as fontes envolvidas. Como resultado final para determinação das participações efetivas ao longo do período de monitoração, a presente metodologia propõe o cálculo das médias das contribuições obtidas para cada uma das impedâncias consideradas, conforme será apresentado nas seções de resultados práticos. Por fim, o percentil 95 diário de cada contribuição é calculado e pode ser comparado com os limites dos Procedimentos de Rede (PR).

4.0 - ESTUDO DE CASO

O estudo de caso deste IT é realizado em um complexo eólico composto por 27 parques localizados no extremo sul do estado do Rio Grande do Sul, os quais entraram em operação gradativamente, conforme segue: os de Geribatu e Chuí entre 30/01/15 e 21/10/15 e os de Hermenegildo entre 15/10/15 e 15/01/16. A conexão destes parques ao sistema elétrico é realizada via dois transformadores 525/230 kV na SE 525 kV Santa Vitória do Palmar 2 (SPA2), conforme mostrado na Figura 6. Nos parques eólicos de Geribatu e Chuí, conectados ao PAC através do TF 3 da SE SPA2, estão instalados 211 aerogeradores, que totalizam uma potência de 419,9 MW. Nos parques de Hermenegildo existem 91 aerogeradores, os quais se conectam ao PAC através do TF 4 da SE. Desta forma, o complexo eólico tem uma potência instalada de 582,8 MW. Todos os aerogeradores do complexo são do tipo DFIG.

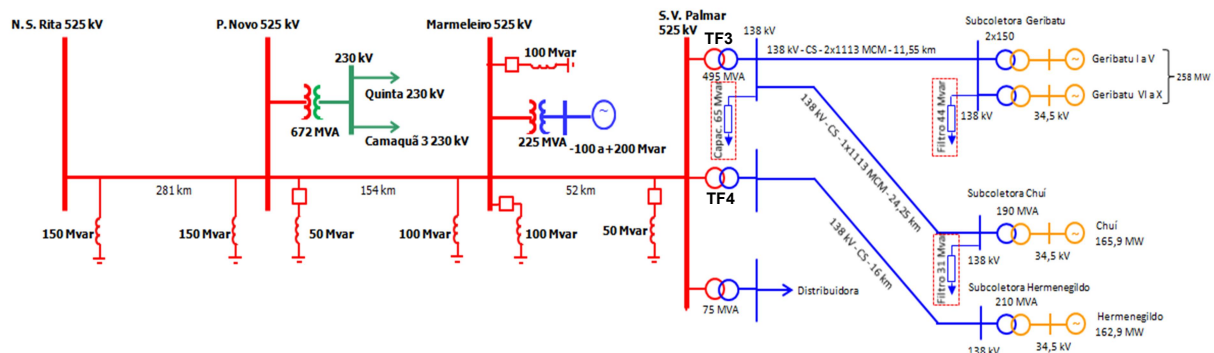


Figura 6 – Esquemático simplificado do complexo eólico e rede externa

As últimas versões dos estudos de desempenho harmônico, submetidas separadamente ao ONS por estes dois conjuntos de parques, indicam violações dos limites individuais previstos nos procedimentos de rede, conforme apresentado na Tabela 1. Situação que obrigou os parques de Geribatu e Chuí a dimensionar 2 filtros Tipo C com potências de 44 e 31 Mvar e um capacitor de 65 Mvar para atender, nos estudos, os limites de distorção e requisitos de potência reativa. Detalhes desta solução de filtragem e potência reativa foram apresentados em (9).

Tabela 1 – Distorções simuladas nos estudos de desempenho harmônico

Parques	Vh (%)						
	2	3	4	5	6	7	DTHT
Geribatu e Chuí	0,66	1,34	0,72	0,70	0,08	0,90	1,82
Hermenegildo	0,26	0,97	0,68	0,40	0,27	0,56	1,48

No entanto, com base no monitoramento contínuo das distorções de tensão verificadas no PAC destes parques e em outras experiências, os proprietários dos empreendimentos contestam os resultados dos estudos e a necessidade de se instalar filtros. Os resultados estatísticos deste monitoramento, com comparações dos valores médios das distorções e do máximo percentil 95 diário das medições pré e pós parque, durante quase 3 anos de operação, foram apresentados em (9) e são reproduzidos na Tabela 2. Vale ressaltar que tais medições foram realizadas sem qualquer filtro instalado. Resumidamente, (9) constata que para as ordens pares, mesmo em medições de longo prazo, as distorções medidas são bastante inferiores aos valores previstos nos estudos, inclusive para a 2ª e 3ª harmônicas, após a entrada dos parques em operação, as distorções são menores que as medidas sem os parques. Para as ordens ímpares, especialmente a 5ª e a 7ª, as distorções preexistentes em conjunto com provável ressonância no sistema tem efeito predominante na elevação das distorções, independente da operação do parque. No entanto, como as distorções de 5ª e 7ª ordens já tem valores prévios relativamente elevados, não é tarefa trivial demonstrar que os parques não elevam tais distorções nos níveis previstos nos estudos.

