

Electrical System Load Modeling and its Impact on Harmonic Analysis of a Wind Power Plant

N. Braga, L. Passos, R. Santos, J. Pereira, M. Fortes, *Senior Member, IEEE*, and S. Gomes Jr., *Senior Member, IEEE*

Abstract—In the current context, due to the increasing insertion of nonlinear elements in the electric system, harmonic analysis becomes necessary and has been highlighted in the international scenario. Regarding the modelling of the linear load of the electric system, it is relevant to note that, due to the impact on the frequency response of the grid and, in principle, to increase damping for the harmonic currents generated by wind farms, it is important to verify the impact caused by the different forms of representation of the load or its disregard. In this sense, this article presents the criteria adopted by the Brazilian National Electric System Operator (ONS) to perform the harmonic distortion studies for the access to the HV (High Voltage) transmission system or to their frontier buses, aiming to compare three types of linear load modelling: in series, in parallel and open circuit, in relation to the harmonic distortion indexes and the frequency response of the electrical system. This comparison is carried out in a real study case of a wind farm, using the locus method, with data obtained through simulation in the HarmZs program. The results show that, when the electric system loads are represented, lower voltage harmonic distortions are found when compared to the simulations without considering the external load of the system.

Index Terms—Harmonic Analysis, Impedance Measure, Wind power Generation, Power System Harmonics.

I. INTRODUÇÃO

TENDO em vista o número crescente de cargas ou fontes propensas a introduzir uma distorção de estado estacionário na forma de onda de tensão em sistemas de energia elétrica, tem se atribuído importância à qualidade da energia e às avaliações das distorções harmônicas de tensão.

N.B.Braga, Universidade Federal Fluminense (UFF), Niterói, Rio de Janeiro, Brasil, nina@poli.uff.br.

L.S.Passos, Universidade Federal Fluminense (UFF), Niterói, Rio de Janeiro, Brasil, leandrospassos6@gmail.com.

R.B.S.Santos, Universidade Federal Fluminense (UFF), Niterói, Rio de Janeiro, Brasil, rosanebs.santos@gmail.com.

J.G Pereira, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, jaqgomes@gmail.com.

M.Z.Fortes, Universidade Federal Fluminense (UFF), Niterói, Brasil, mzf@vm.uff.br.

S.Gomes Jr., Universidade Federal Fluminense (UFF), Niterói, Rio de Janeiro, Brasil, sergiogomes@id.uff.br.

A contribuição adicional da distorção harmônica devido à conexão de uma nova usina no sistema de transmissão se dá de duas formas: tensões harmônicas e/ou correntes geradas e emitidas pela usina conectada ou pela modificação do nível de distorção de tensão harmônica existente no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), causado pela interação de impedâncias harmônicas entre o sistema de conexão e o sistema de transmissão. Em ambos os casos, a avaliação da distorção harmônica adicional ou modificada de um novo acessante pode ser feita utilizando diferentes tipos de modelagem de cargas lineares da Rede Externa.

Ressalta-se que o modelo utilizado para representação da carga linear da Rede Externa é fator significativo na determinação da impedância harmônica da Rede Básica (RB) vista do PAC (Z_{bh}) e, por conseguinte, das distorções harmônicas de tensão. Conforme [1], de maneira geral, a modelagem das cargas lineares do sistema elétrico apresenta várias incertezas em relação à sua representação e, em razão disso, ainda não há uma unanimidade sobre a padronização em nível internacional. Nesse sentido, ressalta-se a importância de um estudo mais detalhado sobre a modelagem das cargas lineares, a fim de promover um aperfeiçoamento dos estudos de qualidade da energia e retratar com maior veracidade os impactos harmônicos na rede. Os efeitos destes harmônicos já estão destacados na literatura como reportado em [2] e [3].

Este artigo está organizado da seguinte forma: Seção II apresenta o processo atual de medidas e procedimentos recomendados pelo ONS para viabilizar os acessos na RB ou nos seus barramentos de fronteira, quanto aos requisitos de estudos de distorção harmônica de tensão para agentes de geração. A Seção III, apresenta os três tipos de modelagem das cargas terminais e por meio de estudos de casos de um parque eólico, é feita a comparação dos modelos de carga linear do sistema elétrico (Rede Externa) em relação aos índices harmônicos. Por fim, na Seção IV é apresentada a conclusão do artigo.

II. ESTUDOS DE DISTRORÇÃO HARMÔNICA PARA ACESSO DE AGENTES AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

Quando ocorrem solicitações de acesso de agentes geradores ou consumidores, cujas instalações não lineares possam comprometer o desempenho da RB, devem ser realizadas, conforme [4], análises fundamentadas em indicadores de qualidade da energia elétrica, para a viabilização do acesso, que compreende a conexão e o uso, às instalações de transmissão integrantes da RB ou nos seus barramentos de fronteira.

No Brasil, no caso de agentes conectados na RB ou em barramentos de fronteira, os indicadores de distorção harmônica, definidos pelo Operador em [4], têm como objetivo verificar os níveis de distorção harmônica de tensão nos barramentos, conforme (1) e (2), de acordo com [5].

1) *Distorção harmônica individual de tensão:*

$$DTHI = 100 \frac{v_h}{v_1} (\%) \quad (1)$$

Em que:

$$h = 1 \text{ a } 50$$

$$v_h = \text{Tensão Harmônica de ordem } h \text{ (V)}$$

$$v_1 = \text{Tensão à frequência fundamental (V)}$$

2) *Distorção harmônica total de tensão:*

$$DTHT = \sqrt{\sum_{i=1}^{50} DTHI^2} (\%) \quad (2)$$

Quando esses indicadores são obtidos por medições, a forma de aquisição dos dados, intervalos de leitura, dentre outros valores destes indicadores são especificados em [4].

Os limites de distorção harmônica estabelecidos nos procedimentos de rede do operador [4], englobam dois tipos, (A) limite individual, que representa valores individuais que devem ser atendidos por um único empreendimento no PAC e (B) limite global, que contempla o impacto de todos os empreendimentos conectados nesse ponto. No presente trabalho será avaliado apenas o limite individual, tendo em vista que a análise foi realizada por meio de estudo que avalia apenas o impacto de um empreendimento no sistema.

