Avaliação de Desempenho do Procedimento de Agregação de Correntes Empregado em Estudos de Acesso de Geração Eólica no Brasil

Laís Resende Bonfim1, Ivan Nunes Santos2

1 Faculdade de Engenharia Elétrica / Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos / Universidade Federal de Uberlândia

2 Faculdade de Engenharia Elétrica / Núcleo de Qualidade de Energia Elétrica e Redes Elétricas Inteligentes / Universidade Federal de Uberlândia

Avenida João Naves de Ávila, Nº2121, Uberlândia, 34.400-902, Brasil

lais.resendebonfim@gmail.com, ivan@ufu.br

RESUMO

Cada vez mais as fontes alternativas de energia vêm ganhando espaço no cenário do setor elétrico mundial e, especialmente no Brasil, a geração eólica nos últimos anos vem batendo recordes de geração em MW. Como é sabido, essa fonte de energia possui características não lineares e, portanto, é uma potencial geradora de distorções harmônicas. Desse modo, se faz necessário um procedimento claro para se estimar o valor da corrente harmônica no ponto de acoplamento das unidades geradoras. A Lei de agregação é vastamente utilizada para calcular a corrente harmônica no ponto de conexão da rede com uma geração renovável. O somatório é feito para cada ordem harmônica das correntes advindas de turbinas eólicas individuais. No presente estudo o procedimento de agregação de correntes será aplicado em um estudo de caso de um parque eólico.

Palavras-chave: Distorções Harmônicas, Qualidade da Energia, Agregação de Correntes, Geração Eólica.

# 1 INTRODUçÃO

Uma das principais fontes de geração renovável que tem crescido em termos de potencial instalado e número de novas plantas é a geração eólica [1-3], a qual está presente de forma expressiva na composição das principais matrizes energéticas do mundo.

No Brasil, a importância desta fonte de energia é evidente e pode ser verificar por meio de dados recentes da geração eólica no país. Segundo a Câmera de Comercialização de Energia, em agosto de 2015, as usinas eólicas produziram cerca de 78% a mais de energia no país que durante o mesmo período de 2014. A carga instalada também apresentou crescimento de 65%, passando de 4.083 MW para 6.736 MW, neste mesmo período de análise. Além disso, há uma complementação desta geração à hidráulica, uma vez que nos períodos de escassez hídrica a geração eólica apresenta seus picos de produção de energia.

O presente trabalho está focado na geração eólica de energia elétrica, tendo em vista os possíveis problemas de conexão desta com a rede elétrica, pois sabe-se que este tipo de geração é um potencial causador de problemas de qualidade da energia [2]. Mais especificamente, pretende-se aqui apresentar e realizar estudos de casos para se proceder a respectiva análise crítica do chamado índice de agregação de correntes harmônicas produzidas num parque eólico pelos aerogeradores. Tal pesquisa será realizada tendo em vista as distintas estratégias de geração eólica.

# 2 VISÃO GERAL ACERCA DA GERAÇÃO EÓLICA DE ENERGIA ELÉTRICA

A geração eólica consiste na conversão da energia mecânica dos ventos em energia elétrica e, para isto, são utilizados aerogeradores. É sabido que os ventos possuem velocidades e direções das massas de ar que variam muito. Isto fato faz com que a energia mecânica disponibilizada pelos eixos dos aerogeradores se mostre, de forma dinâmica, aleatória [3], sofrendo grandes alterações de amplitude durante o dia. Desse modo, é necessário que os aerogeradores sejam interligados à rede por meio de conversores não lineares de energia. Os quais, por sua vez, são potenciais fontes geradoras de distorções harmônicas [4]. Este fato faz com que a crescente inserção deste tipo de geração se torne um grande desafio para os agentes operadores do sistema e para concessionárias, especialmente no quesito de manutenção da qualidade da energia elétrica e o despacho de cargas.

Na sequência são ilustrados os dois principais arranjos comercialmente encontrados de aerogeradores, os quais serão adotados para realização dos estudos de caso deste artigo.

1. 
2. Figura 1. À direita, aerogerador de topologia Full Converter, à esquerda de topologia DFIG.

Estas topologias não serão melhor detalhadas neste trabalho por não ser este o objetivo central do mesmo, contudo há inúmeras publicações contemplando tal detalhamento [5, 6].

