

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS

PROPOSIÇÃO DE AJUSTES NOS CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO HARMÔNICO DE PARQUES EÓLICOS COM BASE NA COMPARAÇÃO DE DISTORÇÕES DE TENSÃO MEDIDAS COM RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

MIGUEL PIRES DE CARLI(1); BRENO TORRES MEYER(1)
CGT ELETROSUL(1)

RESUMO

O artigo propõe ajustes nos critérios de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos ou outras instalações com emissão harmônica equivalente. Os ajustes visam a obtenção de resultados mais realistas nos estudos, a fim de evitar distorções superestimadas e soluções de filtragem sobredimensionadas. Para a proposição dos ajustes, o artigo compara resultados de medições no PAC de parques eólicos com resultados de estudos utilizando diferentes critérios para a definição dos lugares geométricos das impedâncias. O artigo demonstra que com os ajustes propostos ainda é possível garantir margens de segurança nos estudos em relação ao efetivo impacto dos parques eólicos nas distorções medidas em seus PACs.

PALAVRAS-CHAVE

Qualidade de energia, Harmônicas, Desempenho harmônico, Aerogeradores

1.0 INTRODUÇÃO

Desde o início da inserção da energia eólica no sistema elétrico brasileiro a metodologia e critérios de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos têm sido aprimorados. No entanto, assim como ocorre internacionalmente quando os estudos são executados buscando o "worst case", que combina a maior corrente com a pior condição de ressonância para cada harmônica, os estudos realizados com a metodologia e normativo atuais, podem estar conduzindo a distorções superestimadas e soluções de filtragem sobredimensionadas. Uma evidência disto é o percentual de usinas eólicas brasileiras que precisam instalar filtros para atender aos limites de distorção.

Adicionalmente a este percentual de usinas que precisam instalar filtros, trabalhos recentes como (1), (2) e (3) têm demonstrado que medições de longo prazo das distorções de tensão em Pontos de Acoplamento Comum (PAC) de parques eólicos podem divergir significativamente dos valores previstos nos estudos. Pelos resultados destes trabalhos, fica evidente que os estudos podem superestimar em algumas vezes as emissões dos parques eólicos para as harmônicas pares de baixa ordem. Para as harmônicas ímpares, a mesma conclusão não é trivial devido aos elevados valores de distorção preexistente, no entanto a aplicação de técnicas de atribuição de responsabilidades sobre as distorções harmônicas indica, em geral, que o sistema é o principal responsável pelas distorções de tensão destas ordens, especialmente a 5ª. Ocorrem casos ainda em que após a entrada dos empreendimentos em operação as distorções se reduzem definitivamente em relação aos valores registrados antes da entrada em operação.

Devido a estas divergências entre valores previstos em estudos e os valores verificados em medições de longo prazo (incluindo a incapacidade de a atual metodologia de estudo indicar casos em que os empreendimentos contribuem para a redução das distorções), este artigo propõe alguns possíveis ajustes nos critérios para a execução dos estudos de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos. As propostas de modificação são nos critérios de definição Lugares Geométricos (LG) representativos da impedância harmônica do sistema e no tratamento das distorções harmônicas de ordem ímpar quando as correntes destas ordens forem influenciadas pelas tensões harmônicas preexistentes. As alterações propostas são baseadas na análise estatística das distorções de tensão medidas no PAC de dois complexos eólicos e em recomendações de referências técnicas internacionais.

Desta forma, o artigo contextualiza o problema, apresenta as principais causas das divergências entre resultados de estudos e medições, bem como algumas abordagens adotadas internacionalmente para evitar este problema. Um estudo de caso apresenta análises estatísticas das distorções de tensão medidas em PACs de dois complexos eólicos em comparação com resultados de estudos de desempenho harmônico utilizando diferentes critérios para definir os LG, a fim de buscar uma modelagem que represente, de forma mais realista, as distorções verificadas nas medições. Por fim, com base nas avaliações apresentadas, o artigo apresenta as conclusões e propostas de ajustes nos critérios de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos ou outras fontes com emissão harmônica equivalente.

2.0 METODOLOGIAS E CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO HARMÔNICO

Os estudos para avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos devem ser realizados conforme definições do ONS em (3). Nestes estudos, o acessante deve demonstrar, através de simulações, que as distorções de tensão provocadas pelo seu empreendimento no PAC respeitam os limites de distorção harmônica definidos no Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede (PR) para as harmônicas individuais da 2ª a 50ª ordem e para o indicador DTHT, caso contrário, filtros devem ser instalados a fim de reduzir as distorções até os valores permitidos.

A metodologia definida pelo ONS para a realização de estudos de desempenho harmônico é baseada no procedimento clássico de projeto de filtros para sistemas HVDC. Para o caso dos parques eólicos, o circuito apresentado na Figura 1 considera uma fonte de corrente harmônica de Norton constante I_h , que representa a injeção harmônica dos aerogeradores, em paralelo com a impedância da rede interna do parque Z_{Ih} e com a impedância da rede externa Z_{Eh} representada por um LG. A Figura 2 apresenta um exemplo de LG no plano das admitâncias e a soma dos vetores Y_{Ih} e Y_{Eh} . A máxima distorção de tensão V_h , de cada ordem harmônica, é obtida minimizando o módulo da soma vetorial das admitâncias Y_{Ih} e Y_{Eh} na Equação 1. Os níveis de distorção assim obtidos são comparados com os limites individuais, concluindo-se sobre o desempenho harmônico do acessante.