Tabela 2 – Distorções medidas no PAC antes e após a entrada em operação - Vh (%) médios e percentil 95

Indicador	Período	2	3	4	5	6	7	DTHT
Média	Pré	0,084	1,067	0,051	0,478	0,049	0,232	1,422
	Pós	0,045	0,247	0,072	0,603	0,055	0,547	-
P95	Pré	0,197	1,448	0,084	0,828	0,085	0,545	1,909
	Pós	0,175	1,138	0,498	1,689	0,329	1,794	2,182

Neste sentido, a metodologia proposta neste IT foi aplicada tanto para os parques eólicos objeto deste estudo de caso como no Complexo Eólico de Cerro Chato com o intuito demonstrar ao ONS que a contribuição efetiva dos parques eólicos para as distorções de tensão é inferior aos valores previstos nos estudos. As seções a seguir descrevem os dados utilizados para o processamento da metodologia e as avaliações das responsabilidades através do processamento da metodologia.

4.1 Dados Utilizados

As tensões e correntes harmônicas utilizadas nas análises foram obtidas em campanha de medição conjunta entre CEPEL e Eletrosul empregando analisadores de QEE em todos os bays da SE SPA2 e em um aerogerador do parque de Hermenegildo com o objetivo de realizar análises mais amplas que as apresentadas neste IT. Especificamente nos transformadores 3 e 4 foram realizadas medições simultâneas com medidores Fluke 435-II, com período de integralização de 1s, e com o medidor Arbiter 1133, com períodos de 1 ou 3 s, a fim de se comparar os resultados. 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.

As impedâncias dos dois conjuntos de parques foram calculadas individualmente considerando os elementos desde o PAC até os aerogeradores, representando ou não as impedâncias internas dos aerogeradores (filtros passivos e estatores), modelagens que representam situações com os aerogeradores gerando energia ou com potência nula (sem vento), respectivamente. Como durante o período avaliado as situações com vento predominaram, as análises apresentadas neste IT foram realizadas com as impedâncias internas dos aerogeradores representadas. A Figura 7a mostra as impedâncias internas dos parques de Geribatu e Chuí (GC) e Hermenegildo (HM) com as impedâncias internas dos aerogeradores representadas (CZint) ou não representadas (SZint). As impedâncias harmônicas da rede externa foram calculadas nas condições descritas na Seção 3.1 e representam a impedância vista da barra da SE SPA2 com os parques eólicos em análise desconectados. A Figura 7b ilustra o comportamento da impedância da rede externa nos patamares de carga pesada, média e leve em regime normal de operação. O lugar geométrico hexagonal ilustrado na Figura 5 mostra, a título de exemplo, as impedâncias consideradas na análise do 5º harmônico (regime normal e vértices).

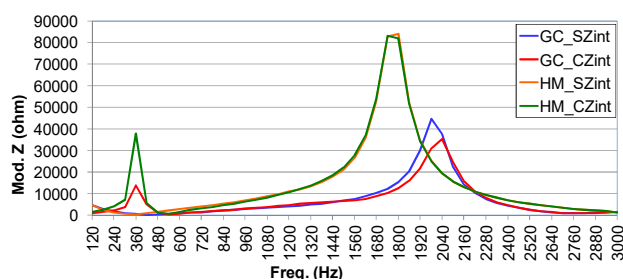


Figura 7a – Impedância harmônica da rede interna dos parques Geribatu/Chuí e Hermenegildo

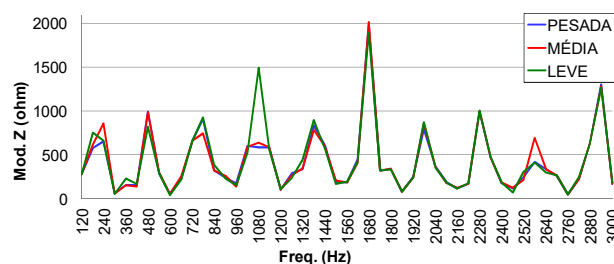


Figura 7b – Impedância harmônica da rede externa dos parques Geribatu/Chuí e Hermenegildo

Vale destacar as significativas diferenças das magnitudes das impedâncias das redes interna e externa para certas ordens harmônicas, bem como a influência da representação das impedâncias internas dos aerogeradores no comportamento da impedância da rede interna dos parques.

4.2 Avaliações das Responsabilidades com Impedância Z_U de Regime Normal

Esta seção apresenta resultados de uma análise mais ampla realizada para os harmônicos que apresentaram violações nos estudos de desempenho harmônico com o objetivo de se identificar casos que merecem atenção ou detalhamento em função de distorções ou contribuições elevadas. Em função dos tempos de processamento, para esta análise, utilizou-se apenas a impedância da rede externa (Z_U) para o patamar de carga média com a rede integra. Os resultados para o 3º harmônico não são apresentados aqui, uma vez que as distorções pós parque são significativamente inferiores às medidas antes da entrada dos empreendimentos em operação, de acordo com a Tabela 2, e conforme (9) apresentou, as distorções desta ordem se elevam durante desconexões dos parques, portanto, entende-se que os parques não elevam as distorções como previsto em estudo.