# 3 PROCEDIMENTO De AGREGAÇÃO DE CORRENTES HARMÔNICAS DO IEC

No contexto de estudo e instalação de parques eólicos, cada vez mais, tem-se mostrado de suma importância a temática de agregação de correntes harmônicas. Este estudo visa determinar a corrente harmônica total gerada nessas instalações, com base nas características de cada unidade geradora, no caso, aerogerador. No presente trabalho, este fenômeno de agregação de correntes será estudado tomando por base uma planta de geração distribuída eólica real existente no nordeste do Brasil. Vale ainda ressaltar, que o estudo de agregação de correntes está respaldado na norma internacional - IEC61000-3-6 [7] – e, para o acesso de novas conexões de GD’s em redes de distribuição de média ou alta tensão, este estudo é exigido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) [8].

Na prática, a corrente agregada de ordem *h* resulta de uma lei empírica de agregação de correntes. A Figura 2 ilustra esta prática da agregação para uma ordem genérica *h*, para o ponto de acoplamento comum (PAC).



1. Figura 2. Exemplo genérico de agregação de correntes harmônicas no PAC das unidades de geração.

Nesta figura, as correntes *I1* à *In* são aquelas verificadas nos pontos de conexão de cada aerogerador e as correntes *I’1* à *I’n* são também advindas de cada unidade de geração, contudo, após passarem pela impedância de conexão. A norma IEC 61000-3-6\_2008 que é comumente utilizada no Brasil [8] e também no mundo [9] estabelece um procedimento matemático para a agregação de correntes de unidades de cargas perturbadoras. A expressão dada por esta norma para calcular a corrente agregada total no PAC é:

|  |  |
| --- | --- |
| $$I\_{h}=\sqrt[α]{\sum\_{i}^{}I\_{hi}^{α}}$$ | (1) |

A corrente agregada deve ser calculada para cada ordem harmônica *h*, sendo que $I\_{h}$ é a magnitude da corrente harmônica de ordem *h* resultante para a considerada agregação de unidades geradoras; $I\_{hi}$ é a magnitude das emissões individuais de corrente harmônica de ordem *h* advindas de cada unidade de geração; $α$ é o expoente de agregação, o mesmo depende de três fatores a serem combinados, os quais são: o tipo de distúrbio (harmônico, flicker, desequilíbrio ou outros), a escolha de um valor de probabilidade de modo que o valor real não exceda o valor calculado e o grau que cada harmônico individual varia aleatoriamente em termos de magnitude e fase.

Quando não se têm informações mais detalhadas sobre a agregação de correntes, a norma IEC 61000-3-6 propõe a adoção dos seguintes valores de expoentes, para a média tensão, conforme destacado na Tabela I.

TABELA 1. EXPOENTES PARA CÁLCULO DA AGREGAÇÃO DE CORRENTES HARMÔNICAS.

|  |  |
| --- | --- |
| **Ordem** | **α** |
| h ≤ 3 | 1 |
| 5 ≤ h ≤ 10 | 1,4 |
| h > 10 | 2 |

Para cálculo da agregação de correntes em instalações de baixa tensão, a norma IEC 61000-3-14 2011 [10] definiu expoentes diferentes destes, no entanto no presente trabalho se aplicará apenas os de média tensão.

As estimativas de correntes harmônicas agregadas são determinadas através do equacionamento mostrado. Porém, esses valores dos expoentes definidos pelas normas são empregados indiscriminadamente e sem a realização de avaliações de desempenho para aplicação dos mesmos em estudos de acesso. Desse modo, o presente estudo objetiva a realização de uma primeira avaliação de desempenho da aplicação destes expoentes via estudo de casos implementados em arranjos computacionais.

# 4 ESTUDO DE CASO – APLICAÇÃO DO PROCEDIMENTO DE AGREGAÇÃO DE CORRENTES HARMÔNICAS

Para analisar o desempenho do procedimento de agregação de correntes, esta seção conta com uma implementação computacional um parque eólico real existente no nordeste brasileiro. O objetivo principal desta análise é verificar quanto o procedimento da agregação de correntes é eficiente, ou seja, quanto os resultados de seu cálculo se aproximam de resultados obtidos por meio de unidade simuladas.