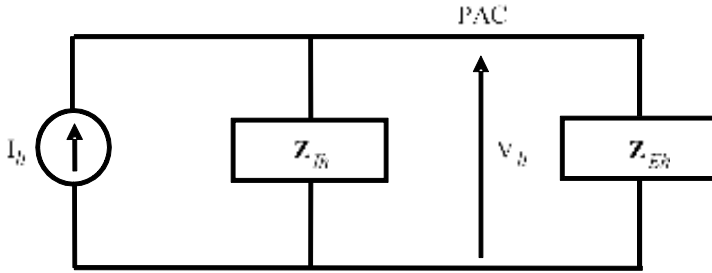


FIGURA 1 – Equivalente de Norton utilizado para o cálculo das distorções de tensão no PAC

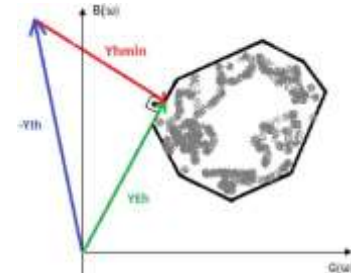


FIGURA 2– Polígono de n Lados representativo de Y_{Eh}

$$V_h = \frac{I_h}{|Y_{Ih} + Y_{Eh}|} = \frac{I_h}{|Y_{hmin}|} \quad (1)$$

De acordo com (3), nos estudos de desempenho harmônico de usinas eólicas devem ser utilizados apenas LG do tipo Setor Anular considerando a ordem harmônica em análise e as ordens vizinhas ($h-1$ e $h+1$) ou Polígonos de n Lados para cada ordem harmônica, considerando na formação do LG as impedâncias correspondentes às ordens harmônicas $h-0,5$, h e $h+0,5$ com passo de $\pm 0,1$ de h ou ± 6 Hz. Neste trabalho, para a proposição dos critérios alternativos para a definição dos LG serão realizadas avaliações somente com o Polígono de n Lados.

2.1 Algumas Causas das Divergências entre Resultados de Estudos e Medições

Inicialmente cumpre lembrar que estudos e medições podem ter objetivos diferentes na verificação do desempenho harmônico de uma instalação, mas também podem ser complementares e contribuir mutuamente para o refinamento e aferição de ambos. Por outro lado, conforme (5), os estudos podem ter objetivos diferentes (e.g. alocação de limites de emissão, avaliação de atendimento aos limites de emissão, investigação de incidentes, projeto de filtros, etc.) e para cada objetivo os critérios devem ser adequados para a aplicação. Assim, utilizar abordagens e critérios inadequados para determinado tipo estudo pode conduzir a resultados e conclusões enganosas.

De qualquer forma, focando na metodologia utilizada no Brasil para avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos pode-se elencar alguns pontos que tornam os resultados dos estudos conservadores e suscetíveis a inconsistências. Um dos primeiros pontos a serem destacados é a utilização de uma metodologia originalmente desenvolvida para projeto de filtros para a avaliação do impacto que fontes como os parques eólicos produzem nas distorções. Além disto, conforme (2), diversas referências reportam que a modelagem da fonte harmônica dos aerogeradores como fonte de corrente ideal pode levar a resultados imprecisos e a projetos de filtros inadequados. Por isso, a IEC TR 61400-21-3 (6) propõe a utilização de equivalentes de Norton/Thévenin para representar as fontes harmônicas dos aerogeradores. Ainda sobre as fontes harmônicas, diversas referências relatam sobre a influência das tensões harmônicas preexistentes no sistema sobre as correntes medidas nos terminais dos aerogeradores (2), tanto que a IEC TR 61400-21-1 (7) propõe técnicas para identificar ou reduzir este efeito, o qual, se não for tratado para reduzi-lo, compromete o resultado dos estudos. Outro ponto que conduz a incertezas nos resultados dos estudos é a utilização da equação e parâmetros estabelecidos na IEC 61000-3-6 (8) para o somatório das correntes de Norton de todos os aerogeradores de uma instalação no PAC. De acordo com (5) e outras referências citadas em (2), a equação e parâmetros estabelecidos em (8) podem conduzir a resultados enganadores e inconsistentes.

Outra questão que tem influência significativa nos resultados dos estudos é o tipo de LG utilizado para representar a impedância harmônica do sistema, bem como os critérios considerados para a defini-los. Em função do relevante impacto que a representação dos LG pode ter nas tensões harmônicas calculadas, referências como (5) e (9) recomendam que os LG devem ser traçados da forma mais compacta possível, eliminando regiões sem impedâncias e avaliando se as distorções provocadas por determinadas contingências pouco prováveis não poderiam ser toleradas. Ambas as referências recomendam que quando os limites estabelecidos são ultrapassados em estudos iniciais, estudos mais detalhados devem ser realizados para investigar as condições que levam às violações e para se certificar de que medidas de mitigação das distorções são realmente necessárias. A BT 766 (5) recomenda, em

certos casos, permitir a entrada em operação de empreendimentos com indicativo de violação dos limites de distorção nos estudos para verificar o desempenho harmônico antes da especificação de uma medida de mitigação.

Neste sentido, este trabalho propõe critérios alternativos aos estabelecidos atualmente em (4) para a definição dos LG com o objetivo de tornar os resultados dos estudos mais aderentes ao impacto que os empreendimentos causam nas tensões harmônicas em seus PACs. O objetivo da proposta é reduzir a inclusão de impedâncias representativas de cenários de baixa probabilidade de ocorrência nos LGs, como aquelas calculadas para interharmônicas ou alguns tipos de contingência de equipamentos. A FIGURA 3 mostra um exemplo de “nuvem” de impedâncias no plano R-X utilizado para definir um Polígono de n Lados para o 2º harmônico em um caso real, o qual inclui tanto as impedâncias calculadas para a frequência de 120 Hz (pontos vermelhos) como as impedâncias calculadas de 6 em 6 Hz até 150 Hz. A figura mostra também as impedâncias que resultam nas máximas distorções no caso de se considerar todas as impedâncias para o cálculo da máxima distorção (Max 6 em 6 Hz) e a que resulta na máxima distorção caso se considere somente as impedâncias calculadas para 120 Hz (Max 120). Utilizando todas as impedâncias de 6 em 6 Hz para o cálculo da tensão harmônica o estudo resulta em uma tensão igual a 0,42 % da fundamental e utilizando apenas as impedâncias de 120 Hz a tensão calculada é 0,22 %, valor que respeita o limite estabelecido e é coerente com o que se observa no PAC do parque em questão. Vale comentar ainda que a impedância que resulta na distorção de 0,42 % foi calculada para 150 Hz e em uma contingência de Linha de Transmissão (LT), portanto, bastante improvável e inadequada para se avaliar o desempenho de uma instalação que *a priori*, não necessita de filtros.

