

IDENTIFICAÇÃO E ANÁLISE DAS INCONSISTÊNCIAS E DOS CRITÉRIOS CONSERVADORES DA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO HARMÔNICO DE PARQUES EÓLICOS NO BRASIL

Miguel Pires De Carli
ELETROBRAS ELETROSUL

RESUMO

O presente artigo identifica e analisa as possíveis inconsistências e critérios conservadores da metodologia de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos no Brasil. A motivação para este trabalho é o elevado número de usinas eólicas com necessidade de aplicação de filtros em função de resultados de estudos realizados com uma metodologia demasiadamente conservadora, a qual combina uma série de eventos de baixa probabilidade, gerando resultados pouco prováveis. Além disto, a experiência operativa de parques eólicos brasileiros demonstra, em grande parte dos casos, que medições de longo prazo realizadas em pontos de acoplamento de parques eólicos apresentam valores bastante divergentes dos previstos nos estudos. Desta forma, o artigo apresenta as possíveis inconsistências da metodologia e modelagens aplicadas para os estudos de desempenho harmônico de parques eólicos e propõe possíveis ajustes e melhorias tanto para a metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônico como para o gerenciamento das distorções sistêmicas. O artigo conclui que a metodologia adotada no Brasil para a avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos resulta em previsões irrealistas do impacto provocado pelos empreendimentos. Sendo de extrema importância, portanto, realizar ajustes na metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônico para a obtenção de resultados mais realistas e não onerar de forma inadequada os empreendimentos eólicos.

ABSTRACT

This article identifies and analysis possible inconsistencies and conservative criteria of the methodology used in harmonic performance assessment of wind farms in Brazil. The motivation for this work arose from the need to investigate the high number of wind farms required to have filter application due to studies carried out with an overly conservative methodology, which combines a series of low probability events, generating dubious results. In addition, the operational experience of Brazilian wind farms demonstrates, in most cases, that long-term measurements performed at point of

common coupling of wind farms have values that are quite different from those predicted in studies. In this way, the article presents the possible inconsistencies of the methodology and modeling applied to the wind farms harmonic performance studies and proposes possible adjustments and improvements for both the methodology and the process of evaluation of the harmonic performance and for the management of the systemic distortions. The article concludes that the methodology adopted in Brazil for wind farms harmonic performance evaluation results in unrealistic forecasts of the impact caused by the projects. Therefore, it is extremely important to make adjustments in the methodology and process of harmonic performance evaluation in order to obtain more realistic results and to avoid unnecessarily overburdening the wind farms.

1 – INTRODUÇÃO

A metodologia adotada no Brasil para avaliação do impacto harmônico provocado pelos parques eólicos tem obrigado mais de 50% dos empreendimentos a instalarem filtros para se adequarem aos limites de distorção. Este percentual, segundo fabricantes de aerogeradores, não é verificado em outros sistemas. Ocorre ainda, que, em muitos casos, a necessidade de filtros verificada em estudos não é confirmada em medições. Por outro lado, um significativo percentual de barras onde usinas eólicas se conectaram já apresentavam alguma violação dos limites de distorção previamente à conexão [1], indicando problemas de responsabilidade sistêmica; entretanto, nenhuma medida mitigadora tem sido tomada até então, apesar das regras de gerenciamento dos índices de QEE previstas no Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede.

Neste sentido, como uma sequência de um artigo [2] que demonstrou que as distorções harmônicas medidas no PAC de parques eólicos podem apresentar valores bastante divergentes dos obtidos nos estudos com a metodologia exigida pelo ONS, este artigo visa a identificar as causas de tais divergências, elencando as possíveis inconsistências e critérios conservadores da metodologia. Esta identificação será realizada com base na experiência na realização de estudos de desempenho harmônico e na análise de medições, bem como em inúmeras referências técnicas sobre o tema.

Provavelmente o principal motivo para o grande número de filtros nas eólicas brasileiras e as divergências entre resultados de estudos e as efetivas contribuições das eólicas para as distorções harmônicas seja a metodologia adotada para a avaliação do impacto harmônico provocado por uma usina eólica, que é a mesma metodologia utilizada para o projeto de filtros de sistemas HVDC, inclusive com alguns critérios

mais conservadores. Além da própria metodologia do Lugar Geométrico, que não é um consenso internacional como forma de realização do estudo, o artigo aborda outras questões relativas à representação do modelo adotado para os estudos. Muitas destas questões elencados neste artigo estão sendo também abordadas pelo trabalho do grupo de trabalho conjunto dos comitês de estudo C4 e B4 do Cigré no JWG C4/B4.38 sobre Modelagem da Rede para Estudos Harmônicos, cuja brochura técnica estava em período de revisão na época da elaboração deste artigo.

Assim, o artigo tem o objetivo de demonstrar as incertezas e inconsistências que podem ocorrer nos modelos utilizados na metodologia de avaliação das distorções, além dos critérios rigorosos exigidos, os quais combinados, normalmente, resultam na necessidade de instalação de filtros. Por fim, o artigo propõe possíveis ajustes e melhorias tanto para a metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônico como para o gerenciamento das distorções sistêmicas, de forma que o compartilhamento da responsabilidade sobre as distorções harmônicas seja feito de forma adequada, sem onerar inadequadamente as usinas eólicas.

2 - ANÁLISE DE POSSÍVEIS INCONSISTÊNCIAS DA METODOLOGIA

Esta seção apresenta os principais motivos que tornam os estudos exigidos pelo ONS para a avaliação do impacto provocado pelos parques eólicos nas distorções harmônicas de tensão inadequados para a obtenção de resultados realistas.

2.1 Metodologia

A metodologia requerida pelo ONS em [3] e [4] para a realização de estudos de avaliação do impacto de parques eólicos nas distorções de tensão é baseada no procedimento clássico de projeto de filtros para sistemas HVDC, conforme IEC 62001 [5]. Ocorre que sistemas HVDC baseados em conversores LCC (*Line Commutated Converter*), baseados em tiristores, invariavelmente precisam de filtros devido às altas correntes que emitem e também para fornecer os reativos necessários para o seu funcionamento; por outro lado, segundo fabricantes de aerogeradores e a literatura, as usinas eólicas *onshore* raramente necessitam da instalação de filtros em função das baixas correntes que emitem devido às características de seus conversores de comutação forçada com modulação PWM, os quais produzem tipicamente correntes harmônicas de frequências mais altas que, usualmente, são filtradas suficientemente nos próprios aerogeradores e não tem sido reportadas como um problema na literatura [6]. Portanto,

não é adequado utilizar uma metodologia de projeto de filtros, que por característica é conservadora para garantir o desempenho adequado de um sistema HVDC para se avaliar o impacto provocado por um parque eólico nas distorções. O resultado da aplicação desta metodologia para os parques eólicos é a necessidade de instalação de filtros, em muitos casos, desnecessários e/ou superdimensionados para mitigar problemas não verificados nas medições ou que não são de responsabilidade das eólicas.