A. *Limites Individuais*

Valores que devem ser respeitados por cada empreendimento, de forma individual, no seu PAC. Os limites individuais para os indicadores DTHI (Distorção de Tensão Harmônica Individual) e DTHT (Distorção de Tensão Harmônica Total), bem como o limite para a Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHTS95%), estabelecidos pelo ONS, constam na Tabela I.

TABELA I

LIMITES INDIVIDUAIS PARA OS INDICADORES DTHI E DTHT [4]							
13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥ 27	0,7%			≥ 27	0,4%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

Em casos de acessos futuros à RB, como não é possível realizar a mediação desses indicadores, a avaliação do impacto da instalação não linear quanto à distorção harmônica de tensão, individual e total, é realizada por meio de estudos, sendo estes

de responsabilidade do acessante e avaliação do ONS. Concerne ao ONS, dentre suas atribuições, realizar o gerenciamento do desempenho da RB do Sistema Interligado Nacional (SIN), no que se refere à qualidade da energia elétrica (QEE).

As metodologias utilizadas nos estudos de distorção harmônica de tensão estão de acordo com as recomendadas pelo ONS em [6].

Os limites individuais relativos aos indicadores de Qualidade da Energia Elétrica (QEE) devem ser respeitados considerando a operação normal e degradada da RB. Para tanto, considera-se condições de emergência (N-1), no entorno do PAC, para os elementos da rede localizados até a terceira vizinhança, obtidas na configuração estudada. Além disso, o estudo deve considerar configurações da Rede Externa, para cada cenário e patamar de carga.

A mencionada avaliação, que consiste na execução de estudos específicos, é referida ao ponto de conexão do acessante no sistema de transmissão, denominado PAC. Tem por objetivo verificar o atendimento aos requisitos técnicos para conexão de agentes com instalações não lineares e sinalizar eventuais providências a serem tomadas antecipadamente pelo agente no sentido de atender aos limites dos indicadores, estabelecidos em [4], sendo necessário, em alguns casos, a implantação de filtros de correntes harmônicas.

III. ESTUDO DE DISTORÇÃO HARMÔNICA

O objetivo do estudo de distorção harmônica é avaliar o impacto da nova instalação no PAC, possibilitando prever os piores níveis de distorção harmônica a serem causados pelo empreendimento no ponto de conexão.

Haja vista as limitações ainda presentes nos estudos de harmônicos, tanto em relação às incertezas dos modelos adotados para os elementos de rede, quanto pela disponibilidade de dados, o método do Lugar Geométrico (LG) da impedância harmônica da RB, no plano da admitância, é o procedimento recomendado pelo ONS, conforme [6], para avaliar o impacto harmônico de uma nova instalação no PAC. O detalhamento da modelagem dos elementos de rede em função da frequência pode ser obtido em [7].

O LG permite uma avaliação do impacto individual causado pela instalação não linear, no qual essa é representada por um equivalente Norton e a Rede Externa (que corresponde ao sistema elétrico) por um lugar geométrico de admitâncias. Procura-se com este método situações que minimizem o valor da admitância equivalente (instalação não linear e Rede Externa) vista do PAC, de maneira a maximizar o valor da tensão harmônica resultante.

A Fig. 1 apresenta o circuito equivalente utilizado para avaliar o nível de distorção harmônica no PAC, em que I_h e Y_{ih} representam, respectivamente, a corrente equivalente de Norton e a admitância harmônica da rede passiva interna da planta, sendo os possíveis filtros considerados como parte desta instalação. Y_{bh} é a admitância representativa da rede elétrica externa à instalação, a partir do PAC, e calculada a partir do LG.

A Fig. 2 apresenta os dois tipos de LG no plano da admitância (G x B) que são aceitos pelo ONS, o Polígono de “n” Lados

(PnL) e o setor angular (ou anular), que serão detalhados no item B, desta Seção III.

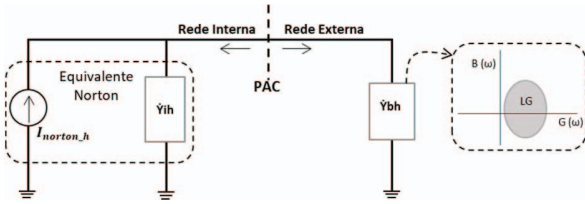


Fig. 1. Representação do Equivalente Norton, com o LG da Rede Básica, representando a Rede Interna, externa e o PAC.

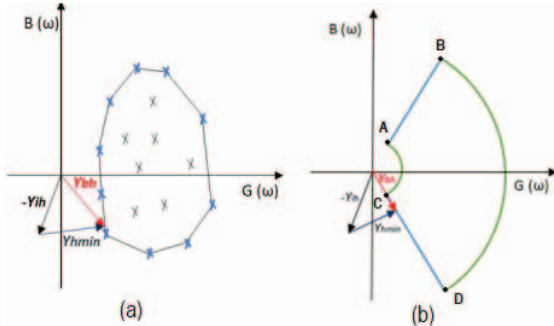


Fig. 2. Tipos de LG no plano da admitância (G x B) aceitos pelo ONS: (a) Polígono de "n" Lados e (b) Setor Angular.