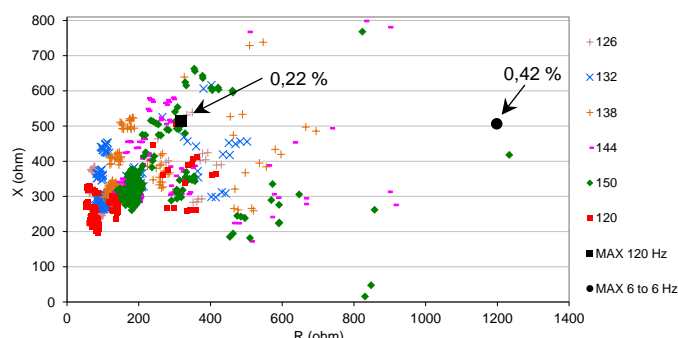


FIGURA 3 – Exemplo de “nuvem” de impedâncias para a definição de LG

As alterações propostas nos critérios se baseiam no conceito de compatibilidade eletromagnética 8(7), nas recomendações de referências como (5) e (9) e no fato de que o sistema opera majoritariamente em regime normal e variando a condição operativa de reatores e capacitores, o número de unidades geradoras e montante e tipo das cargas, sendo as contingências de LT e transformadores (TF) eventos que as empresas transmissoras visam minimizar ao máximo para aumentar a disponibilidade de seus ativos e reduzir o pagamento de Parcela Variável.

3.0 ESTUDO DE CASO

3.1 Parques Eólicos e PACs Avaliados

Os parques eólicos objeto das avaliações serão aqui denominados Complexo Eólico A (CE-A) e Complexo Eólico B (CE-B). Os PACs onde estes empreendimentos se conectam serão identificados como PAC-A e PAC-B, respectivamente, para o CE-A e o CE-B. O CE-A tem como PAC uma subestação de 525 kV e o CE-B se conecta a uma subestação de 230 kV.

O CE-A é composto por 27 parques e sua conexão ao SIN é realizada via dois transformadores 525/230 kV, conforme mostrado de forma simplificada a Figura 4. Os parques eólicos conectados ao PAC-A através do TF 3 (CE-A1) totalizam uma potência de 419,9 MW e os que se conectam ao PAC-A através do TF 4 (CE-A2) totalizam uma potência de 162,9 MW. Os parques que compõem o CE-A1 entraram em operação gradativamente entre 29/01/15 e 21/10/15 e os que compõem o CE-A2 entraram em operação entre 15/10/15 e 15/01/16. Pela forma como os CE-A1 e A2 se conectam ao PAC, através de transformadores distintos, seus estudos de desempenho harmônico para a solicitação de acesso foram submetidos separadamente ao ONS. Estes estudos indicaram violações dos limites individuais para ambos os CE, conforme apresentado na Tabela 1 em destaque amarelo. Situação que obrigou a ambos os CE a dimensionarem filtros para atenderem os limites de distorção. No entanto, cumpre comentar que os filtros dimensionados não haviam sido instalados durante o período de medições apresentado neste trabalho.

TABELA 1 - Distorções harmônicas obtidas em estudos para os CE-A1 e CE-A2 – V (%)

CE	2	3	4	5	6	7	DTHT
A-1	0,66	1,34	0,72	0,70	0,08	0,90	1,82
A-2	0,26*	0,97	0,67*	0,40	0,26	0,56*	1,48

* harmônicas nas quais se utilizou setores anulares para o cálculo das distorções.

No CE-B existem atualmente 7 parques eólicos que totalizam uma potência de 163,2 MW e se conectam ao SIN através de 6 transformadores 230/34,5 kV e uma LT 230 kV entre a SE coletora e o PAC, conforme mostra a Figura 5. Os três primeiros parques eólicos (CE-B1) do CE-B entraram em operação entre junho de 2011 e janeiro de 2012. Nos estudos de acesso destes 3 primeiros parques foram constatadas violações de algumas ordens harmônicas e a solução adotada foi a instalação de filtros ativos em 38 dos 45 aerogeradores destes parques. Posteriormente, um segundo conjunto de parques (CE-B2) operou entre outubro de 2013 e abril de 2015, mas foi desativado devido a

falência do fabricante dos aerogeradores. O terceiro conjunto de parques eólicos (CE-B3) que se conectou no PAC-B entrou em operação entre agosto de 2015 e dezembro de 2016.

Nos estudos de desempenho harmônico do terceiro conjunto de parques que se conectou ao PAC-B se constata violações dos limites de distorção conforme mostra a Tabela 2, no entanto o proprietário dos parques apresentou estudos elaborados em conjunto com o CEPEL utilizando diversas técnicas de atribuição de responsabilidades sobre as distorções harmônicas que demonstravam não haver a necessidade de instalação de filtros sob a responsabilidade dos parques. No início de 2021, o ONS, analisou novo estudo de avaliação do desempenho considerando a mudança do PAC dos parques para o setor de 230 kV da SE Coletora (uma vez que esta passará para a Rede Básica), bem como as avaliações de responsabilidade apresentadas anteriormente e dispensou o CE-B3 da instalação de filtros.

TABELA 2 - Distorções harmônicas obtidas em estudos para o CE-B – V (%)