Um forte indício de que a metodologia requerida pelo ONS para os estudos de distorção harmônica é inadequada para os parques eólicos é que ela não é um consenso internacional, como o próprio ONS apresentou em uma reunião do GT ONS/ABEEólica [7]. Naquela oportunidade o ONS concluiu, com base em uma pesquisa realizada pelo grupo [8] que entre 10 códigos de rede analisados apenas o Brasil e o Canadá¹ [9] utilizam o método do Lugar Geométrico (LG). Além disto, na pesquisa realizada verificou-se que embora os países estabeleçam limites de tensão ou corrente, somente em 4 dos 10 países foi possível verificar a necessidade da realização de estudos.

Na maior parte das referências técnicas sobre estudos de desempenho harmônico de parques eólicos são utilizados estudos do tipo fluxo harmônico em algumas condições sistêmicas mais prováveis, muitas vezes com as impedâncias obtidas em redes equivalentes, conforme [10], [11] e [12]. Em poucos casos é possível verificar a utilização de LG [13] e [14] para a avaliação do desempenho ou projeto de filtros associados a parques eólicos. É importante mencionar que [13] e [14] tratam de parques eólicos no Reino Unido, onde as regras de avaliação são diferentes das brasileiras, incluindo também o efeito da amplificação das distorções preexistentes, e que nos referidos casos existem SVC associados ao sistema dos parques eólicos. Vale lembrar ainda que, de acordo com o trabalho do JWG C4/B4.38 e outras referências, quando a utilização de LG conduz a uma violação dos limites, são necessárias outras considerações para verificar se são necessárias medidas de mitigação.

Adicionalmente à obrigatoriedade da utilização do método do LG, o ONS exige a adoção de alguns critérios que carecem de consistência física [15] e são mais conservadores que os estabelecidos para sistemas HVDC, conforme as referências IEC 62001 [5] e 553 [16], os quais serão abordados no Item 2.4.

¹ O Canadá utiliza limites de corrente. O método do LG é utilizado quando estudos simplificados indicam potenciais problemas. Dependendo da RCC o LG é composto apenas para condições gerais da rede – esperadas em mais de 5 % do tempo de um ano.

2.2 Fonte de Corrente

A forma exigida pelo ONS para se representar a injeção de correntes harmônicas provenientes dos aerogeradores nos estudos é através de uma fonte de corrente ideal, negligenciando a sua impedância interna, contudo tal procedimento pode levar a resultados muito imprecisos e a projetos de filtros inadequados segundo [17], [18], [19] e o recente trabalho do WG C4/B4.38. Na realidade os aerogeradores modernos utilizam conversores do tipo fonte de tensão (VSC), os quais tem uma baixa impedância harmônica que varia de uma maneira complexa definida pelos controles do conversor. Abaixo são apresentados modelos representativos de aerogeradores do tipo DFIG e *full converter* sugeridos na literatura recente [19] e [20].

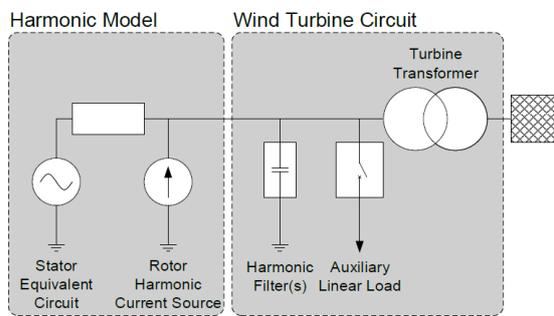


Figure 4 Exemplary structure of DFIG harmonic model (from [5]).

Figura 1a: Modelo aerogerador DFIG

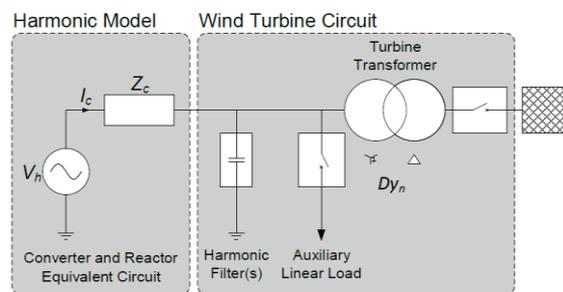


Figura 1b: Modelo aerogerador *full converter*

Adicionalmente ao problema da modelagem da fonte, as correntes medidas nos terminais de um aerogerador sofrem influência das distorções preexistentes no sistema, de maneira mais pronunciada para certas ordens harmônicas, como a 5ª e a 7ª. Este fato tem grande impacto nos resultados dos estudos, uma vez que as distorções calculadas são proporcionais às correntes consideradas. Este problema é bastante conhecido e relatado na literatura [21] e [22], inclusive já tendo sido objeto de análise conjunta de Eletrosul e CEPTEL [23], bem como apresentações em eventos nacionais como o Workshop do CE C4 sobre Integração de Geração Eólica na Rede Elétrica realizado em 2012 e no XIII SNPTEE [24].

Devido a esta influência das distorções preexistentes no sistema sobre as medições de correntes harmônicas nos aerogeradores, a norma IEC 61400-21 está sendo revisada e deve propor em sua nova edição, técnicas mais sofisticadas de medição e análise das correntes de forma a distinguir quais correntes estão sendo efetivamente geradas pelos aerogeradores e quais estão sendo drenadas por eles [19] e [25].

Outro problema relacionado à representação das fontes harmônicas dos aerogeradores e que pode resultar em diferenças entre os estudos e medições é o fato de nos estudos de acesso serem utilizados os máximos valores medidos de corrente para cada faixa de potência, conforme estabelece a 2ª edição da norma IEC 61400-21. Este procedimento pode resultar em valores elevados de distorção com baixíssima probabilidade de ocorrência. Conforme apresentado na Figura 2a e 2b e Tabela 1 extraídas de [24], este fato pode resultar em distorções superestimadas e inadequadas para se calcular o real impacto do parque em condições típicas da rede.

