

Estudo Comparativo de Desempenho Harmônico em Complexos Tradicionais de Geração Renovável e Sistemas Híbridos

Paula Angélica de Araújo
Laboratório de Qualidade da Energia Elétrica - LabQEE
Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia – MG, Brasil
paula.araujo@ufu.br

Lana Paula Pereira Gomes
Laboratório de Qualidade da Energia Elétrica - LabQEE
Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia – MG, Brasil
lanapaula@ufu.br

Ivan Nunes Santos
Laboratório de Qualidade da Energia Elétrica - LabQEE
Universidade Federal de Uberlândia
Uberlândia – MG, Brasil
ivan.ufu@gmail.com

Resumo—Este artigo apresenta uma análise comparativa do desempenho, em termos harmônicos, em sistemas de geração de energia renovável, sendo consideradas a análise de um complexo fotovoltaico, um complexo eólico e um complexo híbrido fotovoltaico-eólico. Motivado pela transição energética e o aumento da participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, o estudo avalia o impacto das correntes harmônicas injetadas na rede elétrica por meio de simulações computacionais. As simulações foram realizadas no ponto de acoplamento comum (PAC) de um barramento de 500 kV, utilizando modelagem da Rede Externa por Lugares Geométricos (LG) e da Rede Interna como um equivalente de Norton. O estudo destaca que fatores como topologia do sistema, localização do PAC e características das fontes de corrente harmônica são críticos para a avaliação dos impactos harmônicos em sistemas híbridos e renováveis.

Palavras-chave—Complexo Híbrido, Distorção Harmônica, Estudo de Acesso, HarmZs, Qualidade da Energia

I. INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com a sustentabilidade fez com que em 2015 fosse assinado o Acordo de Paris, tratado internacional que visa reduzir os danos climáticos causados pela emissão gases de efeito estufa. Desde a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC), em 1992, os setores de energia e indústria aumentaram a emissão de CO_2 em cerca de 60% [1].

Países buscam matrizes energéticas mais limpas, sustentáveis e economicamente viáveis, com as fontes renováveis assumindo papel central. A eletrificação, combinada com o uso dessas fontes, é fundamental para descarbonizar diversos setores da economia [2]. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) [3] de 2023, as fontes renováveis corresponderam a 89,2% da matriz elétrica brasileira. A potência instalada das fontes eólica e solar fotovoltaica alcançou, respectivamente, 28,682 GW e 37,843 GW, representando um crescimento de 20,7% e 54,8% em relação ao ano anterior.

O Brasil, com sua rica variedade de recursos naturais, apresenta um cenário propício para o desenvolvimento de sistemas de geração híbrida de energia. A combinação de fontes como solar fotovoltaica e eólica, por exemplo, permite minimizar a intermitência característica das tecnologias, trazendo maior estabilidade para o sistema, uma vez que cada fonte renovável possui a sua sazonalidade, modulação e perfil de produção instantâneo. Essa diversificação reduz a dependência de uma única fonte,

aumentando a segurança energética e a resiliência da rede elétrica. Dessa forma, a hibridização das fontes renováveis pode contribuir para minimizar os problemas provocados pela variabilidade na disponibilidade de potência [4].

Em regiões com recursos hídricos abundantes, a integração com hidrelétricas proporciona maior estabilidade e previsibilidade ao sistema, complementando a geração intermitente de fontes renováveis. Além disso, a hibridização pode otimizar o uso de infraestrutura existente, reduzindo custos e impactos ambientais [5]. A crescente demanda por energia limpa e os avanços tecnológicos impulsionam a adoção dessas soluções inovadoras para um futuro energético mais sustentável. Todavia, tais sistemas carecem de avaliações técnicas específicas no contexto da qualidade da energia no que tange à sua operação conjunta.

Em contrapartida, tais fontes renováveis, como a eólica e a solar fotovoltaica, fazem o uso de conversores de eletrônica de potência para o acoplamento à rede elétrica, o que significa que podem injetar correntes harmônicas à rede elétrica [6], podendo provocar o aumento dos níveis de distorção harmônica de tensão acima dos limites estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) através do Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Rede [7].