CE	2	3	4	5	6	7	DTHT
B	0,98	1,54	1,29	4,14	0,13	0,60	4,77

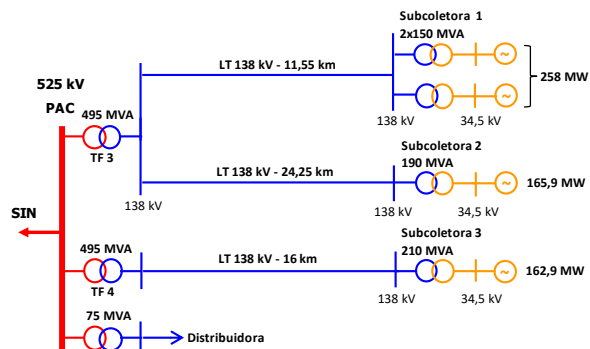


FIGURA 4 – Esquemático simplificado do CE-A

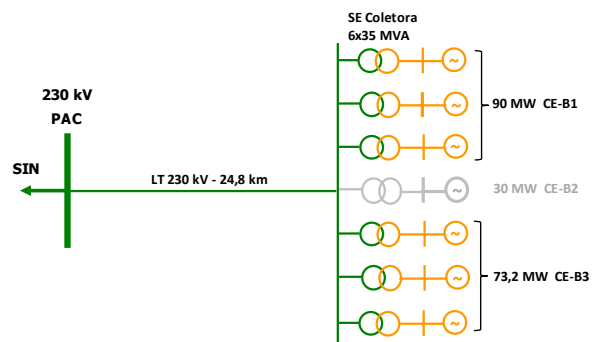


FIGURA 5 – Esquemático simplificado do CE-B

3.2 Medições de Longo Prazo e Avaliações Estatísticas das Distorções

Nesta seção são apresentados resultados das medições realizadas nos PACs dos CE A e B, as quais cobrem quase a totalidade do período de operação dos empreendimentos. São apresentadas também informações das medições realizadas antes da conexão dos parques ao sistema; e quanto a elas é importante comentar que sua comparação com medições realizadas em períodos muito mais extensos deve ser feita com cautela, uma vez que variações sazonais nos níveis de distorção ou eventos transitórios e espúrios podem influenciar os registros e prejudicar a comparação. O objetivo da apresentação das medições e das análises estatísticas é demonstrar o comportamento das tensões harmônicas nos PACs dos CEs avaliados e servir como parâmetro de comparação com as tensões harmônicas calculadas com os ajustes propostos na forma de definição dos LGs.

As Figuras 6 e 7 mostram os valores dos percentis 95 diários (P95) das tensões harmônicas medidas no PAC do CE-A na campanha de medição pré-parque (realizada entre 14/12/2014 e 04/01/2015) e no monitoramento contínuo das distorções desde a entrada do CE-A1 em operação em 29/01/2015 até 13/08/2020. As Figuras 8 e 9 apresentam avaliações estatísticas destas medições comparando as situações pré-parques, somente com os parques do CE-A1 em operação e com os parques dos CE-A1 e CE-A2 em operação.

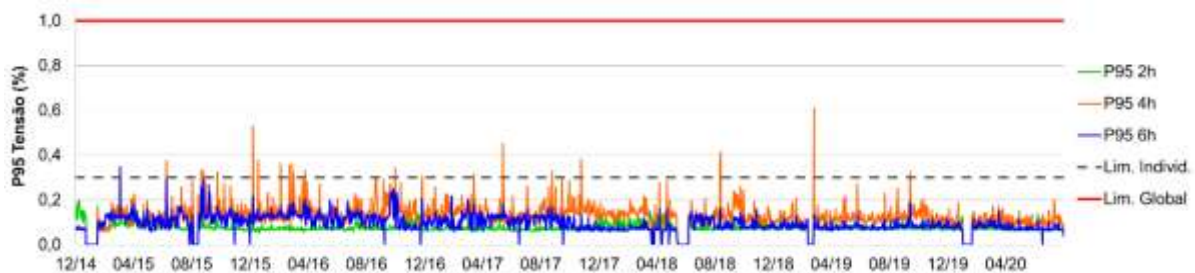


FIGURA 6 – Percentil 95 diário das distorções de ordem par (2ª, 4ª e 6ª) medidas no PAC dos CE-A1 e A2

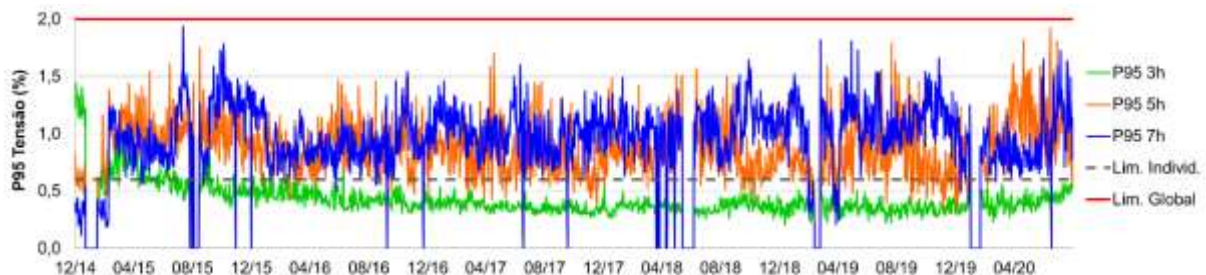


FIGURA 7 – Percentil 95 diário das distorções de ordem ímpar (3ª, 5ª e 7ª) medidas no PAC dos CE-A1 e A2

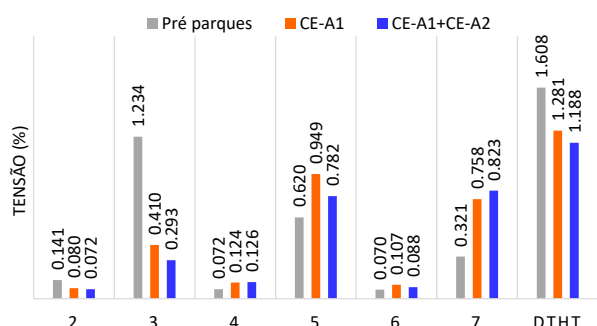


FIGURA 8 – Média dos P95 das tensões harmônicas medidas por período no CE-A

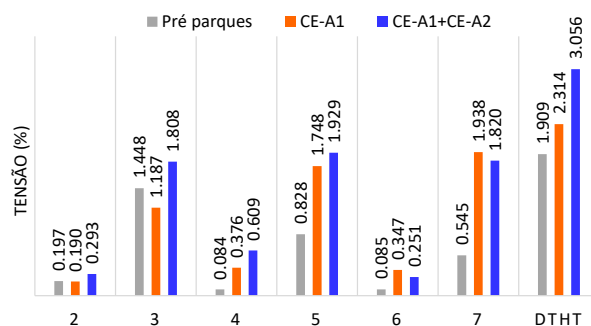


FIGURA 9 – Máximos P95 das tensões harmônicas medidas por período no CE-A

A Figura 8 mostra que praticamente não houve alteração dos valores médios dos P95 das tensões das ordens pares quando comparadas as três condições. Além disso, após a conexão dos CE a tensão de 2ª harmônica se reduziu em relação às medições pré-parque. Os valores médios dos P95 das tensões das ordens pares foram inferiores aos limites individuais e os máximos percentis 95 diários foram significativamente inferiores ao limite global inferior estabelecido para a 2ª, 4ª e 6ª harmônicas. Ressalta-se ainda que durante o período de monitoração, em nenhum dia, o P95 das tensões das ordens pares foi tão elevado como os valores previstos nos estudos – considerando os valores preexistentes de distorção. Em relação às harmônicas ímpares, verifica-se que houve redução significativa da tensão de 3ª harmônica após a conexão dos CE quando se consideram os valores médios do P95, por outro lado, após a conexão dos parques, os níveis das tensões harmônicas de 5ª e 7ª ordens se elevaram de maneira mais expressiva, embora praticamente não tenha havido variação destas tensões após a conexão dos 162,9 MW do CE-B2. Cumpre comentar que a elevação nas tensões da 5ª e 7ª harmônicas está relacionada à energização de uma linha de transmissão próxima ao PAC deste CE e às tensões harmônicas preexistentes, conforme demonstraram (1) e (3). Além disso, análises utilizando técnicas de atribuição de responsabilidade harmônica aplicadas pela CGT Eletrosul (3) e CEPEL confirmam que a rede é a principal fonte para estas harmônicas.