Para um dado valor de admitância interna da rede da planta (Y_{ih}) pode-se determinar nas fronteiras do LG das admitâncias e o valor de Y_{bh} que minimiza o fasor do denominador da expressão (Y_{hmin}), de forma que conduza à máxima distorção harmônica. O valor da impedância representativa da RB pertencente ao LG que maximiza o valor da tensão harmônica no PAC, para cada ordem harmônica (h), é obtido por cálculo geométrico no plano complexo de admitâncias, sendo a tensão harmônica máxima conforme (3):

$$V_{hmax} = \frac{I_h}{Y_{hmin}} \quad (3)$$

Sendo Y_{hmin} o módulo da soma vetorial em paralelo da admitância Norton equivalente da rede do Agente (\dot{Y}_{ih}) com a admitância correspondente ao ponto do envelope do LG de admitância da RB (\dot{Y}_{bh}) que minimiza Y_{hmin} . O ponto no envelope que corresponde a esse menor módulo é encontrado geometricamente como a menor distância do extremo do vetor $-\dot{Y}_{ih}$ ao LG de admitância harmônica da RB, conforme (4).

$$Y_{hmin} = |\dot{Y}_{ih} + \dot{Y}_{bh}| \quad (4)$$

Independente da metodologia adotada para a rede, a Rede Interna é representada por um equivalente de Norton (I_h e \dot{Y}_{ih}) e a Rede Externa por um LG representativo das admitâncias harmônicas da RB (\dot{Y}_{bh}) vistas do PAC, conforme ilustrado na Fig. 1.

A. Determinação da Corrente Harmônica (I_h) da Rede Interna (Equivalente Norton)

Os valores das correntes harmônicas (I_h) geradas por cada equipamento não linear da Rede Interna, deverão ser

informados pelo seu fabricante (cicloconversores, pontes conversoras a tiristores de 6, 12 ou mais pulsos, inversores tipo VSC – *voltage source converter* – utilizados em parques eólicos, conversores CC-CA utilizados em parques fotovoltaicos, etc.) [8].

1) Caso de Conversores do tipo VSC, com lógica de chaveamento PWM utilizados em parques eólicos

Tendo em conta as características de chaveamento tipo PWM (*Pulse Width Modulation*), os valores das correntes harmônicas injetadas pelos conversores tipo VSC, e utilizados em empreendimentos de geração eólica, devem ser verificadas por meio de medição após a entrada em operação do empreendimento de geração eólica e o estudo, obrigatoriamente, revisado com essas correntes medidas.

A campanha de medição de corrente deve ser realizada após o comissionamento da nova planta para avaliar a corrente harmônica emitida, que deve ser comparada com os valores informados pelo fabricante e utilizadas nos estudos prévios de planejamento. Tais medições devem ser realizadas de acordo com as recomendações da IEC 61400-21 [9].

2) Determinação da combinação das contribuições das correntes de Norton de cada fonte à corrente total

Considerando a dificuldade em estabelecer os ângulos entre as correntes geradas pelas diferentes fontes, independentemente controladas para uma mesma harmônica, a corrente resultante, conforme modelo da Fig. 1, deverá ser obtida por meio de (5), estabelecida pela IEC 61000-3-6 [10].

$$I_{h,total} = \left[\sum_{i=1}^N (I_{h,i})^a \right]^{\frac{1}{a}} \quad (5)$$

Em que:

h - ordem harmônica;

N - total de fontes;

a - fator de agregação (conforme Tabela II);

$I_{h,i}$ - corrente harmônica no PAC gerada pela i -ésima fonte harmônica.

TABELA II
FATOR DE AGREGAÇÃO ADOTADO PARA DIFERENTES ORDENS HARMÔNICAS

a	Ordem Harmônica
1	$h < 5$
1,4	$5 \leq h \leq 10$
2	$h \geq 10$

B. Método do Lugar Geométrico (LG)

O LG pode ser representado por diferentes formas geométricas que envolvem, com certa margem, todos os pontos de admitância calculados para cada harmônica ou conjuntos de harmônicas vizinhas, conforme [11]. Dos diferentes tipos de LG que podem ser utilizados para representação da RB no PAC, o ONS recomenda em [6], o método do Setor Angular ou o método do PnL. A metodologia para a determinação do PnL é descrita com maiores detalhes em [12].

Para a determinação do LG representativo da RB, é

necessário inicialmente calcular as impedâncias/admitâncias harmônicas vistas do PAC para cada harmônica, desconsiderando o efeito do circuito interno da instalação a ser analisada, visto que esse efeito já é representado no Equivalente Norton.

O LG será composto pelo conjunto de admitâncias da RB, vistas do PAC, considerando diferentes configurações da rede, quais sejam: condições atuais e futuras obras (até o horizonte do PAR - Plano de Ampliações e Reforços, atualmente compreendendo o período de cinco anos), diferentes cenários quanto aos níveis de carga (leve, média e pesada), assim como situações de operação em contingência (N-1) até a 3ª vizinhança. Desse modo, através do método do LG, torna-se possível avaliar a variação da rede devido à sua expansão, assim como as diversas configurações que podem ocorrer ao longo do tempo.

Vale ressaltar que, os requisitos de distorção harmônica de tensão devem ser atendidos em qualquer ponto no interior do LG para cada harmônica, para tanto pode ser demonstrado que só interessam os pontos de fronteira do LG, ou seja, os pontos da envoltória.

1) Polígono de “n” Lados

No método do PnL, a envoltória é constituída por polígonos convexos conforme Fig. 2.a). O conjunto de pontos, que formam uma “nuvem de pontos” em cinza, simbolizam os pontos de admitância da Rede Externa, os vértices do polígono convexo compreendem os pontos mais externos da envoltória.

Para a determinação do conjunto de admitância (nuvem de pontos) que irão dar origem ao LG, deve ser utilizado um intervalo de $(h-0,5, h, h+0,5)$, porém com passo harmônico de $\pm 0,1$ em relação à frequência fundamental (ou ± 6 Hz com respeito à frequência), que serve para representar possíveis deslocamentos da curva de resposta em frequência devido, principalmente, às variações dos parâmetros dos elementos de rede por simplificações na representação, assim como variação de comprimentos de linha, etc.

Esta metodologia é uma das alternativas que podem apresentar resultados menos conservadores quanto à distorção harmônica, resultando em projetos de filtros (quando necessário) menos robustos e, portanto, com um menor custo. Todavia, o Operador considera em [4] que, apesar disso, ele apresenta margens de segurança consideradas adequadas, garantindo principalmente, a proteção e a integridade do sistema elétrico quando da conexão de novos acessos à RB.