Nas Figuras 2a e 2b são apresentados, a título ilustrativo, dois gráficos de probabilidade acumulada das correntes de 2ª e 7ª ordens medidas em um aerogerador em todo o período de medição. Nos gráficos são apresentados os valores médios (linha verde) e máximos (azul); pode-se verificar que o percentil 95 do 2º harmônico está relativamente próximo do máximo, no entanto o do 7º harmônico corresponde a metade do máximo.

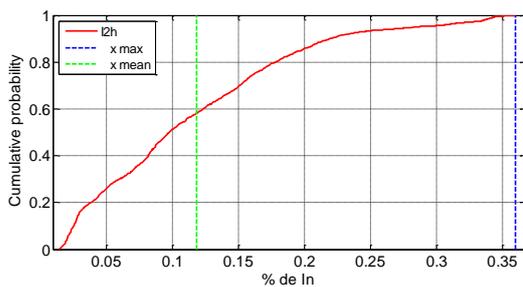


Figura 2a – Probabilidade acumulada de I2

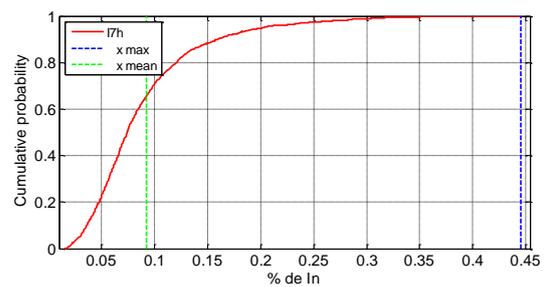


Figura 2b – Probabilidade acumulada de I7

A Tabela 1 apresenta a razão entre os valores dos percentis 95 e o máximo das correntes medidas em cada uma das faixas de potência e, na última coluna, para toda a faixa de potência do aerogerador. Verifica-se que quando se analisa o percentil por faixa de potência o valor dos percentis 95 obtidos em toda a faixa de potência são muito próximos da máxima corrente observada nas medições, embora alguns valores como o do 7º harmônico a 20 % da potência sejam da ordem de 40 % do valor máximo medido para a faixa. Todavia, quando se calcula o percentil 95 para toda a faixa de potência, as reduções são bem mais significativas, com uma diferença mínima de 13 % entre o percentil 95 e o máximo.

Devido a esta questão, segundo [19] e apresentação realizada no âmbito do GT ONS/ABEEólica a nova edição da norma IEC 61400-21 deve solicitar o registro dos

valores percentis 95 das correntes medidas e não mais o valor máximo. Alternativamente poderão ser fornecidos os valores máximos e médios das medições.

Tabela 1 – Razão entre percentis 95 e máximas correntes medidas

Pot (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	10-100
h	I _{h95%} /I _{hmax}										
2	0,829	0,940	0,951	0,977	0,986	0,959	0,966	0,959	0,983	0,973	0,8703
3	0,578	0,673	0,807	0,825	0,893	0,854	0,854	0,986	0,880	0,939	0,7746
4	0,832	0,910	0,969	0,968	0,984	0,951	0,932	0,937	0,919	0,957	0,7175
5	0,656	0,605	0,514	0,405	0,717	0,686	0,883	0,955	0,729	0,889	0,5921
6	0,734	0,884	0,778	0,849	0,943	0,928	0,845	0,953	0,977	1,000	0,7638
7	0,663	0,395	0,453	0,406	0,695	0,680	0,857	0,965	0,652	0,818	0,5164

Outra questão que impacta na modelagem das correntes injetadas pelos aerogeradores é que as correntes harmônicas utilizadas na fonte de corrente de Norton do modelo exigido pelo ONS devem ser calculadas conforme a equação proposta na norma IEC 61000-3-6 [26] e reproduzida na IEC 61400-21.

De acordo com a NBR IEC 61400-21, especifica para aerogeradores, a magnitude da corrente harmônica I_h no PAC resultante da contribuição de diversos aerogeradores é dada pela Equação 1:

$$I_h = \sqrt{\sum_{i=1}^{N_a} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (1)$$

Tabela 2 - Expoente β para equação proposta na IEC 61400-21

h	β
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2

Onde, N_a é o número de aerogeradores conectados ao PAC, n_i é a relação de transformação do transformador do i-ésimo aerogerador, $I_{h,i}$ é a magnitude de corrente harmônica gerada pelo i-ésimo aerogerador e β é um expoente cujo valor deve ser escolhido de acordo com a ordem harmônica, segundo a Tabela 2.

A norma IEC 61000-3-6 faz uma série de observações com relação à definição dos valores de β , por exemplo, quando os harmônicos das diferentes fontes estiverem em fase ou com pequenas diferenças angulares, um expoente β igual a 1 deveria ser usado para a 5ª ordem e superiores. Para os harmônicos de baixa ordem (e.g., 3º) que podem ter diferentes causas e não serem produzidos em fase é possível utilizar um expoente β maior que 1, por exemplo, $\beta = 1,2$.

Vale lembrar que a norma não define a metodologia de estudo, apenas a maneira como medir, registrar e estimar as correntes no PAC; esta consideração indica, com a

utilização das relações de transformação, que o método de estudo sugerido pela norma não seria o solicitado pelo ONS, que utiliza correntes equivalentes de Norton.

Os trabalhos [27] e [29] analisam equação proposta na IEC 61400-21 para a soma das correntes harmônicas de diversos aerogeradores no PAC através de simulações computacionais e propõem valores diferentes de β para diferentes faixas harmônicas, já que os resultados demonstraram que os valores propostos na IEC podem resultar em erros significativos. O recente artigo CIGRÉ JWG C4/B4.38 - Network Modelling for Harmonic Studies – Status Report [20], em nome do grupo de trabalho internacional, reporta que recentes trabalhos indicam que a equação e fatores β pode produzir resultados enganadores, inconsistentes com os de medição. O artigo conclui que a equação deve ser usada com cuidado e que trabalhos de pesquisa adicionais são necessários para identificar expoentes que sejam mais representativos do comportamento de fontes harmônicas modernas.

Por fim, conforme a literatura internacional [31] (incluindo outros artigos dos mesmos autores) e a experiência da Eletrosul em medições, as correntes medidas nos terminais de um aerogerador sofrem grande influência das condições da rede e do momento da medição (impedância vista pelo aerogerador e tensões preexistentes), sendo assim inadequado projetar filtros com um extrato fornecido pelo fabricante.