As Figuras 10 e 11 mostram os valores dos P95 das tensões harmônicas medidas no PAC do CE-B na campanha de medição pré-parque (realizada entre 11 e 17 de maio de 2011) e no monitoramento contínuo das distorções desde 01/11/2011 até 27/07/2021. As Figuras 12 e 13 apresentam avaliações estatísticas destas medições comparando as situações pré-parques, somente com os parques do CE-B1 em operação (incluindo períodos em que o CE-B2 esteve em operação) e com os parques dos CE-B1 e CE-B3 em operação.

A Figura 10 mostra que as tensões harmônicas de ordens pares medidas no PAC do empreendimento apresentam valores extremamente baixos em relação aos limites individual e global inferior, apesar de ter havido certa elevação em relação à campanha pré-parque. De qualquer forma, as tensões medidas para a 2ª e 4ª harmônicas são substancialmente inferiores aos valores obtidos no estudo, conforme Tabela 2. Em contrapartida, as tensões das harmônicas ímpares apresentaram significativa elevação dos valores medidos comparando as situações pré-parque e após a operação dos empreendimentos, embora se verifique também que após a entrada em operação dos 73,2 MW relativos ao CE-B3, a partir de agosto de 2015, houve redução das tensões da 5ª e 7ª harmônicas. As tensões de 3ª harmônica praticamente não se alteraram com a entrada em operação do terceiro conjunto de parques no CE-B e o DTHT médio após a entrada do CE-B voltou ao patamar registrado antes da conexão dos parques.

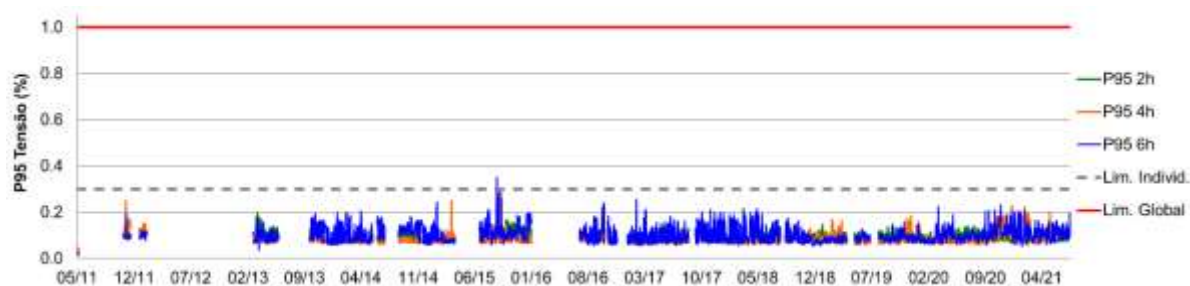


FIGURA 10 – Percentil 95 diário das distorções de ordem par (2ª, 4ª e 6ª) medidas no PAC do CE-B

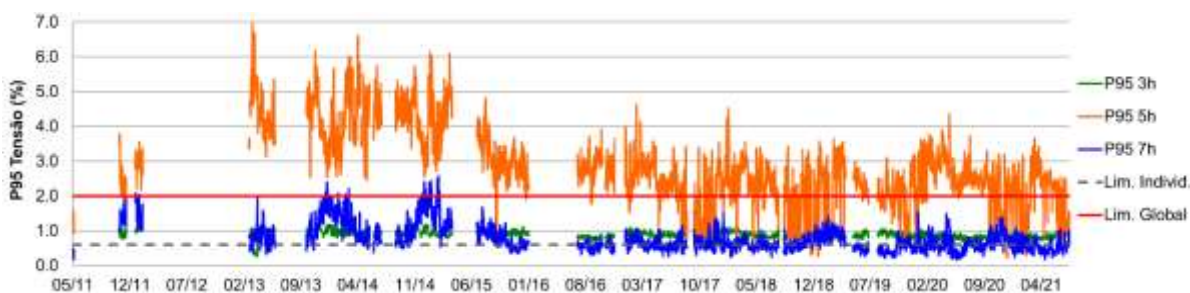
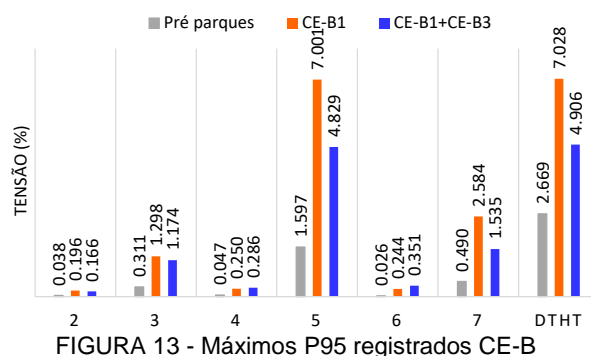
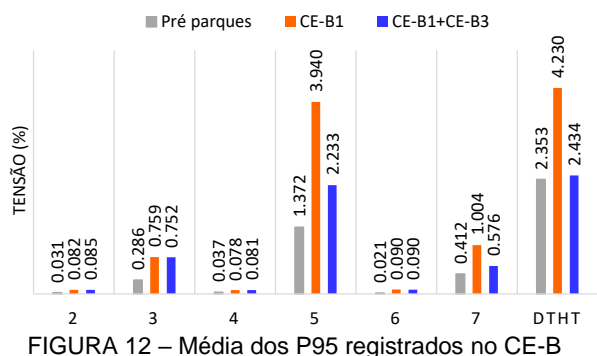


FIGURA 11 – Percentil 95 diário das distorções de ordem ímpar (3ª, 5ª e 7ª) medidas no PAC do CE-B



Da mesma forma que para o CE-A, diversos trabalhos demonstram que as tensões harmônicas de ordens ímpares medidas no PAC do CE-B são majoritariamente devidas às tensões preexistentes na rede elétrica, especialmente a 3ª e a 5ª ordens (3) (10). Além disto, a aplicação de técnicas de atribuição de responsabilidade sobre as distorções harmônicas como as estabelecidas na BT 468 do Cigré (10), o Método Vetorial IEC, o Método da Superposição (3) e o do Isolamento Harmônico (com a utilização de filtros ativos) indicam que as tensões harmônicas destas ordens são principalmente geradas pelo sistema elétrico no PAC deste CE.