2) Setor Angular (ou Anular)

De acordo com a Fig. 2.b), o setor angular (ou anular) é formado a partir de quatro pontos: A, B, C e D. Sendo o ponto A formado pelo menor módulo e maior ângulo do conjunto de “nuvem de pontos” de admitância da Rede Externa e o ponto C é formado pelo menor módulo e menor ângulo do conjunto de pontos de admitância da Rede Externa, já o ponto B é formado pelo maior módulo e maior ângulo do conjunto de pontos de admitância da Rede Externa, enquanto o ponto D é formado pelo maior módulo e menor ângulo do conjunto de pontos de admitância da Rede Externa.

Para a determinação do conjunto de admitâncias (nuvem de pontos) que irão dar origem ao LG tipo Setor Angular, deverá ser utilizado um intervalo igual a $(h-1, h, h+1)$, sem passo harmônico.

IV. MODELAGEM DOS ELEMENTOS DA REDE EXTERNA

Instalações não lineares são conhecidas por injetarem correntes harmônicas no sistema e, portanto, em alguns casos, os limites de emissão harmônicos são avaliados por meio de correntes e não de tensão harmônica [1]. Porém, nos estudos de impacto harmônico realizados no sistema brasileiro, a metodologia é baseada na distorção harmônica de tensão. Para tanto, é necessário o cálculo da impedância do sistema a fim de se obter o LG, apresentado no item III.B, e se poder trabalhar com o parâmetro de tensão.

A representação da matriz de admitância da rede, $[Y_h]$, é uma prática padrão na análise de sistemas de potência, e nela são representadas as equações características para os elementos da rede como: cargas, transformadores, linhas de transmissão, máquinas elétricas, etc. Entretanto, para a correta análise do fenômeno de distorção harmônica de tensão, há necessidade de que a modelagem seja corretamente realizada considerando uma faixa de frequências de interesse – 60 a 3000 Hz. Neste caso, pode ser necessário aplicar alguns fatores de correção para os parâmetros de alguns elementos calculados inicialmente apenas para a frequência fundamental. O cálculo de $[Z_h]$ para diversas frequências é conhecido como “mapeamento das frequências”, no qual é possível obter as curvas de resposta em frequência e, por conseguinte, analisar as frequências de ressonância para as impedâncias próprias e de transferência calculadas [13].

A. Modelagem da Carga

Atualmente não há uma definição de qual o melhor modelo com relação à modelagem da carga linear da Rede Externa para os estudos harmônicos. A indicação do ONS em [6] é de que a carga linear seja desconsiderada, o que pode ser considerado como um método mais conservador, uma vez que a representação da carga atenua o impacto na distorção harmônica tensão de um empreendimento a ser conectado à rede. Neste sentido, a escolha correta da modelagem da carga é importante para os estudos de impacto harmônico de um empreendimento. Os diferentes modelos podem impactar tanto na representação dos elementos de amortecimento, como também podem representar mudanças nas condições de ressonância [1].

Assim sendo, este artigo apresenta 3 (três) alternativas para esta representação: série, paralelo e sem consideração da carga da Rede Externa, conforme mostrado na Fig.3, R_1 e X_1 são a resistência e reatância à frequência fundamental, respectivamente, correspondendo à potência nominal da carga.

1) Transformadores, Máquinas Elétricas e Linhas de transmissão

As máquinas elétricas são modeladas como fontes de tensão e são necessários seus valores de resistência de armadura e

reatância sub-transitória de eixo direto, ambos em pu na base de cada equipamento e potência nominal da máquina [14].

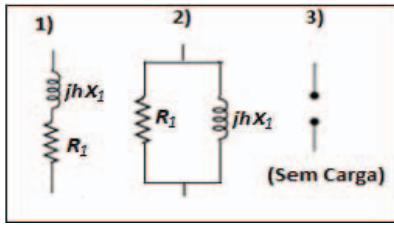


Fig. 3. Modelos de representação harmônica da carga da Rede Externa. 1) Série 2) Paralelo 3) Sem carga.

Os transformadores são representados através de sua impedância e são necessários dados como tensão no primário e secundário, resistência e reatância de curto-circuito e potência nominal do equipamento.

Já as linhas de transmissão são modeladas por parâmetros distribuídos [8] e, assim como os transformadores e máquinas elétricas, possuem um fator de correção, conforme (6), que corrige a resistência de alguns elementos com a frequência.

$$R(f) = R(f_0) \left[A \left(\frac{f}{f_0} \right)^\alpha + B \left(\frac{f}{f_0} \right)^\beta + C \right] \quad (6)$$

Em que, f_0 é a frequência fundamental e $R(f_0)$ é a resistência na frequência fundamental informada nos dados de linhas de transmissão, transformadores ou máquinas.

Os valores de “Alfa”, “Beta”, “A”, “B” e “C” são obtidos em função de cálculos realizados ou informações disponíveis na literatura técnica para ajustar os comportamentos da resistência em função da frequência para a faixa de 0 a 3000 Hz (50º harmônico) [1].

V. SIMULAÇÃO

Atualmente não há uma definição de qual o melhor modelo de simulação dos estudos harmônicos com relação à modelagem da carga linear da Rede Externa. Nos estudos realizados pelo ONS, a carga linear da Rede Externa é desconsiderada, conforme representação 3) da Fig.3, o que pode ser considerado como um método mais conservador, uma vez que a representação da carga atenua a contribuição na distorção harmônica de um empreendimento de geração a ser conectado à rede, sendo assim um assunto de grande debate entre especialistas da área.

Desta forma, os resultados das simulações apresentados neste artigo têm por objetivo verificar as sensibilidades quanto à representação da carga linear do sistema nos estudos de impacto harmônico de parques eólicos. Para tanto, são avaliadas as três possibilidades mencionadas anteriormente: carga em série, em paralelo e sem carga. Em relação aos resultados, são analisadas as curvas de resposta em frequência e os resultados de distorção harmônica de tensão.

Foram realizadas simulações utilizando o programa HarmZs, do CEPTEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica [14], que é aplicado em diversos estudos de Qualidade da Energia, como exemplo cita-se o apresentado em [15].