Para realização das simulações computacionais, as duas topologias de aerogeradores, Full Converter e DFIG, foram implementados no *Matlab* através da ferramenta *Simulink*, utilizando-se das *tools*: *SimScape* e *SimPowerSystem*. Além disso, é importante salientar que nesta pesquisa será contemplada, em seus estudos de casos, apenas as ordens harmônicas *2h, 3h, 5h, 7h, 11h,* e *13h*, que são as principais componentes existentes em um parque eólico real [11].

## Topologia do sistema de potência para conexão do parque eólico

As simulações realizadas para o presente artigo são relativas à um sistema real de transmissão/distribuição existente no Nordeste do país. A geração eólica em questão é conectada na Barra 3 do arranjo destacado na Figura 3, no qual está identificado como WP (*Wind Park*).



Figura 3. Diagrama unifilar do sistema de transmissão/distribuição empregado no estudo de caso.

## Casos de agregação estudados e topologia de parque eólico implementada

Conforme mostrado, o parque eólico conectado à barra 3 será considerada o Ponto de Acoplamento Comum (PAC). A topologia de agrupamento com as 5 unidades geradoras é representada no diagrama unifilar da Figura 4. Este arranjo será utilizado nas simulações dos quatro casos a serem definidos.

**

Figura 4. Diagrama unifilar de 5 unidades geradoras conectadas à rede.

Observa-se que os aerogeradores se encontram em paralelo. A geração é feita na tensão de 690 V, a qual é levada à 34,5 kV pelo transformador elevador, para as unidades geradoras serem conectadas na média tensão. É neste nível de tensão que serão realizados os cálculos de agregação. As 5 unidades interconectadas têm suas tensões elevadas à 138 kV para interfaceamento com o sistema interligado na barra do PAC. Salienta-se que todos os transformadores são de conexão delta-estrela aterrado.

O detalhamento dos casos estudados consta na tabela seguinte:

TABELA 2. DETALHAMENTO DOS 4 CASOS ESTUDADOS.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Caso 1** | **Caso 2**  | **Caso 3** | **Caso 4** |
| Topologia Full Converter(vento à 13 m/s) | Topologia Full Converter(vento à 9 m/s) | Topologia DFIG(vento à 13 m/s) | Topologia DFIG(vento à 9 m/s) |

## Resultados da implementação computacional

Tendo sido implementado os casos propostos, tem-se neste subitem os resultados obtidos com tais simulações. Ressalta-se que os cálculos de agregação serão feitos no nível de 34,5 kV e o somatório será realizado no ponto de interconexão comum dos aerogeradores deste arranjo eólico.

Os valores das correntes fundamentais e harmônicas obtidas na saída de cada aerogerador implementado, do Caso 01 a 04, estão respectivamente apresentados nas Tabelas III, IV, V e VI. Todas correntes referidas à tensão de 34,5 kV.

TABELA 3. RESULTADOS SIMULAÇÃO – AEROGERADORES – CASO 1

|  |  |
| --- | --- |
| **Aerogerador** | **Correntes (A)** |
| **Fund.** | **2h** | **3h** | **5h** | **7h** | **11h** | **13h** |
| Turbina 1 | 35,53 | 0,021 | 2,356 | 1,144 | 0,998 | 2,274 | 1,116 |
| Turbina 2 | 39,25 | 0,436 | 1,193 | 1,068 | 2,296 | 0,809 | 0,958 |
| Turbina 3 | 37,68 | 1,341 | 0,742 | 1,583 | 3,764 | 1,387 | 1,059 |
| Turbina 4 | 36,44 | 0,525 | 1,177 | 1,428 | 1,862 | 1,439 | 1,079 |
| Turbina 5 | 32,10 | 0,632 | 1,393 | 1,660 | 1,425 | 1,168 | 0,382 |

TABELA 4. RESULTADOS SIMULAÇÃO – AEROGERADORES – CASO 2

|  |  |
| --- | --- |
| **Aerogerador** | **Correntes (A)** |
| **Fund.** | **2h** | **3h** | **5h** | **7h** | **11h** | **13h** |
| Turbina 1 | 12,95 | 2,044 | 0,942 | 0,720 | 1,119 | 1,488 | 0,954 |
| Turbina 2 | 15,25 | 1,135 | 0,758 | 1,623 | 2,364 | 0,607 | 0,811 |
| Turbina 3 | 13,99 | 0,420 | 0,716 | 0,515 | 1,686 | 1,020 | 0,845 |
| Turbina 4 | 14,03 | 1,416 | 0,780 | 1,341 | 0,631 | 0,149 | 0,759 |
| Turbina 5 | 14,67 | 1,284 | 1,292 | 1,138 | 1,348 | 0,675 | 0,628 |