Com a verificação, para ambos os CE, de que os estudos superestimam os resultados das tensões harmônicas pares de baixa ordem em relação às tensões harmônicas medidas em longos períodos de tempo e estas, mesmo que sofram alguma influência de tensões preexistentes apresentam valores bastante baixos, serão tomadas como padrão para os ajustes propostos nos critérios para a definição dos LG, uma vez que como foi comentado, as harmônicas ímpares podem sofrer grande influência das tensões preexistentes, o que prejudica as avaliações. Assim, para a comparação de resultados estatísticos de medições com resultados dos estudos e a proposição de ajustes nos critérios de definição dos LG se utilizou o percentil 99,9 de todos os percentis 95 diários registrados em cada um dos períodos. Este percentil foi escolhido, pois resulta em valores com probabilidade muito próxima à dos máximos P95 registrados e evita que se utilize valores extremos, os quais podem ser influenciados por eventos transitórios e espúrios tornando-os muito severos e pouco representativos. Como exemplo desta baixa representatividade dos máximos P95 registrados em longos períodos as Figuras 14 e 15 mostram a distribuição acumulada de probabilidade dos P95 medidos no CE-A para as tensões harmônicas registradas no PAC deste CE na condição em que os CE-A1 e A2 estavam em operação. É possível observar nas figuras que os valores máximos podem se situar bastante afastados dos valores com probabilidades mais baixas, por exemplo, os máximos valores da 2ª e 3ª harmônicas são respectivamente 0,29% e 1,81% da tensão fundamental, ao passo que seus percentis 99,9 são 0,14% e 0,76%, portanto, menores que a metade do máximo P95.

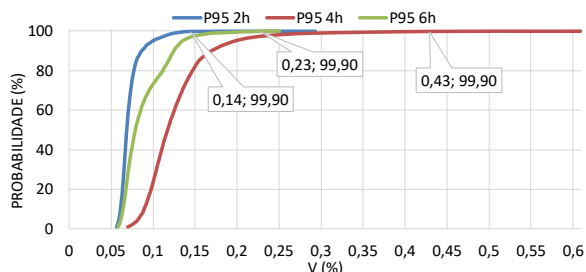


FIGURA 14 – distribuição acumulada de probabilidade dos P95 medidos no CE-A para harmônicas pares

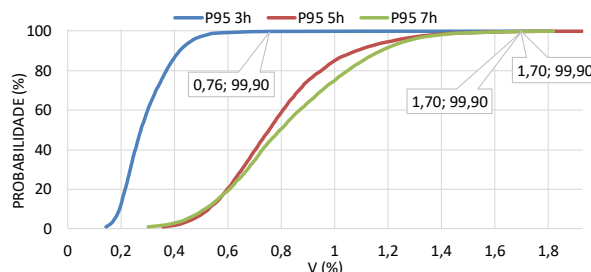


FIGURA 15 – distribuição acumulada de probabilidade dos P95 medidos no CE-A para harmônicas ímpares

Desta forma, os valores dos percentis 99,9 dos P95 registrados no período pré-parque e nas condições com somente um CE (CE-A1 ou CE-B1) ou dois CE conectados (CE-A1+CE-A2 ou CE-B1+CE-B3) em cada um dos PACs avaliados serão apresentados diretamente nas Figuras 16 a 19 em comparação com os valores das tensões harmônicas obtidas com os diferentes critérios propostos para a definição dos LG.

3.3 Avaliações do Desempenho Harmônico para Proposição dos Ajustes nos Critérios de Definição dos LG

Nesta seção são apresentados de forma resumida os casos base e cenários considerados, bem como e os critérios utilizados nas avaliações de desempenho dos dois CE. Os casos base utilizados para ambos os CE foram os mesmos utilizados nos estudos para a solicitação de acesso dos CE. No CE-A foram utilizados casos dos anos de 2019 a 2024 nos cenários de verão e inverno para os patamares de carga média e leve, totalizando 18 casos. Para o CE-B foram utilizados casos dos anos de 2019 a 2024 nos cenários de verão e inverno para os patamares de carga média e leve e considerando uma usina próxima ao PAC ligada ou desligada, totalizando assim 28 casos.

Para o cálculo das impedâncias harmônicas que formam os LG foram considerados cenários de rede íntegra e de contingências (n-1) dos diversos equipamentos do sistema. Assim, considerando condições de rede íntegra e de contingências de elementos além da 3ª vizinhança ao PAC (sistema radial), as impedâncias harmônicas foram calculadas para 432 cenários no caso do CE-A. No caso do CE-B, as contingências foram selecionadas automaticamente pelo programa HarmZs até a 3ª vizinhança do PAC, totalizando 1638 cenários simulados.

O cálculo das tensões harmônicas geradas pelos CEs no PAC foi realizado utilizando Polígonos de n Lados como o apresentado na FIGURA 2 considerando para sua formação os mesmos critérios definidos em (3) e reproduzidos na Seção 2. Os resultados obtidos desta forma foram denominados ONS-IH. Os resultados obtidos utilizando os critérios alternativos para a definição dos LG (considerando ou não os interharmônicos de 6 em 6 Hz e contingências de linhas de transmissão ou transformadores) foram denominados da seguinte forma para comparação com ONS-IH:

- ONS-H: LG definido da mesma forma que ONS-IH, mas sem considerar os interharmônicos de 6 em 6 Hz;
- LT-IH: LG definido da mesma forma que ONS-IH, mas sem considerar contingências de linhas de transmissão;
- LT-H: LG definido da mesma forma que LT-IH, mas sem considerar os interharmônicos de 6 em 6 Hz;
- LT-TF-IH: LG definido da mesma forma que ONS-IH, mas sem considerar contingências de LT e de TF;
- LT-TF-H: LG definido da mesma forma que LT-TF-IH, mas sem considerar os interharmônicos de 6 em 6 Hz.