A topologia da Rede Interna do complexo eólico, até sua conexão ao PAC conforme apresentado no Apêndice B.

Enquanto a Tabela III mostra os valores de correntes harmônicas injetadas pelos aerogeradores.

TABELA III
VALORES DE CORRENTE DO FABRICANTE

		I Fabricante		I Fabricante			
h	f (Hz)	(pu - Base Sistema)		h	f (Hz)	(pu - Base Sistema)	
2	120	1,49E-01		27	1620	2,10E-02	
3	180	7,98E-02		28	1680	4,20E-03	
4	240	1,20E-01		29	1740	2,31E-02	
5	300	2,23E-01		30	1800	4,20E-03	
6	360	3,99E-02		31	1860	3,36E-02	
7	420	1,39E-01		32	1920	2,10E-03	
8	480	8,19E-02		33	1980	8,40E-03	
9	540	3,57E-02		34	2040	2,10E-03	
10	600	7,14E-02		35	2100	2,73E-02	
11	660	6,93E-02		36	2160	4,20E-03	
12	720	6,30E-03		37	2220	4,62E-02	
13	780	3,36E-02		38	2280	6,30E-03	
14	840	2,52E-02		39	2340	6,30E-03	
15	900	5,88E-02		40	2400	6,30E-03	
16	960	2,31E-02		41	2460	9,03E-02	
17	1020	5,67E-02		42	2520	8,40E-03	
18	1080	4,20E-03		43	2580	9,45E-02	
19	1140	5,25E-02		44	2640	8,40E-03	
20	1200	4,20E-03		45	2700	6,30E-03	
21	1260	1,05E-02		46	2760	6,30E-03	
22	1320	4,20E-03		47	2820	5,88E-02	
23	1380	4,20E-02		48	2880	4,20E-03	
24	1440	4,20E-03		49	2940	3,78E-02	
25	1500	4,62E-02		50	3000	2,10E-03	
26	1560	6,30E-03					

O empreendimento de geração eólica possui capacidade instalada de 98,7 MW, composto por 4 parques eólicos, totalizando 47 aerogeradores, do tipo DFIG – *Doubly Fed Induction Generator*, de 2,1 MW, conectados na RB no setor de 230 kV.

A. Premissas do Estudo

Neste artigo, as seguintes premissas foram consideradas no estudo harmônico:

- 1) As fontes harmônicas são modeladas como fontes de injeção de corrente harmônica, de determinada amplitude e frequência.
- 2) As diretrizes para o estudo em questão, como limites de distorções harmônicas, foram baseadas em [4].
- 3) Adoção do Método dos PnL para as envoltórias do LG formado pelas admitâncias da RB, por ser o mais utilizado em estudos de impacto harmônico referentes a parques eólicos.
- 4) Para representação da Rede Externa do sistema foram feitas duas análises: (i) utilizando o caso de Referência do Plano de Ampliação e Reforços das Instalações de Transmissão – PAR 2019-2018/2020 do ONS,

considerando o PAC na barra da SE Mossoró IV 230 kV (Barra 1, presente no Apêndice A) e (ii) utilizando o sistema teste IEEE 30 barras, considerando o PAC na barra 1 e, posteriormente, na barra 2.

- 5) No caso (i), a Rede Interna foi representada pelo parque eólico completo, 47 aerogeradores, conforme apresentado no Apêndice B. Já no caso (ii), foram considerados apenas os 22 aerogeradores dos parques 1 e 2, devido ao sistema teste IEEE 30 barras ser menos robusto, e, portanto, mais sensível se comparado ao sistema real do caso (i).

Para o caso (i) foi adotado o critério de contingências N-1 para todos os equipamentos presentes no sistema, até a terceira vizinhança do PAC. Já para o caso (ii) foi adotado o critério de contingências N-1 para todos os equipamentos existentes, já que este sistema é relativamente pequeno, sendo assim viável a referida análise.

B. Resultados da Modelagem Com e Sem a Carga Linear da Rede Externa, caso (i)

A partir das simulações realizadas, foi possível verificar o comportamento das características de distorção harmônica para cada modelagem da carga linear da Rede Externa.

Para o cálculo da DTHI e DTHT no PAC, foram mapeadas as frequências de 60 Hz à 3000 Hz, tendo o empreendimento violado os limites em algumas delas. Para simplificação dos estudos e resultados, serão mostrados os valores de DTHI da 2ª à 10ª ordem harmônica, pois, a partir da 11ª não houve violação dos limites de DTHI em nenhuma das configurações de carga.

Os resultados de DTHI e DTHT para o caso (i) podem ser vistos na Tabela IV sendo que, para a frequência de 600Hz, em todas as modelagens, os valores ficaram acima dos limites indicados na Tabela IV enquanto na frequência de 480Hz somente a modelagem sem carga ultrapassou o limite.

A partir da Tabela IV é possível verificar que a simulação sem carga, apresenta distorção superior àquela apresentada quando considerada as cargas, podendo indicar uma representação mais conservativa dos estudos harmônicos, como esperado.

valores inferiores se comparados aos da modelagem sem carga, as diferenças podem ser consideradas pequenas.

Analisando os resultados da Tabela IV, na frequência de 600 Hz houve violação do limite de DTHI em todas as configurações de carga, enquanto que, apenas na frequência de 480 Hz haveria necessidade de inclusão de soluções mitigadoras somente na modelagem sem carga, ou seja, a não representação da carga não implicou em um aumento significativo de necessidade de soluções mitigadoras para as demais ordens harmônicas, não prejudicando a análise em questão. A modelagem da carga pode apresentar inconsistências ou informações incompletas devido às dificuldades de coleta destes dados, conforme já mencionado e, portanto, em alguns casos é preferível não representá-la do que obter resultados incoerentes.

Os desenhos do lugar geométrico para as configurações de carga a 600Hz podem ser vistos no Apêndice B. No método do LG, quanto menor o valor da admitância equivalente entre a Rede Interna e a Rede Externa, maior o valor de distorção harmônica de tensão. Os valores de admitância sem carga são os menores (mais à esquerda do gráfico), indicando valores mais altos de distorção harmônica de tensão.