As Figuras 8 a 11 apresentam resultados da aplicação da metodologia proposta para os harmônicos de 2ª, 4ª, 5ª e 7ª ordens com dados obtidos com o medidor Arbiter. Os gráficos são compostos pela tensão harmônica medida no PAC (hV_{pac}) e pelas contribuições do sistema (hV_{Rede}) e dos complexos eólicos Geribatu/Chuí (hV_{TF3}) e Hermenegildo (hV_{TF4}). Os valores que compõem os gráficos são médias de 10 minutos obtidas da aplicação da metodologia em dados medidos em períodos de 1 em 1 segundo.

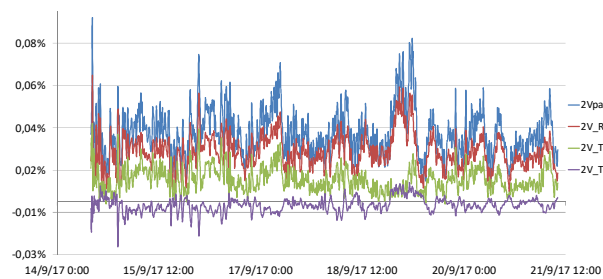


Figura 8 - V_{PAC-2} medida e contribuições calculadas

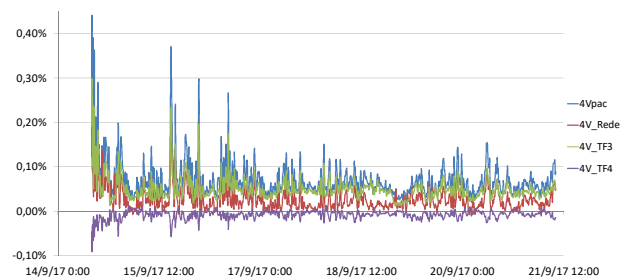


Figura 9 - V_{PAC-4} medida e contribuições calculadas

Os resultados demonstram que as distorções totais de 2ª ordem durante todo o período de medição tiveram valores muito baixos, da ordem 0,05 % da tensão fundamental, a contribuição da rede é levemente inferior à tensão total medida e a contribuição dos parques eólicos é baixíssima, normalmente inferior à 0,02%. Para o 4º harmônico os resultados indicam que a distorção total está abaixo do limite individual, assim como a 2ª ordem, e os parques ligados ao transformador 3 e a rede são as fontes que mais contribuem para a distorção total. Na maior parte do tempo os parques ligados ao transformador 4 contribuem para a redução da distorção total de 2ª e 4ª ordens.

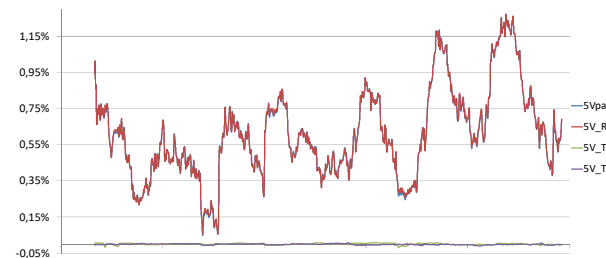


Figura 10 - V_{PAC-5} medida e contribuições calculadas

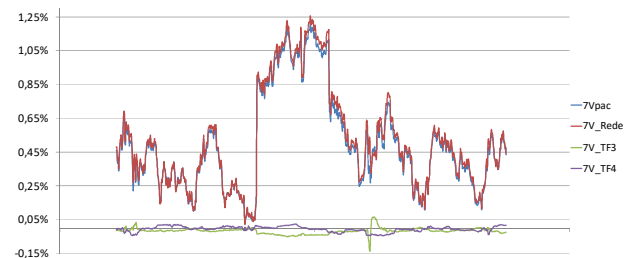


Figura 11 - V_{PAC-7} medida e contribuições calculadas

As análises de responsabilidade realizadas para a 5ª ordem harmônica, apresentada na Figura 10 demonstram que a distorção total medida no PAC é gerada quase em sua totalidade pela rede, com contribuição insignificante dos parques eólicos. Este resultado está de acordo com o que foi mostrado no artigo (9) que demonstrou que as distorções desta ordem praticamente não se alteravam durante momentos anteriores e posteriores à desconexão dos parques eólicos em questão, devido ao baixo nível de emissão harmônica dos parques nesta ordem. Para o 7º harmônico, as análises indicam que a contribuição da rede é predominante para a distorção total medida, sendo inclusive um pouco superior a distorção total. Já a contribuição dos parques ligados aos transformadores 3 e 4 são muito baixas e em certos dias da análise contribuíram para a redução das distorções.