TABELA 5. RESULTADOS SIMULAÇÃO – AEROGERADORES – CASO 3

|  |  |
| --- | --- |
| **Aerogerador** | **Correntes (A)** |
| **Fund.** | **2h** | **3h** | **5h** | **7h** | **11h** | **13h** |
| Turbina 1 | 29,95 | 0,144 | 0,102 | 0,102 | 0,060 | 0,060 | 0,054 |
| Turbina 2 | 29,95 | 0,108 | 0,087 | 0,048 | 0,078 | 0,045 | 0,048 |
| Turbina 3 | 29,88 | 0,048 | 0,090 | 0,027 | 0,018 | 0,066 | 0,045 |
| Turbina 4 | 29,96 | 0,087 | 0,045 | 0,114 | 0,090 | 0,054 | 0,036 |
| Turbina 5 | 29,90 | 0,123 | 0,066 | 0,045 | 0,036 | 0,069 | 0,021 |

TABELA 6. RESULTADOS SIMULAÇÃO – AEROGERADORES – CASO 4

|  |  |
| --- | --- |
| **Aerogerador** | **Correntes (A)** |
| **Fund.** | **2h** | **3h** | **5h** | **7h** | **11h** | **13h** |
| Turbina 1 | 25,25 | 0,144 | 0,091 | 0,013 | 0,045 | 0,048 | 0,056 |
| Turbina 2 | 25,22 | 0,048 | 0,144 | 0,063 | 0,053 | 0,061 | 0,076 |
| Turbina 3 | 25,28 | 0,124 | 0,129 | 0,073 | 0,010 | 0,048 | 0,063 |
| Turbina 4 | 25,24 | 0,124 | 0,124 | 0,056 | 0,045 | 0,043 | 0,038 |
| Turbina 5 | 25,29 | 0,041 | 0,159 | 0,089 | 0,076 | 0,066 | 0,071 |

Nas Tabelas VII, VIII, IX e X são apresentadas as correntes e tensões obtidas no lado de baixa tensão do transformador do ponto de acoplamento do parque eólico.

TABELA 7. RESULTADOS SIMULAÇÃO – PAC (LADO DE BT DO TPAC) – CASO 1

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **PAC** | **Fund.** | **2h** | **3h** | **5h** | **7h** | **11h** | **13h** |
| Correntes (A) | 180,96 | 2,027 | 4,234 | 2,226 | 3,746 | 0,706 | 0,561 |
| Tensão (kV) | 18,61 | 0,069 | 0,188 | 0,192 | 0,281 | 0,063 | 0,147 |

TABELA 8. RESULTADOS SIMULAÇÃO – PAC (LADO DE BT DO TPAC) – CASO 2

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **PAC** | **Fund.** | **2h** | **3h** | **5h** | **7h** | **11h** | **13h** |
| Correntes (A) | 70,83 | 1,990 | 3,435 | 4,831 | 4,087 | 6,800 | 2,281 |
| Tensão (kV) | 18,77 | 0,623 | 0,411 | 1,070 | 0,807 | 0,205 | 0,878 |

TABELA 9. RESULTADOS SIMULAÇÃO – PAC (LADO DE BT DO TPAC) – CASO 3

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **PAC** | **Fund.** | **2h** | **3h** | **5h** | **7h** | **11h** | **13h** |
| Correntes (A) | 149,64 | 0,509 | 0,209 | 0,254 | 0,269 | 0,284 | 0,165 |
| Tensão (kV) | 19,15 | 0,010 | 0,011 | 0,017 | 0,023 | 0,033 | 0,025 |

TABELA 10. RESULTADOS SIMULAÇÃO – PAC (LADO DE BT DO TPAC) – CASO 4

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **PAC** | **Fund.** | **2h** | **3h** | **5h** | **7h** | **11h** | **13h** |
| Correntes (A) | 126,30 | 0,404 | 0,606 | 0,253 | 0,152 | 0,253 | 0,290 |
| Tensão (kV**)** | 20,16 | 0,016 | 0,028 | 0,018 | 0,014 | 0,034 | 0,042 |

## Aplicação do procedimento de agregação de correntes harmônicas estabelecido na IEC-61000-3-6

Na presente subsecção é aplicado o procedimento de agregação de correntes harmônicas proposto pela norma IEC-61000-3-6 [7], conforme fora descrito anteriormente. Desse modo, a tabela seguinte apresenta o somatório estimado das correntes no PAC de acordo com a lei de agregação. Do mesmo modo, todas as correntes estão referidas à tensão de 34,5 kV.