2.3 Rede Interna

Conforme já mencionado, os aerogeradores possuem impedâncias internas de filtros passivos, estatores (em aerogeradores DFIG), e dos conversores, as quais devem ser adequadamente representadas uma vez que podem provocar significativas modificações na resposta harmônica da rede interna. Esta recomendação é feita no trabalho do JWG C4/B4.38, salientando a necessidade do uso de equivalentes de Thévenin/Norton no lugar de uma fonte de corrente constante, após apresentar as significativas diferenças que se obtêm na representação de uma rede interna de parque eólico quando se negligencia as impedâncias dos conversores.

A Figura 3 apresenta, a título de exemplo, a impedância harmônica da rede interna de um parque eólico brasileiro sem os filtros passivos internos dos aerogeradores representados e com a representação dos filtros para dois estágios diferentes de potência. Verifica-se na figura, mudança no perfil da resposta em frequência tanto na magnitude como nas frequências em que as ressonâncias ocorrem, conforme a condição operacional dos filtros.

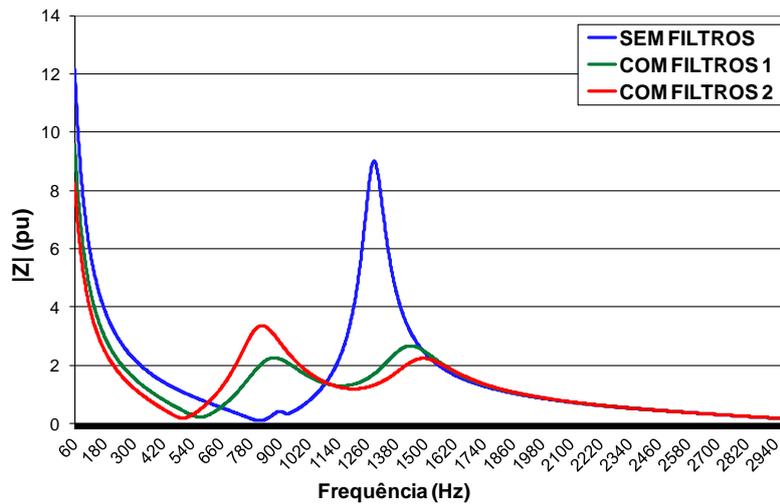


Figura 3 – Módulo da impedância da rede interna de um parque eólico com e sem filtros

Outro exemplo das variações na impedância harmônica da rede interna de um parque eólico motivadas pela representação ou não das impedâncias internas aos aerogeradores (filtros passivos e estatores), não apresentado aqui por questões de espaço, indica que, especialmente nas frequências mais críticas nos estudos, ocorre significativa modificação da impedância, ou seja, sem as impedâncias internas aos aerogeradores representadas ocorre uma ressonância série próxima a 5^a, 6^a e 7^a ordem, ao passo que quando as impedâncias são representadas, próximo destas frequências ocorre uma ressonância paralela bastante aguda.

Apesar das diferenças que esta representação das impedâncias internas dos aerogeradores pode gerar nos resultados dos estudos e na necessidade de filtros ou não, o ONS apresenta restrições quanto à representação de tais impedâncias em [4].

Outra questão relacionada à rede interna diz respeito à modelagem e parâmetros utilizados nos cabos isolados comumente utilizados nas extensas redes de média tensão dos parques eólicos. Muitas vezes na etapa dos estudos de acesso ainda existem indefinições com relação a sua configuração e comprimentos dos diversos trechos, bem como de características dos cabos utilizados. Estes fatos podem resultar em cálculos que não representam a real impedância harmônica de redes internas, pois conforme demonstra o artigo [32], as formas de aterramento da blindagem dos cabos, as variações de espessura do condutor ou da isolamento podem afetar os parâmetros e as ressonâncias previstas para os cabos. Portanto, a modelagem correta da rede interna não é tarefa trivial e pode conduzir a significativas imprecisões, especialmente em redes internas que apresentem ressonâncias “agudas”, uma vez que pequenas variações em torno de uma frequência resultam em grandes variações na impedância.

2.4 Rede Externa

Um dos fatores que pode ter grande influência nos resultados dos estudos de distorção de tensão é a forma adotada para representar a impedância harmônica da rede, pois uma impedância muito pessimista irá resultar em distorções superestimadas e por consequência em um projeto de filtros muito mais caro e complexo do que o necessário [5]. Esta representação da impedância harmônica depende tanto dos parâmetros e modelos utilizados para os diversos equipamentos que compõem a rede como da forma utilizada para representar esta impedância nos estudos que utilizam o método clássico de projeto de filtros para sistemas HVDC, como é o caso da metodologia requerida pelo ONS.

Com relação a problemas na modelagem dos equipamentos para a representação da impedância da rede externa pode-se citar o fato de o ONS ter definido nas últimas normativas que todas as cargas do sistema devem ser representadas desligadas, embora as referências [33] e [34] digam que elas têm efeito importante na definição da impedância harmônica do sistema. O ONS até permite que as cargas sejam modeladas, mas com um grau de detalhamento que inviabiliza a execução em termos de tempo e complexidade.

Em relação à forma adotada para se representar a impedância da rede externa na metodologia exigida pelo ONS, o artigo [35] demonstrou como diferentes tipos de LG ou a inclusão dos harmônicos adjacentes à ordem harmônica em estudo pode influenciar nos resultados dos estudos.

Conforme mencionado anteriormente, a metodologia de estudo exigida no Brasil não é um consenso internacional para estudos de desempenho harmônico. Muitas vezes quando aplicada a mesma metodologia adotada no Brasil, sua aplicação é feita de forma mais flexível, ou seja, é feita uma análise crítica dos resultados e quando se verifica um problema de violação é realizada uma análise detalhada dos cenários/impedâncias que resultam em problemas e se avalia tanto a representação como se as distorções resultantes poderiam ser toleradas ou não [16].

Por exemplo, um trabalho apresentado na Bienal do Cigré em 2016 [36] apresenta 3 opções para representação da impedância harmônica com suas vantagens e desvantagens para a realização dos estudos com fontes não lineares: (1) a utilização de impedância de cenários típicos do sistema colocadas no PAC, (2) a representação de redes equivalentadas com suas fontes representadas para posterior simulação das distorções e (3) a utilização dos LG. O artigo conclui dizendo que os LG seriam a

abordagem mais conveniente, mas que deve ser notado que usualmente esta é a representação que leva aos resultados mais pessimistas e que quando sua utilização resulta em potenciais problemas, necessita de mais investigações pelo refinamento do LG e a identificação de quais condições estão causando os problemas.