Após o processamento desta análise foi possível calcular o percentil 95 diário das distorções harmônicas medidas no PAC (V_{pac}) e das contribuições de cada uma das fontes para a distorção total. Assim, a Tabela 3 mostra os máximos percentis 95 diários das distorções de 2ª a 7ª ordem obtidos durante os sete dias de análise. É importante comentar que durante o período analisado ocorreram desligamentos de LT (inclusive simultâneos para controle de tensão), os quais impactaram significativamente nos níveis de tensão da 5ª e 7ª harmônica. Tais desligamentos, de maior impacto, ocorreram relativamente afastados do PAC, de modo que em simulações digitais não se verificou variações nas impedâncias do sistema que justificassem as variações de tensão. O evento mais interessante ocorreu no desligamento de duas LT 525 kV entre as regiões Sul e Sudeste e quando a LT 525 kV Bateias – Ibiúna

foi reenergizada às 08:01 do dia 16, a tensão de 5ª harmônico se elevou abruptamente em mais de 1 kV. Este caso pode ser visualizado na Figura 10 e na Figura 5-20 da Brochura Técnica 766 do Cigré (Working Group C4/B4.38).

Tabela 3 – Máximos P95 diários da V_{PAC} e das contribuições de cada fonte

Grandezas	2h	3h	4h	5h	6h	7h
Vpac	0,068%	0,241%	0,279%	1,226%	0,123%	1,178%
Rede	0,048%	0,192%	0,143%	1,223%	0,118%	1,219%
TF3	0,023%	0,071%	0,188%	0,008%	0,006%	0,059%
TF4	0,007%	0,004%	0,007%	0,004%	0,002%	0,023%

4.3 Avaliações das Responsabilidades com Múltiplas Impedâncias

Nesta seção são apresentadas as contribuições da rede, dos parques de Geribatu e Chuí (TF3) e dos parques de Hermenegildo (TF4) para a distorção total medida quando utilizadas múltiplas impedâncias da rede externa para o cálculo das contribuições. Assim, em cada figura, para cada uma das fontes não lineares analisadas são apresentadas a distorção total da ordem em questão medida no PAC (hV_{pac}) e as contribuições calculadas para as diversas impedâncias consideradas – relativas aos três patamares de carga (pesada, média e leve) e aos vértices do polígono considerado (pontos A-F). Os resultados apresentados são restritos à 5ª e 7ª ordens, harmônicos que apresentaram maior nível de distorção e são objeto de maiores discussões quanto à responsabilidade sobre os níveis de distorção. Esta análise foi realizada apenas para o dia em que se observou os maiores níveis de distorção para cada uma das ordens.

Pelos resultados nas Figuras 12 e 13, verifica-se que independente da impedância da rede considerada para o 5º e o 7º harmônicos, os valores das contribuições da rede são muito próximos da distorção total medida. Por outro lado, os resultados apresentados nas Figuras 14 a 17 em relação às contribuições dos parques para a tensão de 5ª e 7ª ordens harmônicas evidenciam que mesmo nas condições mais críticas, ou seja, as piores combinações de tensão e impedância, as contribuições dos parques são inferiores ao limite individual de distorção, havendo inclusive condições em que os parques contribuem para a redução das distorções. As máximas contribuições dos 2 parques para a 5ª e 7ª ordem foram dos parques de Hermenegildo (TF4), respectivamente 0,15% e 0,11%.