As Figuras 16 a 19 mostram a comparação dos resultados dos estudos, utilizando os 6 diferentes critérios para a definição dos LGs (nas barras), com os resultados das medições (nos círculos), representados pelo percentil 99,9 dos P95 registrados, para cada uma dos CE, em três diferentes situações: antes da entrada em operação dos empreendimentos (P99,9 Pré parques), após a entrada em operação do primeiro CE em cada PAC (P99,9 CE-A1 ou -B1) e após a entrada do segundo conjunto de parques em cada PAC (P99,9 CE-A1+A2 ou -B1+B3).

No caso do CE-A, como o estudo avalia somente o impacto da entrada em operação do CE-A2 devido a conexão ser através de transformador independente, o que o CE influenciou nas tensões harmônicas medidas é verificado pela diferença entre P99,9 CE-A1+A2 e P99,9 CE-A1, pois este último é a distorção preexistente para o CE-A2. Por outro lado, para o CE-B, como o estudo avalia o impacto da entrada em operação de todos os parques que se conectam ao PAC-B, o que o CE-B influenciou nas tensões harmônicas medidas é verificado pela diferença entre P99,9 CE-B1+B3 e P99,9 Pré parques. De qualquer forma, para ambos os CE, os resultados das medições foram apresentados para as três condições avaliadas.

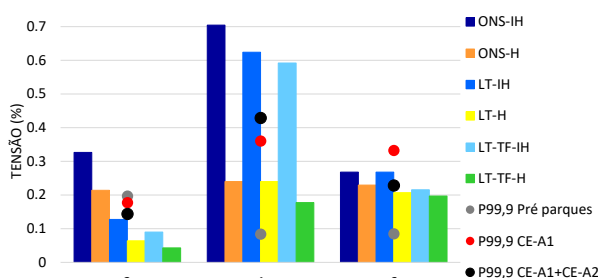


FIGURA 16 – comparação de resultados de estudos com medições para o CE-A2 – harmônicas pares

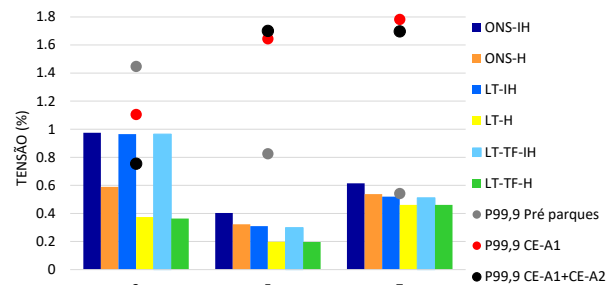


FIGURA 17 – comparação de resultados de estudos com medições para o CE-A2 – harmônicas ímpares

Nas Figuras 16 e 17 é possível verificar que a entrada em operação do CE-A2 provocou impacto bastante baixo nas distorções, inclusive os valores das tensões da 2ª, 3ª, 6ª e 7ª harmônicas reduziram após sua conexão. No entanto, o impacto calculado no estudo devido ao CE-A2 quando utilizados os critérios definidos pelo ONS (ONS-IH) apresenta valores superiores aos limites individuais para a 2ª, 3ª e 4ª harmônicas e, de forma geral, valores bem mais elevados que o impacto causado pelo CE-A2 nas medições. Por outro lado, utilizando os critérios alternativos propostos no trabalho as tensões harmônicas calculadas se reduzem de diferentes formas para cada harmônica. Por exemplo, utilizando o critério ONS-H que define o LG considerando contingências de todos os tipos de equipamentos do sistema, mas não inclui os interharmônicos já se obtém significativa redução das distorções para a 2ª, 3ª e 4ª ordens e faria com que o CE-A2 respeitasse os limites individuais de distorção. Para este CE verifica-se também que mesmo que não fossem consideradas contingências de LT e de TF para a formação dos LG e estes considerassem apenas as ordens harmônicas avaliadas (sem incluir interharmônicos de 6 em 6 Hz) as tensões harmônicas calculadas nos estudos ainda seriam mais elevadas que o impacto causado pelo CE nas distorções.

Nas figuras 18 e 19 é possível verificar que o máximo impacto provocado pelos parques do CE-B nas tensões harmônicas pares, estimado pela diferença entre P99,9 CE-B1+CE-B3 e P99,9 Pré parques, é inferior a 0,18 % da tensão fundamental para a 2ª e 4ª harmônicas e da ordem de 0,24 % para a 6ª harmônica. No entanto, o impacto calculado no estudo utilizando os critérios definidos pelo ONS (ONS-IH) apresenta valores extremamente elevados para a 2ª e 4ª harmônicas (0,98 % e 1,29 % respectivamente) e da ordem de 0,13 % para a 6ª harmônica, ou seja, o estudo está superestimando os resultados da 2ª e 4ª harmônicas em 5 ou 6 vezes em relação aos valores observados nas medições. No caso da 6ª harmônica o estudo resulta em valor inferior ao estimado pelo P99,9 dos P95, mas é superior ao P95 médio registrado para esta ordem, conforme Figura 12. Quando utilizados os critérios propostos para a definição dos LG é possível se obter estimativas do impacto provocado pelos parques nas tensões harmônicas de ordens pares bem mais aderentes ao verificado nas medições. Por exemplo, definindo o LG sem incluir cenários de contingências de LT e interharmônicos (LT-H) se obtém resultados no estudo bastante próximos ao impacto provocado pelos parques nas harmônicas pares. Para a 2ª e 4ª ordens, a avaliação considerando contingências de todos os elementos do sistema e sem incluir interharmônicos nos LG (ONS-H) ainda resultaria em violação dos limites individuais de tensão. Para os harmônicos ímpares, verifica-se que os critérios alternativos para a definição dos LG têm menor influência nos resultados dos estudos, exceto para o 3º harmônico. Além disso, qualquer que seja o critério para a definição do LG, o estudo superestima o impacto provocado pelo CE-B nas tensões de 5ª harmônica, neste caso, provavelmente isto ocorre pela forte influência das tensões preexistentes nas correntes harmônicas utilizadas

no estudo. Para o 3º harmônico, os critérios ONS-IH e ONS-H resultam em distorções aproximadamente duas vezes mais elevadas que as verificadas nas medições, no entanto, com os critérios LT-IH, LT-H, LT-TF-IH e LT-TF-H se obtêm resultados próximos ao impacto verificado na média dos P95 mostrados na Figura 12.