TABELA 11. RESULTADOS DA LEI DE AGREGAÇÃO – CORRENTE PAC (LADO BT DO TPAC)

|  |
| --- |
| **Aplicação da agregação no PAC (A)** |
| **Caso** | **2h** | **3h** | **5h** | **7h** | **11h** | **13h** |
| 1 | 2,956 | 6,861 | 4,371 | 6,796 | 3,344 | 2,143 |
| 2 | 6,297 | 4,488 | 3,468 | 4,661 | 2,025 | 1,804 |
| 3 | 0,509 | 0,389 | 0,223 | 0,186 | 0,133 | 0,095 |
| 4 | 0,480 | 0,647 | 0,193 | 0,152 | 0,120 | 0,139 |

# 5 ANÁLISE DOS RESULTADOS PROVENIENTES DO ESTUDO DE CASO

Tendo em vista os resultados obtidos e apresentados, é possível fazer as seguintes constatações:

* A respeito dos arranjos computacionais implementados e suas respostas. No modelo *Full Converter*, para a velocidade de 13 m/s o valor de corrente encontrado no PAC (180,96 A) foi, conforme já esperado, muito superior ao valor de corrente, no mesmo ponto, para o caso com velocidade de 9 m/s (70,83 A). No modelo *DFIG*, essa diferença entre as correntes simuladas no PAC foi proporcionalmente menor, mesmo sendo imposta as mesmas condições de vento adotadas na topologia anterior. Assim sendo, numa primeira análise, pode se afirmar que o modelo *Full Converter* possui uma melhor estabilidade de geração em locais onde a velocidade do vento se mantém mais constante. Já o modelo *DFIG* permite existir uma maior variação nas velocidades dos ventos, pois, como visto, sua corrente variou menos para a mesma variação de velocidade dos ventos. Isto trata-se meramente de uma constatação inicial, maiores estudos se fazem necessário. Vale ressaltar que os modelos se mostraram um tanto quanto coerentes na geração de potência elétrica.
* No que diz respeito à geração de harmônicos por parte dos aerogeradores, pode-se notar que todas as ordens harmônicas avaliadas, os mesmos tiveram magnitudes evidenciadas tanto na corrente quanto na tensão, inclusive os harmônicos tidos como não característicos em conversores de 6 pulso, quais sejam: 2ª e 3ª ordens. O que mostra coerência de ambos modelos de aerogeradores implementados.
* Em relação às tensões encontradas no ponto de acoplamento para os quatro casos, as distorções harmônicas apresentaram magnitudes bem inferiores àquelas limitadas por normas reguladoras [8, 11]. Tal fato pode ser creditado aos filtros que esses modelos possuem e também ao elevado nível de curto circuito do PAC.
* A respeito das comparações entre valores simulados e valores obtidos via lei de agregação, pode-se afirmar que para a 2ª e 3ª ordem, nas quais o coeficiente de agregação *α* é unitário, os valores estimados pelo procedimento de agregação foram superiores àqueles obtidos nas simulações, isto posto para os quatro casos avaliados. Exceção feita para a 2h do Caso 3 e a 3h do Caso 4, onde houve uma baixa discrepância. Isto mostra que, para estas ordens, o somatório advindo da Lei de Agregação foi conservador ao estimar estas correntes, chegando a um erro maior que 300%, como percebido na 2ª ordem do Caso 2. Neste sentido, essa estimativa muito superior ao simulado poderá prejudicar os agentes geradores de energia eólica.
* Para as demais ordens, as quais o coeficiente de agregação é diferente de 1, foram estimados valores de correntes inferiores aos valores simulados em algumas situações (a exemplo da 5h, 11h e 13h no Caso 2 e 5h, 7h, 11h e 13h no Caso 3) e, por outro lado, em muitos casos houve uma inversão desta lógica. Em geral, independentemente do método se mostrar conservador para um lado ou outro lado, observa-se grande discrepâncias entre valores simulados e calculados via lei de agregação. A maior discrepância foi constatada no caso 2, para a 11ª ordem harmônica. É importante salientar que a subestimação dos valores de correntes harmônicas no PAC é de certo modo desfavorável para a concessionária de energia que é responsável pela conexão do parque eólico com a rede, pois estimou valores menores dos que os que são de fato encontrados.