Figura 12 - V_{PAC-5} medida e contribuições da rede

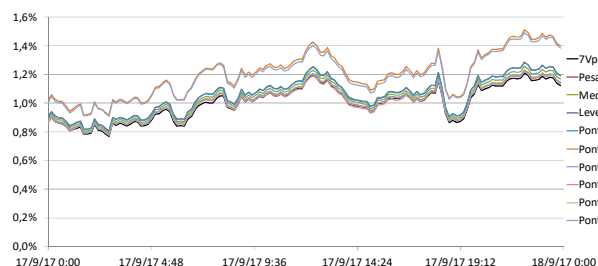


Figura 13 - V_{PAC-7} medida e contribuições da rede

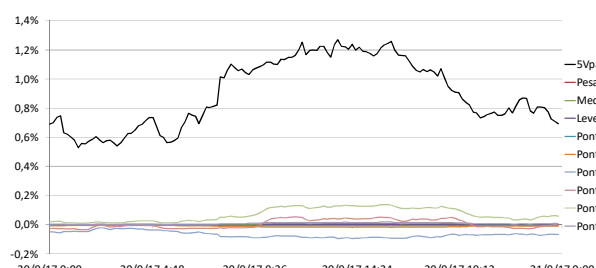


Figura 14 - V_{PAC-5} medida e contribuições do TF3

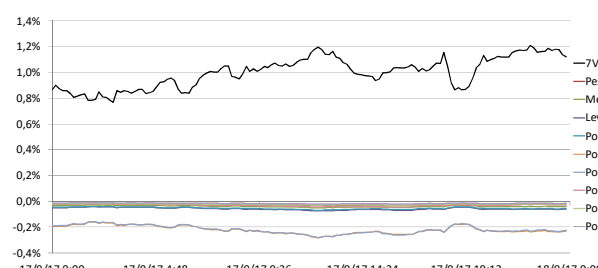


Figura 15 - V_{PAC-7} medida e contribuições do TF3

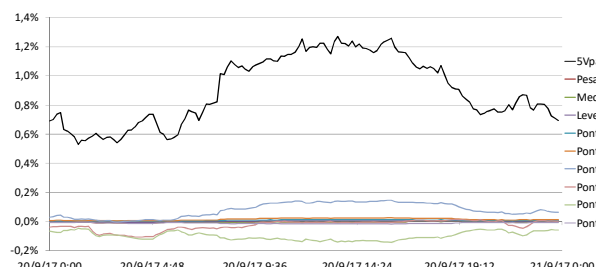


Figura 16 - V_{PAC-5} medida e contribuições do TF4

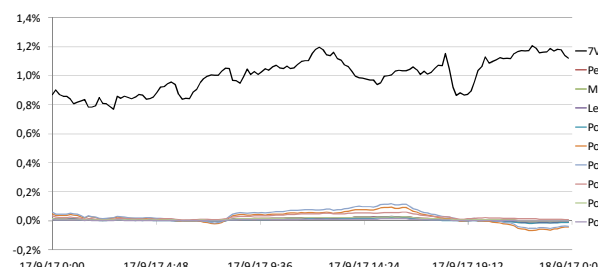


Figura 17 - V_{PAC-7} medida e contribuições do TF4

As Figuras 18 e 19 mostram a média das contribuições da rede e dos parques ligados ao TF3 e TF4, calculadas a partir das diversas impedâncias avaliadas, para a distorção de 5º e 7º harmônico. A Tabela 4 apresenta o percentil 95 diário das contribuições médias para o 5º e 7º harmônico. Estes resultados são bastante próximos aos

calculados pelo CEPEL em um estudo realizado para a Eletrosul utilizando a técnica estabelecida em (5), por exemplo, as distorções calculadas pelo CEPEL para os parques ligados ao TF4 eram da ordem de 0,02% para o 5º harmônico e entre 0,05 e 0,06 % para o 7º, ou seja, muito próximas aos valores calculados com a metodologia proposta apresentados na Tabela 4. Além disto, o resultado de que os parques de Geribatu e Chuí (TF3) contribuem para a redução das distorções de 7ª ordem está de acordo com o que foi mostrado na Figura 5b de (9), ou seja, a figura mostra que a medida que a potência instalada e despachada por estes parques se elevava, as distorções mostravam uma tendência de redução.

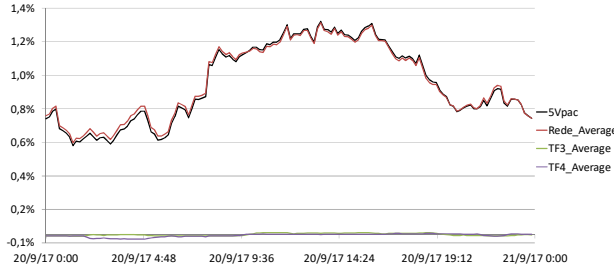


Figura 18 - Contribuições médias da rede, TF3 e TF4 e tensão V_{PAC-5}

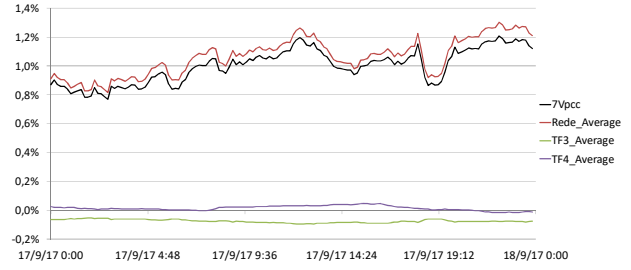


Figura 19 - Contribuições médias da rede, TF3 e TF4 e tensão V_{PAC-7}

Tabela 4 – P95 diário das contribuições médias do 5º e 7º harmônico

Dia	5Vpac	5V_Rede	5V_TF3	5V_TF4
20	1,226%	1,217%	0,019%	0,014%
Dia	7Vpac	7V_Rede	7V_TF3	7V_TF4
17	1,178%	1,263%	-0,059%	0,042%

4.4 Demonstrações Analíticas e Fasoriais

Esta seção apresenta, a título ilustrativo, os cálculos das contribuições da rede e dos parques ligados aos transformadores 3 e 4 a partir da tensão e correntes de 5ª ordem medidas às 13:30:00 do dia 20/09/2017, bem como das impedâncias da rede interna e externa em carga média, as quais são apresentadas na sequência. Este horário foi o que se registrou a maior distorção de 5º harmônico (1,27%) durante a campanha.

A tensão de 5ª ordem medida no PAC foi $V_{pac} = 3860,0\angle -36,8$ V, as correntes medidas nos transformadores 3 e 4 foram respectivamente, $I_{pac1} = 2,247\angle 66,0$ A e $I_{pac2} = 1,089\angle -90,5$ A e as impedâncias da rede e dos parques ligados aos transformadores 3 e 4 são $Z_u = 52,1\angle -33,1$ Ω, $Z_{c1} = 3731,4\angle 85,9$ Ω e $Z_{c2} = 7236,26\angle 82,9$ Ω, respectivamente. Para o cálculo das tensões das fontes V_u , V_{c1} e V_{c2} foram utilizadas as equações apresentadas na seção 3, conforme apresentado abaixo.