Além do fato de a utilização do LG não ser um consenso para estudos de avaliação das distorções harmônicas em parques eólicos, o ONS, na última versão do Submódulo 23.3 dos PR de rede, restringe os tipos de LG ao polígono de n lados e ao setor anular. Sendo que, quando utilizado o polígono de n lados, deve-se acrescentar as ordens harmônicas $h-0,5$, h e $h+0,5$ com passo de $\pm 0,1$ de h ou ± 6 Hz em cada LG. Estas exigências tornam os critérios do ONS para as eólicas mais rigorosos que os estabelecidos internacionalmente para sistemas HVDC, conforme [5] e [16].

Vale destacar que não houve estudos extensivos dos impactos deste critério nas distorções calculadas. Em uma análise do CEPEL em [15] quanto à inclusão das impedâncias de 6 em 6 Hz no LG ficou demonstrado que este procedimento carece de consistência física e torna os LG mais conservadores para os harmônicos de baixa ordem, por isso sugere que tanto o intervalo como o passo deveriam variar com o harmônico analisado.

A inclusão de impedâncias de 6 em 6 Hz no LG pode resultar em distorções muito superiores as que seriam observadas em regime normal e representar cenários com baixíssima probabilidade de ocorrência, como pode ser visto na Figura 4a que apresenta a nuvem de impedâncias utilizada para o cálculo das distorções de tensão na 2ª ordem harmônica incluindo as impedâncias até 150 Hz (de 6 em 6 Hz). No caso em questão, a máxima distorção calculada em todos os cenários é igual a 0,419 % e ocorre em uma impedância calculada para 150 Hz no ano de 2015, em carga leve e na contingência de uma determinada linha de transmissão, ou seja, um cenário muito específico. Ainda na Figura 4ª é possível verificar que a impedância que resulta na máxima distorção está bastante afastada das demais, desta forma, é pouco provável que o sistema apresente esta impedância. Caso fossem utilizadas somente as impedâncias de 120 Hz para calcular as distorções, o máximo valor calculado seria 0,22 % - dentro do limite previsto para a ordem em questão. A Figura 4b mostra um gráfico da probabilidade acumulada das distorções calculadas em cada uma das impedâncias da Figura 4a. Pelo gráfico é possível observar que para 95 % dos cenários analisados a distorção calculada é inferior a 0,189 %, ou seja, mais de 95 % dos cenários respeitam o limite de distorção. Além disto, vale observar que para a composição da Figura 4b foi dado o mesmo “peso” para

cenários de regime normal e contingência ou de 120 Hz e 150 Hz. Portanto, conclui-se que as distorções de 2ª ordem produzidas por esta fonte não linear em quase 100 % do tempo serão inferiores ao valor de 0,19 % - e é isto que se verifica na operação do parque.

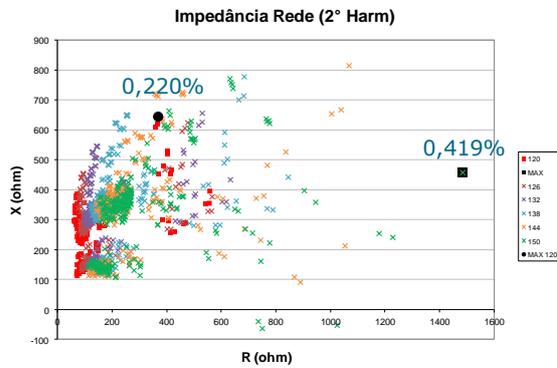


Figura 4a – Impedâncias calculadas para a 2ª harmônica

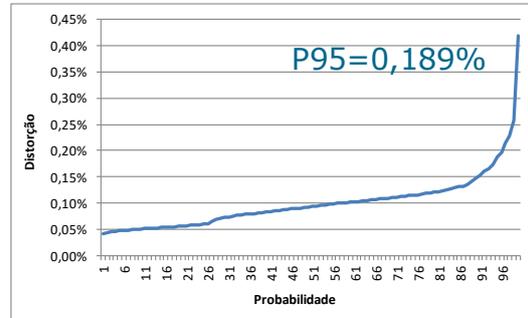


Figura 4b – Probabilidade acumulada das distorções de 2ª ordem

A Tabela 3 apresenta os valores máximos de distorção obtidos com a metodologia exigida pelo ONS, ou seja, com a inclusão de impedâncias de 6 em 6 Hz no polígono de n lados de cada harmônica para a mesma base de dados utilizada nos casos das Figuras 4a e 4b para as harmônicas de 3ª a 7ª ordem. Também são apresentados na tabela os valores dos percentis 95 das distorções obtidas em cada uma das impedâncias que compõem cada um dos LG, os quais foram obtidos com a versão 3.1.1 do HarmZs, uma versão teste desenvolvida para a Eletrosul. Pelos resultados apresentados, verifica-se que, de forma geral, para 95 % das impedâncias consideradas as distorções calculadas são significativamente inferiores aos valores máximos, com exceção da 7ª ordem. Vale lembrar ainda que nem todos os cenários (impedâncias) considerados para o cálculo destes valores não têm as mesmas probabilidades de ocorrências; portanto, o valor percentil 95 das distorções é na realidade inferior a este valor calculado.

Tabela 3 – Comparação de valores Máximos e Percentil 95 das distorções

h	V Máximo	V 95%
3	1,78	0,94
4	0,52	0,33
5	0,38	0,14
6	0,08	0,04
7	0,85	0,79

A norma IEC 62001, de projeto de filtros para sistemas HVDC, diz que quando utilizados LG poligonais é recomendável incluir no LG de uma harmônica, as

impedância de 1 ou 2 harmônicas adjacentes, mas observa que para harmônicas de baixa ordem isto pode resultar na necessidade da instalação de filtros desnecessários, portanto, neste caso é recomendável utilizar LG individuais para cada ordem, sem os adjacentes, como os apresentados nas Figuras 5 e na referência [38] utilizados em projetos de filtros já na década de 1980.