As características do sistema em estudo podem ser vistas nos Apêndices D e E, em que verifica-se a variação da impedância do sistema, visto do PAC, em função da frequência considerando as diferentes configurações da carga.

O Apêndice D mostra a variação dos valores de impedância vistos a partir do PAC, para as frequências harmônicas de 60 Hz a 3000 Hz. Além das frequências cuja necessidade de solução já foram identificadas, é possível observar que os picos de ressonância, ou seja, maiores valores de impedância, ocorrem também em torno de 1600 Hz e 2100 Hz, porém, não foram observadas distorções harmônicas fora dos limites em torno destas frequências, conforme apresentado na Tabela V, devido ao fato de que a corrente harmônica foi nula ou não foi alta suficiente para que houvesse uma elevada distorção harmônica de tensão, apesar de sua impedância possuir alto valor.

TABELA IV
DISTRORÇÃO HARMÔNICA ATÉ A 10ª ORDEM (CARGA PARALELO, SÉRIE E SEM CARGA) - CASO (I)

h	f (Hz)	DTHI Máx(%) - Rede Externa PAR			I Norton (pu)
		PAC em 230 kV			
		Paralelo	Série	Sem carga	
2	120	0,064	0,064	0,064	0,0064
3	180	0,059	0,059	0,059	0,004
4	240	0,099	0,099	0,100	0,0048
5	300	0,145	0,147	0,158	0,0049
6	360	0,034	0,036	0,039	0,0009
7	420	0,166	0,166	0,171	0,0035
8	480	0,264	0,267	0,300	0,0025
9	540	0,420	0,460	0,526	0,0014
10	600	0,707	0,682	0,735	0,0046
DTHT (%)		0,912	0,914	1,00	-

TABELA V
DTHI MAPEADA DA 26ª À 36ª ORDEM HARMÔNICA

h	f (Hz)	DTHI Máx(%) - Rede Externa PAR			I Norton (pu)
		PAC em 230 kV			
		Paralelo	Série	Sem carga	
26	1560	0,005	0,005	0,005	0
27	1620	0,030	0,036	0,036	0
28	1680	0,004	0,006	0,006	0
29	1740	0,010	0,011	0,010	0
30	1800	0,001	0,001	0,001	0
31	1860	0,003	0,003	0,003	0
32	1920	0,001	0,001	0,001	0
33	1980	0,004	0,005	0,005	0
34	2040	0,001	0,001	0,001	0
35	2100	0,014	0,014	0,013	0
36	2160	0,001	0,001	0,001	0

Apesar de, quando representada a carga, a DTHI resultar em

A representação da carga do sistema indicou pouca diferença se comparado aos resultados da modelagem sem carga. Entretanto, vale ressaltar que o caso (i) foi simulado com uma Rede Externa real, que apresenta maior robustez, desta forma os resultados do sistema teste (caso (ii)) podem se mostrar mais sensíveis se comparados a um sistema real.

C. Resultados da Modelagem Com e Sem a Carga Linear da Rede Externa, caso (ii)

Os resultados obtidos no caso (ii) são mostrados na Tabela VI e, assim como o caso (i), a partir da 11ª ordem harmônica não houve violação dos limites de DTHI e, portanto, serão suprimidos do resultado.

TABELA VI
DISTORÇÃO HARMÔNICA ATÉ A 10ª ORDEM (CARGA PARALELO, SÉRIE E SEM CARGA) - CASO (II)

h	f (Hz)	PAC na Barra 1			PAC na Barra 2			I Norton (pu)
		Paralelo	Série	Sem carga	Paralelo	Série	Sem carga	
2	120	0,248	0,376	0,363	0,150	0,285	0,375	0,0033
3	180	0,179	0,233	0,720	0,083	0,200	0,157	0,0018
4	240	0,403	0,365	2,015	0,131	0,332	0,695	0,0029
5	300	0,549	0,563	2,198	0,144	0,302	1,420	0,0023
6	360	0,234	0,288	0,755	0,045	0,114	0,394	0,0004
7	420	1,192	2,277	2,941	0,231	0,847	1,495	0,0017
8	480	0,430	0,486	0,671	0,143	0,470	0,385	0,0011
9	540	0,114	0,120	0,368	0,050	0,075	0,100	0,0005
10	600	0,176	0,296	0,612	0,083	0,115	0,178	0,0013
DTHT (%)		1,513	2,518	4,459	0,410	1,157	2,301	-

Da mesma forma que o caso (i), a simulação sem carga apresentou distorção harmônica superior às demais configurações de carga, porém, mais significativas, devido ao sistema teste ser mais sensível que o sistema real utilizado no caso (i). Os resultados apresentados no caso (ii) reforçam o fato de que a não consideração das cargas é de fato uma consideração mais conservadora.

VI. CONCLUSÃO

A partir das simulações realizadas, verificou-se a influência da modelagem da carga do sistema elétrico nos estudos harmônicos. Foram avaliados dois casos: a conexão de um empreendimento eólico em um sistema de grande porte, utilizando dados do sistema real brasileiro (PAR); e a conexão de um empreendimento eólico de menor dimensão no sistema teste IEEE 30 barras. Foi observado que, em ambos os sistemas, a modelagem desconsiderando a carga linear da Rede Externa apresentou índices de distorções harmônicas maiores do que as demais modelagens (série e paralelo).

Para o sistema de grande porte, verifica-se que o conservadorismo apresentado na simulação sem representação das cargas não configurou grande impacto nos resultados de DTHI, se comparado às demais modelagens, o que pode variar de acordo com o sistema a ser estudado.

Ao se analisar o sistema teste, obtém-se resultados bastante sensíveis à variação da modelagem da carga, o que se deve tanto à diferença de robustez do sistema, já que o sistema teste pode ser considerado mais fraco que o sistema de grande porte, assim como à concentração de cargas na proximidade do ponto analisado.