$$V_u = V_{pac} - Z_u(I_{pac1} + I_{pac2}) = 3860,0\angle -36,8 - 52,1\angle -33,1 * (2,247\angle 66,0 + 1,089\angle -90,5) = 3816,7\angle -37,6$$

$$V_{c1} = V_{pac} + Z_{c1}(I_{pac1}) = 3860,0\angle -36,8 + 3731,4\angle 85,9 * (2,247\angle 66,0) = 4609\angle 159,4$$

$$V_{c2} = 3860,0\angle -36,8 + 7236,26\angle 82,9 * (1,089\angle -90,5) = 11408\angle -17,2$$

Os valores das tensões $V_{u_{pac}}$, $V_{c1_{pac}}$ e $V_{c2_{pac}}$ produzidas, respectivamente, pela rede e parques eólicos ligados aos transformadores 3 e 4 no PAC são calculadas com as equações abaixo, sendo $V_{c2_{pac}}$ apresentado de forma resumida.

$$V_{u_{pac}} = V_u \left(\frac{Z_{c1}/Z_{c2}}{Z_{c1}/Z_{c2} + Z_u} \right) = 3816,7\angle -37,6 * \left(\frac{3731,4\angle 85,9 / 7236,26\angle 82,9}{3731,4\angle 85,9 / 7236,26\angle 82,9 + 52,1\angle -33,1} \right)$$

$$V_{u_{pac}} = 3816,7\angle -37,6 * \left(\frac{2462,7\angle 84,9}{2462,7\angle 84,9 + 52,1\angle -33,1} \right) = 3816,7\angle -37,6 * 1,01\angle 1,08 = 3854,3\angle -36,6$$

$$V_{c1_{pac}} = V_{c1} \left(\frac{Z_u/Z_{c2}}{Z_u/Z_{c2} + Z_{c1}} \right) = 4609\angle 159,4 * \left(\frac{52,1\angle -33,1 / 7236,26\angle 82,9}{52,1\angle -33,1 / 7236,26\angle 82,9 + 3731,4\angle 85,9} \right)$$

$$V_{c1_{pac}} = 4609\angle 159,4 * \left(\frac{52,25\angle -32,7}{52,25\angle -32,7 + 3731,4\angle 85,9} \right) = 4609\angle 159,4 * 0,014\angle -118 = 64,9\angle 41,4$$

$$V_{c2_{pac}} = 11408\angle -17,2 * \left(\frac{52,4\angle -32,4}{52,4\angle -32,4 + 7236,26\angle 82,9} \right) = 11408\angle -17,2 * 0,007\angle -115 = 82,9\angle -132,0$$

Como é possível observar, embora as tensões das fontes V_{c1} e V_{c2} sejam maiores que V_u neste caso, a tensão produzida pela rede no PAC ($V_{u_{pac}}$) é significativamente maior que as produzidas pelos parques no PAC ($V_{c1_{pac}}$ e $V_{c2_{pac}}$). Isto ocorre devido às grandes diferenças das magnitudes das impedâncias das redes internas e externa. Desta forma, os efeitos das fontes de tensão representativas dos parques no PAC são atenuados fortemente e o efeito da fonte representativa das tensões de background é marginalmente aumentado. Além disto, outro efeito que atenua a contribuição efetiva de cada uma das fontes para a tensão medida no PAC são as diferenças angulares

das tensões $V_{u_{pac}}$, $V_{c1_{pac}}$ e $V_{c2_{pac}}$ com relação ao ângulo da tensão medida no PAC. Nas equações abaixo são calculadas as projeções das tensões de cada uma das fontes sobre o eixo da tensão medida no PAC, as quais se constituem nas efetivas contribuições para a tensão medida.

$$V_{uf} = V_{u_{pac}} * \cos(\theta_{V_{pac}} - \theta_{V_{u_{pac}}}) = 3854,3 * \cos(-36,8 - (-36,6)) = 3854,3 \text{ V}$$

$$V_{c1f} = V_{c1_{pac}} * \cos(\theta_{V_{pac}} - \theta_{V_{c1_{pac}}}) = 64,9 * \cos(-36,8 - 41,4) = 13,237 \text{ V}$$

$$V_{c2f} = V_{c2_{pac}} * \cos(\theta_{V_{pac}} - \theta_{V_{c2_{pac}}}) = 82,9 * \cos(-36,8 - (-132,0)) = -7,497 \text{ V}$$

Estas duas últimas questões abordadas em relação às diferentes magnitudes das impedâncias da rede interna e externa, bem como os ângulos dos fasores de tensão gerados por cada uma das fontes no PAC são determinantes para a definição da fonte predominante e da contribuição efetiva de uma fonte. No caso das impedâncias, quanto maior for a impedância da rede interna em relação a da rede externa, a tendência é que a tensão proveniente da rede seja mais elevada ou próxima de seu valor original e as tensões dos acessantes tenham seus valores reduzidos. Com relação às diferenças angulares das contribuições das fontes no PAC em relação ao ângulo da tensão medida no PAC, a depender destas diferenças, as contribuições da nova fonte não linear podem ser no sentido de elevar ou reduzir a tensão total em maior ou menor magnitude, conforme as Figuras 20a e 20b, que mostram graficamente a soma das tensões de 5ª ordem gerada por cada uma das fontes no PAC para a composição da tensão total desta ordem na avaliação realizada com a medição das zero hora do dia 20, respectivamente, para a impedância de carga leve e para a impedância do ponto B do LG mostrado na Figura 5.