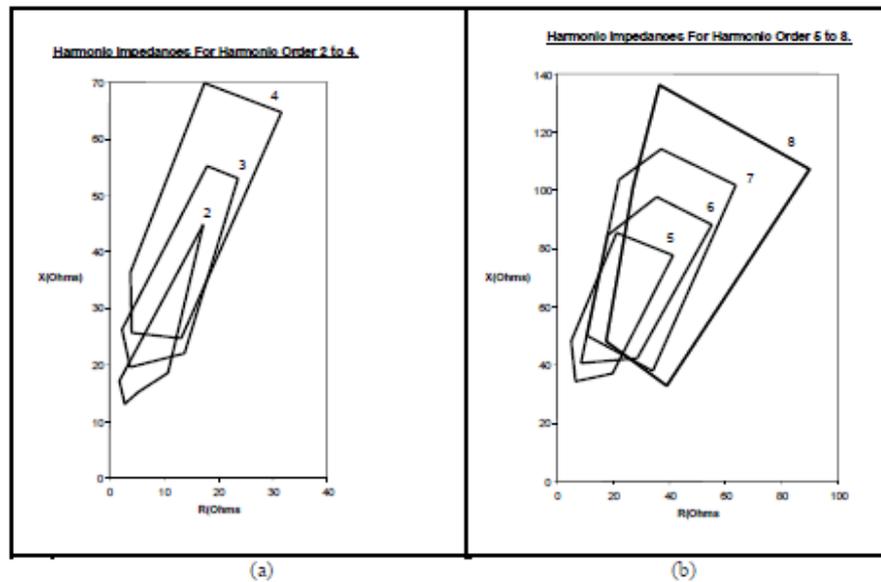


Figura 5 – LG utilizados no projeto de filtros de HVDC na década de 1980 [37]

Como alternativa a inclusão de ordens harmônicas adjacentes, a recente BT 553 [16] sugere incluir uma tolerância percentual da ordem harmônica estudada para frequências de baixa ordem como forma de cobrir efeitos de variação da frequência da rede, tolerâncias em parâmetros de equipamentos e outras incertezas nos dados. Isto pode ser feito, por exemplo, incluindo nos envelopes da cada ordem as impedâncias calculadas para as harmônicas das frequências de 59,5 Hz, 60 Hz e 60,5 Hz ou impedâncias de $\pm 5\%$ da ordem harmônica. Assim o efeito se mantém proporcionalmente constante para todas as ordens.

Cabe ressaltar ainda, que [16] diz que os LG devem ser traçados da forma mais compacta possível, eliminando regiões sem impedâncias e avaliando se as distorções provocadas por determinadas contingência pouco prováveis não poderiam ser toleradas. A Figura 8 mostra um exemplo de LG apresentado na BT 553 onde é realizada a sobreposição de dois LG com o objetivo de eliminar uma região sem impedâncias.

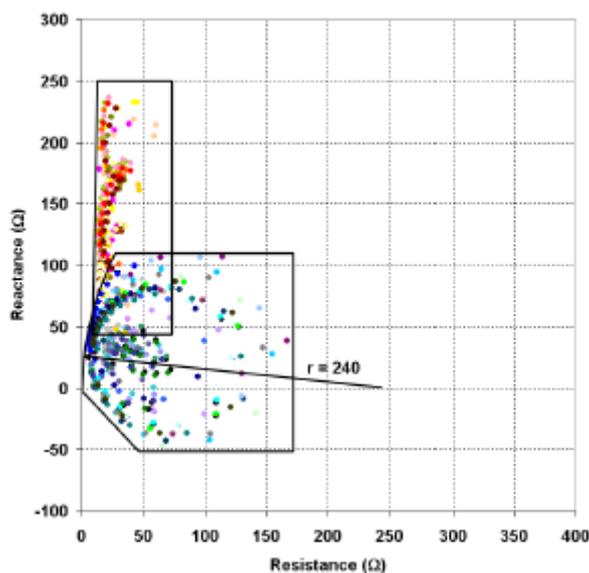


Figura 8 – Exemplo de LG da BT 553

A Brochura Técnica 553, de projeto de filtros, alerta também que existem poucas regras/critérios genéricos que podem ser aplicados universalmente para todos os casos e, conseqüentemente, cada rede deve ser tratada caso a caso. Diz ainda que não existe solução perfeita e que é necessário ter abordagens inteligentes de engenharia levando em conta as circunstâncias de cada projeto em termos técnicos e considerando os riscos e fatores econômicos associados.

Pelo que foi apresentado, fica evidente que internacionalmente, mesmo para projeto de filtros de sistemas HVDC, são permitidas abordagens menos rigorosas e principalmente mais flexíveis do que as exigidas no Brasil para a realização de estudos de desempenho harmônico de parques eólicos, no que diz respeito a forma de definição dos LG.

3 - PROCESSO DE AVALIAÇÃO DAS DISTORÇÕES E DA NECESSIDADE DE FILTROS

O processo de avaliação do desempenho harmônico de um parque eólico pode ser descrito resumidamente da seguinte forma:

- deve-se medir as distorções de tensão no PAC do empreendimento antes da entrada em operação;
- o acessante avalia através de simulações o impacto provocado pelo seu empreendimento em seu PAC seguindo a metodologia definida pelo ONS utilizando extratos de correntes harmônicas fornecidos pelo fabricante dos aerogeradores. Caso as distorções simuladas sejam inferiores aos limites definidos nos PR, o parque está apto a

entrar em operação sem restrições e posteriormente deve medir as correntes harmônicas nos terminais dos aerogeradores e reavaliar o estudo com estas correntes, se as distorções obtidas forem ainda inferiores aos limites, não existiriam mais etapas de avaliação; exceto possíveis comparações das medições de tensão pré e pós entrada em operação por solicitação do ONS;

- no caso de as simulações, seja com extratos fornecidos pelo fabricante dos aerogeradores ou medidas no próprio parque, resultarem em violação de qualquer dos limites permitidos, o parque deve instalar filtros em até um ano a partir da campanha de medição das correntes harmônicas da entrada em operação da última central geradora eólica. Caso a solução de filtragem não seja implantada simultaneamente à entrada em operação dos aerogeradores deve-se iniciar uma campanha de monitoramento das distorções no PAC. Caso durante o monitoramento seja constatada a violação do limite global inferior em uma das ordens harmônicas, devido a não instalação de filtro, o parque gerador deverá operar com o número máximo aerogeradores, definido em etapa de estudo, de forma a não provocar violações;

- após a instalação e comprovação do desempenho dos filtros não existiriam mais etapas de avaliação.

É importante destacar que recentemente o ONS definiu em [4] que os filtros de ordem harmônica par (2^a , 4^a , 6^a , etc), como também de ordens superiores à 13^a que foram indicados nos estudos de desempenho harmônico, *a priori*, não devem ser implementados. Por outro lado, o agente deverá implementar os filtros para as sintonias de ordem par e ordens superiores à 13^a , caso os valores medidos durante as campanhas (pré-tensão e/ou monitoramento contínuo) forem violados. O ONS ressalta, no entanto, que o desempenho de todas as ordens harmônicas, com exceção daquelas em que os filtros foram postergados, não poderão ser violados, considerando ambos os cenários, quais sejam, com e sem a presença dos filtros postergados. Para tanto, o(s) projeto(s) do(s) filtro(s) remanescente(s) deverá(ão) ser ajustado(s) para que esta condição seja atendida. De outro modo, a postergação não será permitida. Tal demonstração deverá constar do relatório de estudo sempre que o agente optar pela postergação mencionada acima.