O resultado das simulações mostrou a importância da representação da Rede Externa e como os resultados de DTHI podem se mostrar distintos quando se leva em consideração a robustez do sistema. Além disso, os resultados mostraram que, quando considerada a modelagem da carga, pode-se evitar a inclusão desnecessária de soluções mitigadoras para correção dos índices harmônicos no PAC.

REFERÊNCIAS

- [1] A. Robert and T. Deflandre, "Working Group CC02 - Guide for Assessing The Network Harmonic Impedance", Agosto 1996.
- [2] J.R.C.Segura, G.E.G. Lopez and E.M.G.Torres, "Modeling, Limits and Baseline of Voltage Interharmonics Generation in Andean Wind Farms", IEEE Latin America Transactions, Vol.14, p.1271-1278, 2016. doi: 10.1109/TLA.2016.7459609.
- [3] J.Vaschetti, J.C.G.Targarona and J.Arcurio, "Simulation of a Wind-Power Plant Linked to a Transmission Grid:Part II: Capacitive Compensation and Pitch Control", IEEE Latin America Transactions, Vol.11, p.553-559, 2013. doi: 10.1109/TLA.2013.6502860.
- [4] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, "Procedimentos de Rede - Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica da Rede Básica, Revisão 2016.", 2016.
- [5] D.O.C. Brasil, "Diferentes Abordagens na Gestão de Distorção Harmônica no Sistema Elétrico", In: XIV SEPOE 2018, 2018.
- [6] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, "NT 009/2016 - Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica Para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras, Rev.02", 2018.
- [7] J.G Pereira, "Impacto da Modelagem da Rede em Função da Frequência Na Análise Harmônica de Sistemas com Geração Eólica", COPPE/UFRJ, Março 2019.
- [8] F.D.Freijedo et al., "Harmonic Resonances in Wind Power Plants: Modeling, Analysis and Active Mitigation Methods", In: 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015. doi: 10.1109/PTC.2015.7232382.
- [9] IEC International Standard, "61400-21: Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines," 2001.
- [10] IEC/TR - Electromagnetic compatibility (EMC) "61000-3-6 - Part 38: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems," Technical Report / Electromagnetic compatibility (EMC), nº 2, 2008.
- [11] J. Arrillaga e N. R. Watson, "Power System Harmonics", Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2003.
- [12] F.C.Veliz, S.L.Varrichio and C.O.Costa, "Metodologia para a Representação de Redes Elétricas por Polígonos de Admitâncias para Estudos de Impacto Harmônico", In: XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 2013.
- [13] S.A.Papathanassiou and M.P.Papadopoulos, "Harmonic Analysis in a Power System with Wind Generation", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no 4, p. 2006-2016, 2006. doi: Harmonic Analysis in a Power System with Wind Generation.
- [14] Eletrobras CEPEL, Manual de Utilização do Programa HarmZs, Versão 3.0, 2016.
- [15] A. Paula et al., "Harmonic analysis of lighting technology application - case study in distribution network: smart city Buzios", CIRED - Open Access Proceedings Journal, vol.1, 2017. doi: 10.1049/oap-cired.2017.0627.



Nina Bordini Braga é Bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2014. Possui experiência nas áreas de acesso às instalações de transmissão, apuração dos encargos da transmissão, regulação do setor elétrico. Atualmente trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e é aluna do Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações na Universidade Federal Fluminense (UFF).



Leandro da Silva Passos é Bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Severino Sombra (USS) em 2010, Especialista em Engenharia de Manutenção Industrial pelo Centro Universitário Volta Redonda (UniFOA) em 2013 e MBA em Gestão de Projetos pela Universidade de São Paulo (USP) em 2018. Possui experiência nas áreas de projetos de automação e manutenção industrial. Atualmente é aluno do Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações na Universidade Federal Fluminense (UFF).



Rosane Bessa da Silveira Santos é Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ) em 2012 e Especialista em Geração de Energia Elétrica pela Universidade Católica de Petrópolis (UCP) em 2018. Possui experiência na área de pós- operação, com ênfase na apuração da geração e montantes de uso do sistema de transmissão. Atualmente é aluna do Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações na Universidade Federal Fluminense (UFF).



Jaqueline Gomes Pereira graduou-se em Engenharia Elétrica em 2011 pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Possui pós-graduação em Geração de Energia Elétrica pela Universidade Católica de Petrópolis (2015). Obteve o grau de Mestre em Engenharia Elétrica na COPPE/UFRJ em 2019. Ingressou no Operador Nacional do Sistema Elétrico em 2013, onde atualmente trabalha na área de Qualidade da Energia Elétrica.



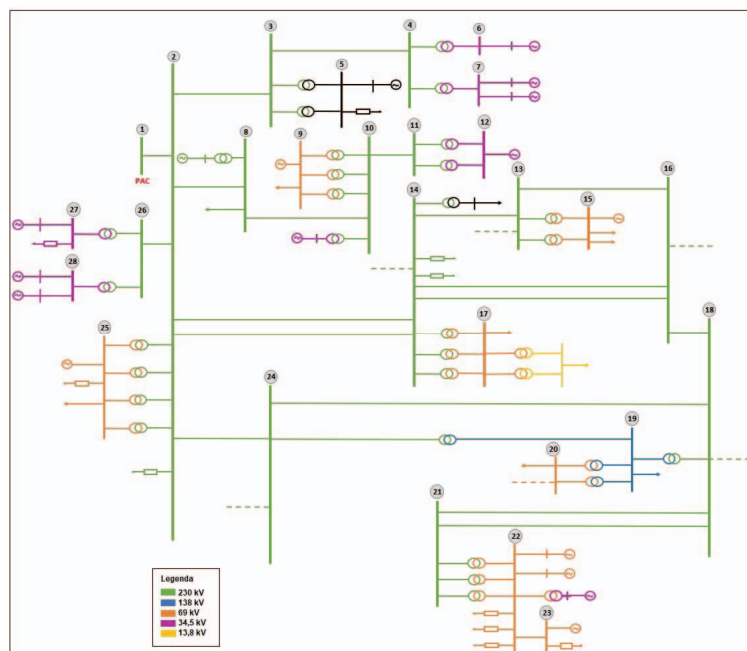
Márcio Zamboti Fortes (M'2010, SM'2017) recebeu o título de Mestre em Engenharia da energia pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) em 2000 e de Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (USP) em 2007. Atualmente é professor da Universidade Federal Fluminense (UFF) e desenvolve estudos nas áreas de: conservação e qualidade da energia, manutenção industrial, máquinas elétricas e acionamentos.