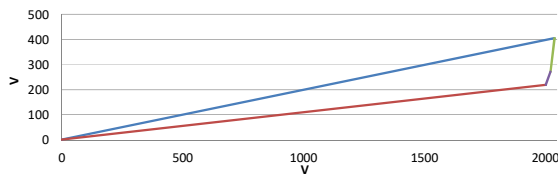


Figura 20a – Situação em que os parques elevam V_{pac}

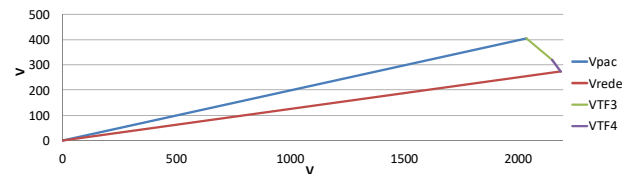


Figura 20b – Situação em que os parques reduzem V_{pac}

4.5 Resultados resumidos das análises para o Complexo Eólico Cerro Chato

Esta seção apresenta resumidamente os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta para os parques do Complexo Eólico de Cerro Chato (163,2 MW), que tem seu PAC na SE Livramento 2 230 kV. Neste caso a análise com múltiplas impedâncias foi realizada durante todo o período da campanha de medição. As Figuras 21a e 21b mostram, respectivamente, para a 5ª e 7ª harmônica, a tensão medida no PAC e as contribuições da rede e dos parques eólicos calculadas ao longo do período. Pelos resultados apresentados, verifica-se que a contribuição média dos parques para o 5º harmônico é baixa, tendo o máximo P95 diário igual a 0,096%. Por outro lado, os parques tem contribuição média para 7º harmônico levemente superior a rede, com o máximo P95 diário igual a 0,63% - valor superior ao limite individual de distorção. As distorções previstas nos estudos para a 5ª e 7ª ordens eram respectivamente 4,14% e 0,6%. Neste caso, as diferenças nas magnitudes das impedâncias das redes interna e externa não são tão elevadas como no caso anterior, por exemplo, para o 5º harmônico as impedâncias das redes interna e externa são respectivamente $Z_{c1,5h} = 564,6\angle -88,9 \Omega$ e $Z_{u,5h} = 147,2\angle 76,7 \Omega$; e para o 7º harmônico, $Z_{c1,7h} = 174,7\angle -81,1 \Omega$ e $Z_{u,7h} = 367,4\angle 60,7 \Omega$.

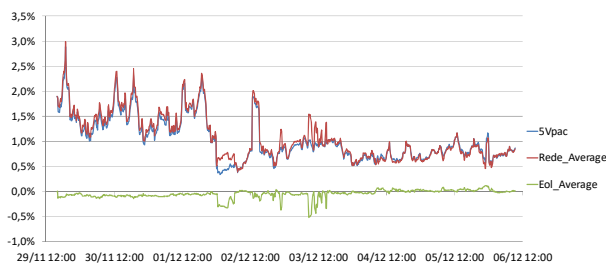


Figura 21a - Contribuições médias da rede, eólica e tensão V_{PAC-5}

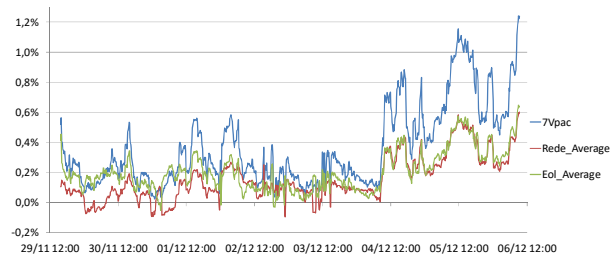


Figura 21b - Contribuições médias da rede, eólica e tensão V_{PAC-7}

Conforme esperado, no caso do 7º harmônico, como a impedância da rede externa tem valor superior ao da rede interna, as duas fontes tem contribuições equivalentes para as distorções. No caso do 5º harmônico a contribuição atribuída aos parques eólicos é pequena, o que está de acordo com análises realizadas pelo CEPEL utilizando a metodologia estabelecida em (5) e em análise de atribuição de responsabilidades utilizando filtros ativos nos terminais de um aerogerador. Ademais, a conclusão que as distorções provenientes da rede tem efeito predominante na definição da distorção total do 5º harmônico para o complexo eólico Cerro Chato também está de acordo com a experiência operativa da Eletrosul, que demonstrou em (7) que mesmo em períodos com os parque desconectados da rede, as distorções se mantinham em níveis bastante elevados, podendo chegar a 5%. Vale mencionar que durante o período de medições ocorreram eventos sísmicos que impactaram nos níveis de distorção de 5ª e 7ª ordem e os valores de tensão utilizados nas análises foram medidos com TPC da subestação e de acordo com análise do CEPEL realizada com TAP capacitivo, os valores das tensões de 5ª e 7ª ordens devem

ser corrigidos por fatores de correção 0,92 e 0,8, respectivamente.