Como consequência deste processo da avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos tem se verificado, para parques que solicitaram acesso antes da publicação de [4], situações onde as medições pós-entrada em operação resultam em

valores bem abaixo dos limites e daqueles obtidos nas simulações, mas os empreendimentos precisam instalar filtros em função do resultado das simulações.

Para novos parques a dispensa de instalação de filtros de ordens pares não é baseada em argumentos técnicos, uma vez que:

- permite que estes filtros não sejam instalados, *a priori*, mesmo que o estudo resulte em distorções bastante elevadas, desde que medição pré e pós parque não violem os limites globais inferiores; por outro lado, exigiria que estes filtros fossem instalados caso se verificasse uma violação marginal no estudo e as medições pré ou pós-parque se apresentassem acima dos limites globais inferiores;

- a permissão dada acima não é baseada no real impacto que o parque provoca nas distorções. Por exemplo, mesmo que após a entrada do parque em operação os níveis de distorção medidos após a entrada fossem inferiores aos medidos antes da entrada em operação, o parque precisaria instalar filtros caso tivesse verificado no estudo uma violação marginal.

Como os parques não têm qualquer responsabilidade sobre as medições pré-parque, uma eventual violação em distorções de ordens pares nestas medições não deveria definir a necessidade da instalação de filtros de ordens pares.

A mesma permissão de postergação da instalação dos filtros pares deveria ser estendida aos filtros de ordens ímpares, uma vez que não existe comprovação prévia de que para estas ordens os resultados dos estudos estariam corretos e que a entrada dos parques em operação elevaria as distorções. Se os resultados dos estudos para ordens pares podem ser preteridos, *a priori*, por que os de ordens ímpares não poderiam ser?

A exigência de que “o desempenho de todas as ordens harmônicas, com exceção daquelas em que os filtros foram postergados, não poderão ser violados, considerando ambos os cenários, quais sejam, com e sem a presença dos filtros postergados” obriga o projeto dos filtros de ordem ímpar seja feito considerando também os filtros pares (caso o estudo tenha verificado violação nestas ordens), mesmo que a hipótese da necessidade da instalação destes filtros no futuro seja mínima. Este fato pode desotimizar sobremaneira o projeto; portanto, a definição da necessidade e projeto dos filtros de ordens pares e ímpares deveria se dar após a entrada em operação e da avaliação do impacto provocado pelos parques.

Diante de todas as inconsistências e critérios conservadores adotados nos estudos de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos, onde a pior distorção pode ser obtida da combinação de uma corrente “poluída” pelo sistema e influenciada por um

evento transitório com uma impedância harmônica que representa um cenário altamente improvável, se não irreal, não é razoável se dimensionar e exigir a instalação de filtros sem que os resultados dos estudos sejam validados e comparados com as medições.

3.1 Possíveis Melhorias no Processo de Avaliação das Distorções e da Necessidade de Filtros

Em função de todas as inconsistências e incertezas da modelagem e critérios conservadores da metodologia adotada no Brasil para estudos de desempenho harmônico de usinas eólicas entende-se que a metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônico devam sofrer ajustes no sentido de produzir resultados mais realistas.

É fundamental, por exemplo, diferenciar as metodologias e critérios a serem utilizados para a avaliação do desempenho ou realização de um diagnóstico do impacto provocado por um parque nas distorções e para o projeto de filtros, ou fatalmente filtros continuarão sendo instalados desnecessariamente. Como melhorias neste aspecto, sugere-se:

- para a realização de diagnósticos, utilizar apenas impedâncias mais prováveis (regime normal, sem harmônicos adjacentes ou percentil 95 das impedâncias/cenários) para a definição da impedância harmônica;
- utilizar o percentil 95 das correntes medidas e não o valor máximo;
- avaliação das distorções das ordens ímpares, que tem as correntes mais afetadas pela rede, utilizando técnicas mais sofisticadas de análise, por exemplo, técnicas de atribuição de responsabilidades.

Condicionar a instalação de filtros ao efetivo impacto dos empreendimentos nas distorções – combinando resultados de estudos e medições. Para isso, a comparação de resultados de medição de longo prazo das tensões harmônicas no PAC pré e pós-parque seria uma abordagem mais simples, mas que já é capaz de indicar se o referido empreendimento impacta significativamente nas distorções. Alternativamente podem ser aplicadas técnicas de atribuição de responsabilidades para distinguir quanto das distorções efetivamente é devida a conexão do parque eólico. Pode-se citar como exemplo destas técnicas as metodologias definidas na IEC 61000-3-6, na Brochura Técnica 468 do Cigré e o Método da Superposição, os quais tem sido avaliados pelo grupo de trabalho C4.42 do Cigré.

Outra implementação necessária para a gestão da QEE no sistema brasileiro seria a implantação de um sistema de monitoramento e gestão das distorções com capacidade de aquisição, armazenamento e análise das distorções para tomada de decisão. Este sistema poderia monitorar barras de carga e geração e indicar pontos do sistema com potenciais problemas ou necessidade de mitigação. Um exemplo de sistema deste tipo é apresentado em [39].

4 - CONCLUSÕES

Com o que foi apresentado neste documento é possível concluir que, por si só os estudos de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos já são afetados por uma série de incertezas e inconsistências com relação à modelagem, não obstante a isto, o ONS exige a utilização de uma metodologia conservadora, própria para projeto de filtros. Como consequência, os estudos que deveriam ser de diagnóstico ou de avaliação do real impacto provocado pelos parques eólicos resultam na necessidade de instalação de filtros desnecessários ou superdimensionados.

Portanto, a metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônicos de parques eólicos devem sofrer ajustes imediatos no sentido de produzir resultados mais realistas, evitando-se assim a instalação de equipamentos desnecessários no sistema. A instalação de filtros pelos parques eólicos deveria ser condicionada ao efetivo impacto dos empreendimentos nas distorções e a decisão sobre suas instalações deveria combinar resultados de estudos, medição e técnicas para atribuição de responsabilidades.