# 6 CONCLUSões

Inicialmente, o presente trabalho afirma que a geração eólica se apresenta como uma potencial geradora de distorções harmônicas. Desse modo, focado nesta problemática, foi introduzido a Lei de Agregação de correntes harmônica. Uma vez realizada a devida explanação acerca da Lei de Agregação, os estudos de caso foram implementados computacionalmente, utilizando-se informações relativas a uma rede de distribuição real e também a planta eólica de características reais, através do *Simulink* do *Matlab*. Por meio de análise dos resultados obtidos pela simulação e pela estimativa da Lei de Agregação, foram encontradas muitas discrepâncias entre os valores obtidos nas simulações e os calculados pela Lei de Agregação.

Desse modo, o trabalho ora pautado, levanta um questionamento acerca do emprego de tal procedimento de agregação de correntes nos estudos de acesso do ONS. Todavia, como os resultados são advindos de modelos de aerogeradores existentes no *Matlab*, há a necessidade de validação destes modelos ou mesmo desenvolvimento de outros. Complementarmente, seria de extrema relevância testes avaliativos em campo e outros estudos adicionais antes de se rejeitar por completo tal lei de agregação.

## AGRADECIMENTOS

Os autores expressão seus agradecimentos ao CNPQ (Proc. 460208/2014-4) e à FAPEMIG (Proc. TEC-APQ-02447-15) pelo suporte financeiro concedido via Projetos de Pesquisa.

## REFERÊNCIAS

1. [1] T. Ackermann, G. Andersson, L. Soder, “Distributed generation: a definition”, Electric Power Systems Research, 57(2001), pp. 195-204.
2. [2] L.A.P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins, “Integrationg distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities”, Electric Power Systems Research, 77 (2007), pp. 1189-1203.
3. [3] A.F. Bonelli, “Modelagem e simulação de unidade eólica para estudos de indicadores de qualidade da energia elétrica”, dissertação mestrado Universidade Federal de Uberlândia (UFU), 2010.
4. [4] M.H.J. Bollen, and F. Hassan, “Integration of Distributed Generation in the Power System”, IEEE Press Series on Power Engineering, New York: Wiley-Blackwell, 2011.
5. [5] S.Y. Liu, “Origem dos Harmônicos e Inter-harmônicos no Gerador de Indução Duplamente Alimentado”, Belo Horizonte, 2012.
6. [6] A. Reis, “Uma contribuição para o controle operativo de unidades eólicas: modelagem, regulação de tensão e minimização das distorções harmônicas”, tese doutorado UFU, 2014.
7. [7] IEC 61000-3-6. “Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems,” Ed. 2, 2008.
8. [8] Operador Nacional do Sistema (ONS), “Relatório 57/2018 – Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos novos acessos à rede Básica – Revisão 3”, Brasília, 2013.
9. [9] I.N. Santos, V. Cuk, P.M. Almeida, M.H.J. Bollen, P.F. Ribeiro, “Considerations on hosting capacity for harmonic distortions on transmission and distribution systems,” Electric Power Systems Research 119(2015), pp. 199-206.
10. [10] IEC 36000-3-14. “Electromagnetic compatibitlity (EMC) – Part 3-14: Assessment of emission limits for the connection of distubing installations to LV power systems,” 2011.
11. [11] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST”. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília, 2012.

BIOGRAfias

**Laís Resende Bonfim** – Graduada em 2015 em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Energia pela Universidade Federal de Uberlândia. Atualmente, cursa Mestrado no Núcleo de Dinâmica de Sistemas Elétricos do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, na UFU. Suas áreas de interesse são: dinâmica de sistemas, qualidade da energia e geração eólica.

**Ivan Nunes Santos**– Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia - UFU (2004), mestrado (2007) e doutorado (2011) em Ciências Exatas pela UFU e pós-doutorado (2014) pela Eindhoven University of Technology - TU/e (Holanda). Atualmente é professor e pesquisador da Faculdade de Engenharia Elétrica da UFU. Suas áreas de interesse são: qualidade da energia elétrica, geração distribuída de energia e redes elétricas inteligentes.