5.0 - CONCLUSÃO

O artigo apresentou o Método da Superposição com Múltiplas Fontes e Impedâncias, o qual se constitui em uma generalização do Método da Superposição e é baseado em técnicas clássicas e consolidadas aplicadas na solução de circuitos elétricos. A metodologia proposta tem como principais vantagens: (1) o fato de não necessitar da instalação de equipamentos adicionais no PAC, além dos medidores de QEE; (2) permitir atribuir responsabilidades sobre as distorções medidas em um PAC com mais de um empreendimento conectado e (3) utilizar múltiplas impedâncias para representar a rede externa, o que permite uma representação abrangente das condições sistêmicas e evita a utilização de impedâncias de referência. Assim como outras metodologias, seus resultados dependem da qualidade das tensões e correntes medidas, bem como das impedâncias harmônicas utilizadas.

Com relação aos estudos de caso, de acordo com os resultados obtidos, os parques eólicos de Geribatu/Chuí e Hermenegildo tem baixa responsabilidade sobre as distorções medidas no seu PAC. As contribuições dos parques eólicos para a distorção total foram sempre inferiores aos limites permitidos e aos valores previstos nos estudos. Além disso, verificou-se que especialmente para ordens harmônicas como a 5ª e a 7ª, a contribuição percentual dos parques eólicos para a distorção medida pode ser insignificante. A mesma conclusão foi verificada em análise adicional para a 5ª harmônica nos parques de Cerro Chato. Tal conclusão é contrária aos resultados típicos de estudos, mas é reforçada por análises utilizando técnica da BT 468 do Cigré e evidências verificadas na operação dos parques. Tais conclusões, são reforçadas no IT com análises gráficas e analíticas, evidenciando que para certas relações entre os valores das impedâncias das redes interna e externa existe uma tendência de fonte dominante, independente das outras variáveis. Outra questão importante que se verifica no IT é que, a depender das defasagens angulares entre as contribuições para a distorção, um determinado agente poderá agravar as distorções harmônicas pré-existentes ou auxiliar na redução das mesmas.

Por fim, o IT conclui que a metodologia proposta tem aplicação viável e prática para a atribuição de responsabilidades sobre as distorções em pontos do sistema com um ou mais empreendimentos conectados, o que é de fundamental importância para a alocação justa de custos relativos a instalação de equipamentos para a redução de distorções harmônicas. Além disso, em função das evidências de que os estudos podem estar gerando resultados superestimados, resultando em elevada necessidade de filtros, seria recomendável avaliar criteriosamente a metodologia e critérios considerados nos estudos visando tornar seus resultados mais aderentes ao real impacto causado pelos parques nas distorções.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) I. N. Santos, "Método da Superposição Modificado como uma Nova Proposta de Atribuição de Responsabilidades sobre Distorções Harmônicas". (Doutorado), Universidade Federal de Uberlândia, 2011.
- (2) A. Špelko, B. Blažič, I. Papič, M. Pourarab, J. Meyer, X. Xu, S. Z. Djokic, "CIGRE/Cired JWG C4.42: Overview of Common Methods for Assessment of Harmonic Contribution from Customer Installation", 2017 IEEE Manchester PowerTech.
- (3) W. Xu, Y. Liu, "A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 15, pp. 804-811, Apr. 2000.
- (4) 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 SNPTTEE, Foz do Iguaçu, 2015.
- (5) Technical Brochure 468, "Review of Disturbances Emission Assessment Techniques", Cigré-Cired Working Group C4-109, June 2011.
- (6) 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".
- (7) M.P. De Carli, R.P.D. Ross, B.T. Meyer, A. J. de C. Mello, "Harmônicos Resultantes da Conexão de Parques Eólicos com a Rede Elétrica: Análise Conjunta de Medições e Simulações Associadas a um Estudo de Caso", XXIII SNPTTEE, Foz do Iguaçu, 2015.
- (8) M. Pourarab, J. Meyer, R. Stiegler, "Assessment of Harmonic Contribution of a Photovoltaic Installation Based on Field Measurements", ICREPQ'17, Malaga, 2017.
- (9) M. P. De Carli; R. Antunes; O. J. Rothstein; R. S. Salengue. "The Difficulties Faced in the Filters Design versus the Low Harmonic Voltages Generated by Wind Farms". Cigré Session – 2018.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Miguel Pires De Carli nasceu em Porto Alegre, RS, em 22 de Novembro de 1978. Recebeu o grau de Engenheiro Eletricista da Universidade Federal do Rio Grande do Sul em 2007. Ingressou na Eletrosul em 2001 e já trabalhou nos Departamentos de Operação do Sistema 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 do Sistema. É membro do Cigré com atuação no CE B4 de Elos de Corrente Contínua e Eletrônica de Potência e no C4 de Desempenho de Sistemas Elétricos. Suas principais áreas de atuação são qualidade de energia elétrica e estudos de transitórios eletromagnéticos.