5 - REFERÊNCIAS

- [1] ONS, “Harmonic Distortion Measurements in Brazilian Wind Farms - Integration of Wind Power Plants into the Brazilian Transmission System”, Julho/2016.
- [2] 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.
- [3] ONS, Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede - Rev. 2016.12, “Diretrizes e critérios para estudos elétricos” Dezembro de 2016.
- [4] ONS, NT 009/2016 – Rev.1, “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Novos Acessos a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares e Consumidores Livres”, Março/2018.
- [5] IEC, IEC/TR 62001: Guide to the specification and design evaluation of AC filters for high-voltage direct current (HVDC) systems. Frankfurt, 2009.

- [6] CIGRÉ/CIRED, Working Group B4-39 - Integration of large Scale Wind Generation using HVDC and Power Electronics, Brochura Técnica 370. 2009.
- [7] GT ONS-ABEEÓLICA - MÉTODO DE CÁLCULO, MEDIÇÃO E PROCESSO DE APROVAÇÃO DA CONFORMIDADE DE PARQUES EÓLICOS ACESSANTES À REDE BÁSICA FACE A DISTORÇÃO HARMÔNICA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL, 11/08/2014, Rio de Janeiro.
- [8] GT ONS-ABEEÓLICA, International_Power Quality Requirements_GT ABEEOLICA_ALSTOM_ars.xlsx. Arquivo Excel, 12/05/2014.
- [9] Hydro Québec – “Emission Limits for Customer Facilities Connected to the Hydro-Québec Transmission System”. 2008.
- [10] Patel, D.; Varma, R.; et all. IMPACT OF WIND TURBINE GENERATORS ON NETWORK RESONANCE AND HARMONIC DISTORTION. IEEE, 2010.
- [11] R. King, J. B. Ekanayake. Harmonic modelling of offshore wind farms. IEEE, 2010
- [12] K. Leong Koo, Zia Emin. Harmonic specification for Offshore Wind Farm connections – determination, issues and recommendations
- [13] A. Shafiu, A. Hernandez, et all. HARMONIC STUDIES FOR OFFSHORE WINDFARMS.
- [14] Kah Leong Koo. Harmonic assessments for filter design specifications at U.K.. UPEC, 2010.
- [15] Cepel – DRE – 1240/2018 – “Considerações sobre os Procedimentos de Rede Relativos ao Impacto Harmônico de Novas Instalações”, 2018.
- [16] Technical Brochure 553, “Special Aspects of AC Filter Design for HVDC Systems”, Cigre Working Group B4-47, October 2013.
- [17] IEEE PES Wind Plant Collector System Design Working Group - Harmonics and Resonance Issues in Wind Power Plants, IEEE, 2011.
- [18] Meyer, J.; Bollen, M.; et all. Future Work on harmonics – Some Expert Opinions - Part II – Supraharmonics, Standards and Measurements. IEEE, 2014.
- [19] Koceviak, L.; Alvares, C.; et all. Wind Turbine Harmonic Model and Its Application - Overview, Status and Outline of the new IEC Technical Report. IEEE.
- [20] M. Val Escudero, Z. Emin, et all. CIGRE JWG C4/B4.38 - NETWORK MODELLING FOR HARMONIC STUDIES – STATUS REPORT. Cigré Dublin Symposium, 2017.
- [21] Ackermann, T, (editor), “Wind Power in Power Systems”, John Wiley & Sons, Ltd, 2005.
- [22] DEWI GmbH Deutsches Windenergie-Institut. “Harmonic current emission of wind farms”. Disponível em: <http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Publikations/S06_4_Santjer.pdf> . Acesso em: 17 de Fevereiro de 2014.

- [23] Cepel – DTD-21979/2012 – “Terceira campanha de medições no parque eólico Cerro Chato – Análise dos resultados obtidos de correntes e tensões harmônicas”, 2012.
- [24] De Carli, M.; Ristow, R. Avaliação da Influência das Tensões Pré-existentes na Rede sobre as Medição de Correntes Harmônicas em Aerogeradores e a Aplicação de Probabilidades às Correntes. XXIII SNPTEE, 2015.
- [25] Andresen, B.; Sorensen, P.; Santjer, F.; Niiranen, J.. Overview, Status, and Outline of the New Revision for the IEC 61400-21 – “Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines”.
- [26] IEC 61000-3-6, 2nd. Ed. “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3-6: Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems”, 2008.
- [27] Fabio Medeiros, Dalton C. Brasil, Paulo F. Ribeiro, Cristiano A. G.
- [28] Marques and Carlos A. Duque, "A New Approach for Harmonic Summation Using the Methodology of IEC 61400-21". 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power, TCHQP 2010, Bergamo, Italy, September 2010.
- [29] Fabio Medeiros, Dalton C. Brasil, Paulo F. Ribeiro, Cristiano A. G.
- [30] Marques and Carlos A. Duque, "Considerations on the Aggregation of Harmonics Produced by Large Wind Farms". IEEE 2012.
- [31] Yang, K.; Bollen, M.; Wahlberg, M. CHARACTERISTIC AND NON-CHARACTERISTIC HARMONICS FROM WINDPARKS. CIRED - 21st International Conference on Electricity Distribution, 2011.
- [32] F. Faria da Silva, C. L. Bak, P.B. Holst. “C4-108 - Study of Harmonics in Cable-based Transmission Networks”. Cigre 2012- Paris.
- [33] Arrillaga, J.; Watson, N. R. Power System Harmonics, Second Edition. Chichester: John Wiley & Sons, 2003. ISBN 0-470-85129-5.
- [34] Robert, A.; Deflandre, T. Guide for Assessing the Network Impedance. ÉLECTRA, Paris, n. 167. 1996.
- [35] De Carli, M; Ristow R.; Meyer, B.; Ross, R.; Antunes, R.. “Influência da Definição do Lugar Geométrico das Impedâncias nos Estudos de Desempenho Harmônico Associados a Usinas Eólicas”. XV ERIAC, 2013.
- [36] K. L. KOO and Z. EMIN. “Challenges in Harmonic Assessments of Non-linear Load Connections”. CIGRE Session 2016.
- [37] Arrillaga, J. et al. AC System Modelling for a.c. Filter Design an Overview of Impedance Modelling. ÉLECTRA, Paris, n. 164, 1996.
- [38] M. Domínguez, I. D. Coope, J. Arrillaga, N. R Watson. “An Adaptive Scheme for the Derivation of Harmonic Impedance Contours”. IEEE, 1994.
- [39] A. DÍAZ GARCÍA, L. SOTO CANO, L. F. BEITES, M. ÁLVAREZ FERNÁNDEZ. “Power Quality Monitoring and Assessment in the Spanish Transmission System”. Cigré Session, 2016.