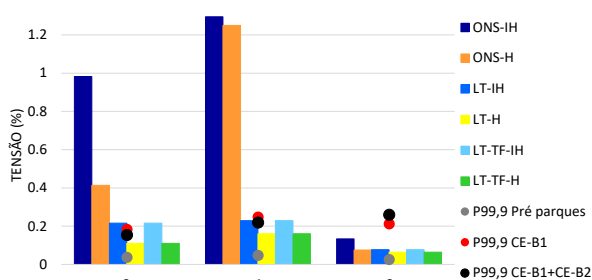


FIGURA 18 - comparação de resultados de estudos com medições para o CE-B – harmônicas pares

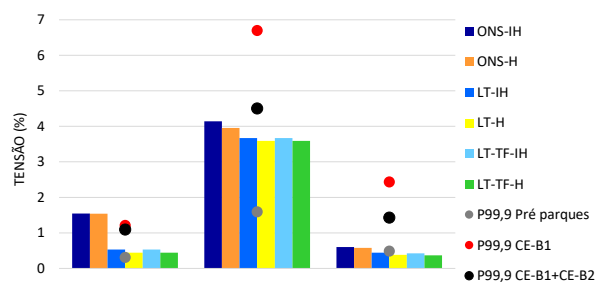


FIGURA 19 - comparação de resultados de estudos com medições para o CE-B – harmônicas ímpares

4.0 CONCLUSÕES

Com base nas avaliações realizadas no artigo, as quais consideraram a comparação de análises estatísticas de medições de longo prazo com resultados de estudos de desempenho harmônico de dois complexos eólicos, é possível concluir não ser adequado adotar os mesmos critérios de estudo para o projeto de filtros e para a verificação da necessidade deles, sob o risco de resultar na instalação de equipamentos desnecessários. Portanto, é necessário que a impedância do sistema seja representada, em estudos para a verificação da necessidade de filtros, de forma mais realista, abrangendo cenários mais prováveis, especialmente para as baixas ordens harmônicas.

De forma geral, os resultados apresentados demonstram, de forma clara, que a inclusão das frequências interharmônicas de 6 em 6 Hz para a definição dos LG da 2ª a 4ª ordens harmônicas pode tornar os resultados dos estudos altamente improváveis. Em certos casos, a inclusão dos interharmônicos pode ter maior impacto nas distorções calculadas do que as próprias contingências de LT ou TF, conforme mostrado nas Figuras 16 e 17 para a 3ª e 4ª harmônicas. Por outro lado, a consideração dos interharmônicos nos LG da 5ª a 7ª ordens tem menor influência no resultado dos estudos, assim, não haveria prejuízo relevante para a qualidade dos estudos de avaliação do desempenho não os considerar para estas ordens. Outra verificação é que a consideração de impedâncias harmônicas obtidas em cenários com contingência de LT e TF podem gerar resultados mais severos que os verificados nas medições quando se utiliza o P95 das tensões harmônicas para avaliar o desempenho harmônico.

Considerando os resultados das avaliações realizadas, o artigo propõe que estudos de desempenho harmônico (diagnóstico das distorções provocadas) sejam realizados sem incluir as frequências interharmônicas nos LG da 2ª até a 7ª harmônica. Tais estudos também não deveriam considerar a inclusão de impedâncias calculadas em cenários com baixa probabilidade de ocorrência, como a contingência de LT. Além disto, as correntes harmônicas que tenham as suas medições nos terminais dos aerogeradores influenciadas pelas tensões preexistentes deveriam ser tratadas conforme técnicas estabelecidas na IEC-61400-21-1 (7) previamente a utilização nos estudos. Caso contrário, tais correntes não deveriam ser aplicadas nos estudos e o impacto dos parques nestas harmônicas deveria ser avaliado através de medições após a entrada em operação. Decisões sobre a necessidade de instalação de filtros deveriam ser fundamentadas não só a partir dos resultados dos estudos, mas também considerando resultados de medições – principalmente quando critérios rigorosos são utilizados nos estudos. As avaliações realizadas neste trabalho indicam a necessidade da promoção de melhorias e modificações da metodologia e critérios de avaliação do desempenho harmônico de usinas eólicas e outras instalações com emissão de corrente harmônica equivalente.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) 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.
- (2) M. P. De Carli. "Identificação e Análise das Inconsistências e dos Critérios Conservadores da Metodologia de Avaliação do Desempenho Harmônico de Parques Eólicos no Brasil", XXV SNPTEE – 2019.
- (3) M. P. De Carli; R. Antunes. "Proposição do Método da Superposição com Múltiplas Fontes e Impedâncias para a Atribuição de Responsabilidades sobre as Distorções Harmônicas de Tensão", XXV SNPTEE – 2019.
- (4) ONS, Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede - Rev. 2021.08, "Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos", setembro de 2021.
- (5) CIGRÉ, Working Group C4/B4.38 – Network modeling for harmonic studies, Brochura Técnica 766. 2019.
- (6) IEC TR 61400-21-3 ED1: Wind energy generation systems – Part 21-3: Wind turbine harmonic model and its application.
- (7) IEC TR 61400-21-1 ED1: Wind energy generation systems – Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind turbines.
- (8) 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.
- (9) Technical Brochure 553, "Special Aspects of AC Filter Design for HVDC Systems", Cigre WG B4-47, 2013.
- (10) M. P. De Carli; et al. "Harmônicos Resultantes da Conexão de Parques Eólicos com a Rede Elétrica: Análise Conjunta de Medições e Simulações Associadas a um Estudo de Caso", XXIII SNPTEE – 2015.

DADOS BIOGRÁFICOS



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

(2) BRENO TORRES MEYER nascido em 1978 em Belo Horizonte, Minas Gerais. Graduiu-se em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em 2002. Kursou Pós Graduação em Sistemas de Energia Elétrica pela UFSC (2004) e em Integração de Energias Renováveis e Geração Distribuída pelo Instituto Circe/Universidad de Zaragoza na Espanha (2015). Desde 2002, trabalha na CGT Eletrosul, subsidiária da Eletrobrás, inicialmente na área de estudos elétricos e atualmente na Engenharia de Manutenção de Sistemas de Geração.