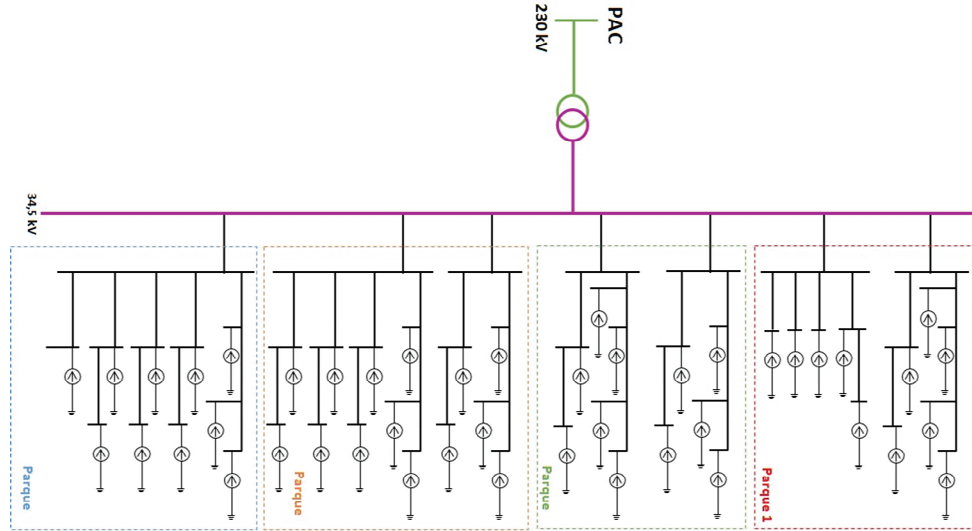
Sergio Gomes Junior (M'1999, SM'2006) graduou-se em Engenharia Elétrica em 1992 pela Universidade Federal Fluminense, concluiu Mestrado e Doutorado também em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1995 e 2002. Desde 1994 é pesquisador do Cepel trabalhando na pesquisa e desenvolvimento de programas computacionais para a análise de sistemas de potência. Desde 2010 é professor da Universidade Federal Fluminense. Suas principais áreas de interesse são: dinâmica e controle de sistemas de potência, eletrônica de potência, harmônicos e transitórios eletromagnéticos.

APÊNDICES

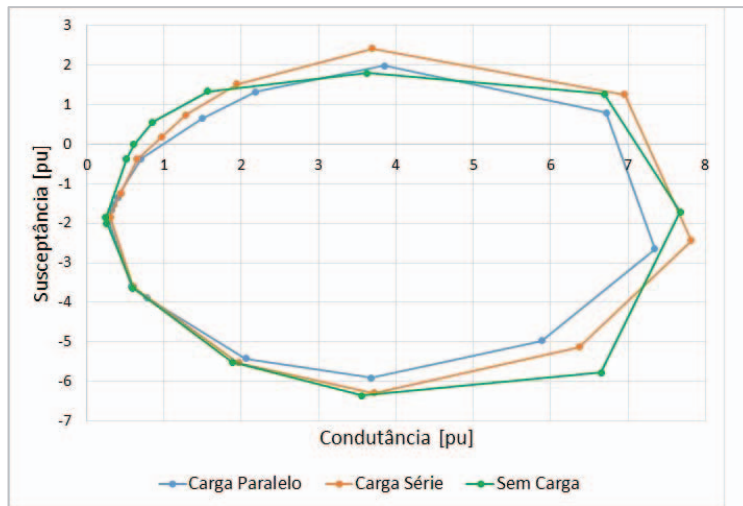
Apêndice A: Representação da Rede Externa caso (i), até a 3^o Vizinhança a partir do PAC.



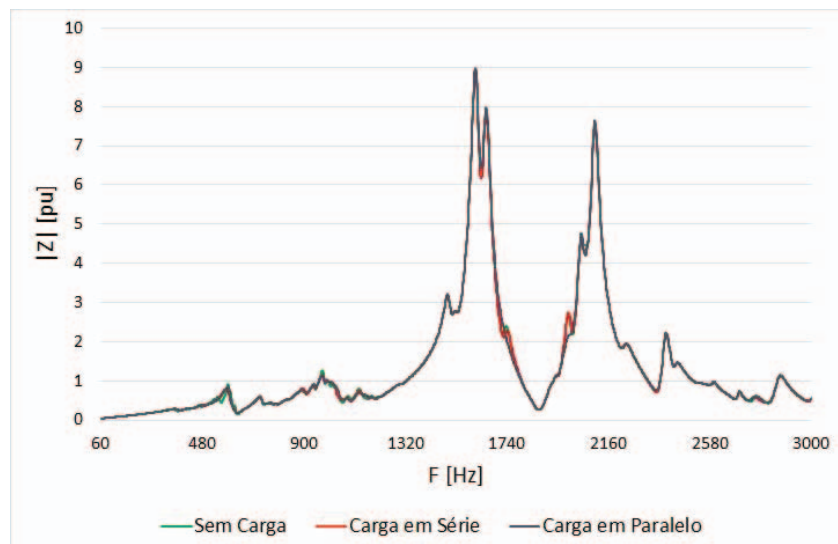
Apêndice B: Empreendimento eólico até o PAC (Rede Interna).



Apêndice C: Representação do lugar geométrico (PnL) para a frequência de 600Hz



Apêndice D: Magnitude das impedâncias harmônicas no PAC, para as modelagens série, paralelo e sem carga linear da Rede Externa



Apêndice E: Ângulo das impedâncias harmônicas no PAC, para as modelagens série, paralelo e sem carga linear da Rede Externa