Com o avanço da eletrônica de potência, esse tema tornou-se ainda mais relevante. Em sistemas elétricos, cargas não lineares, como os próprios conversores de potência, fazem com que uma tensão senoidal aplicada gere uma corrente distorcida. A presença da impedância no sistema contribui para a propagação dessa distorção ao longo da rede elétrica. Assim, a crescente utilização de equipamentos eletrônicos com potencial para gerar distorções tem intensificado as preocupações com a qualidade da energia, afetando não apenas redes de distribuição, mas também os sistemas de geração e transmissão [8-10].

Dessa forma, o ONS disponibiliza um documento para o gerenciamento da qualidade da energia elétrica (QEE) quando da solicitação de acesso à Rede Básica por parte de consumidores livres, agentes de geração, agentes de distribuição, agentes de importação e exportação [11], uma vez que essas instalações não lineares podem comprometer o seu desempenho.

Com base no contexto apresentado, o objetivo deste trabalho é analisar, por meio de simulações computacionais,

o impacto das distorções harmônicas geradas em um estudo de caso com três configurações distintas de sistema de geração renovável, a saber: um complexo fotovoltaico, um complexo eólico e um complexo híbrido que integra ambos os sistemas. O estudo foi realizado empregando os softwares HarmZs e Anarede, os quais foram desenvolvidos pela Companhia de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). O estudo busca comparar as ordens harmônicas predominantes em cada sistema individualmente e avaliar as influências decorrentes da conexão dos sistemas em um barramento de 500 kV.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A. Critérios e Requisitos de Qualidade da Energia Elétrica

O Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Rede [7] aborda os requisitos de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) que devem ser observados por instalações, novas ou existentes, cujos elementos possuam características não lineares ou especiais, capazes de causar impactos na Rede Básica. Este documento determina a realização de monitoramento contínuo ou por meio de campanhas de medição no ponto de acoplamento comum (PAC).

Além disso, o documento estabelece que os limites devem ser respeitados em todos os modos de operação. Os limites estabelecidos aplicam-se ao PAC, sendo que os limites individuais se referem a valores obtidos por meio de estudos prévios relativos às instalações acessantes à Rede Básica. Os limites individuais, para tensão (V) de conexão acima de 69 kV, são apresentados na Tabela I.

TABELA I. LIMITES INDIVIDUAIS DE DISTORÇÃO HARMÔNICA

V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	0,6%		
		todos	0,3%
≥27	0,4%		
DTHTS95% = 1,5%			

Onde h é a ordem harmônica sob avaliação, DTHI é a distorção harmônica individual de tensão, enquanto DTHTS95% é o limite estabelecido para a distorção total de tensão harmônica com a aplicação do percentil 95%. Dessa forma, neste trabalho serão utilizados os limites individuais de tensão harmônica, por serem valores diretamente obtidos por meio deste estudo.

B. Diretrizes para Estudos de Acesso e Medições de QEE

Os estudos apresentados em [11] permitem a avaliação dos impactos de uma nova instalação na Rede Básica, considerando cenários futuros (próximos cinco anos), diferentes níveis de cargas (leve, média e pesada), duas estações (verão e inverno), contingências até a terceira vizinhança e condições de emergência (N-1), que podem não ocorrer no momento das campanhas de medição. O procedimento recomendado pelo ONS é o “Método do Lugar Geométrico” (LG) da impedância harmônica da Rede Básica no plano complexo X versus R.

A Rede Interna do Agente Acessante é modelada como um equivalente de Norton ($I_h, \dot{Z}_{ih}$), observado a partir do PAC para cada ordem harmônica significativa, conforme

ilustrado na Fig. 1. Esse equivalente abrange fontes de correntes harmônicas, que correspondem aos aerogeradores e grupos de inversores dos complexos eólico e fotovoltaico, além de incluir transformadores abaixadores, cabos (aéreos ou subterrâneos) e filtros de correntes harmônicas.

No estudo de desempenho harmônico, o ONS recomenda a modelagem da Rede Externa por meio de Lugares Geométricos (LG), como o Setor Anular ou o Polígono de “n” Lados, com este último sendo utilizado neste trabalho, com o intervalo de (h-0,5, h, h+0,5) e passo harmônico de $\pm 0,1$ (ou ± 6 Hz com respeito à frequência), assim como recomendado pelo ONS. A partir dessa modelagem da Rede Básica, é calculado o vetor resultante que combina a Rede Básica e a Rede Interna, visando determinar a configuração em que a corrente de Norton gera a maior distorção harmônica de tensão possível.

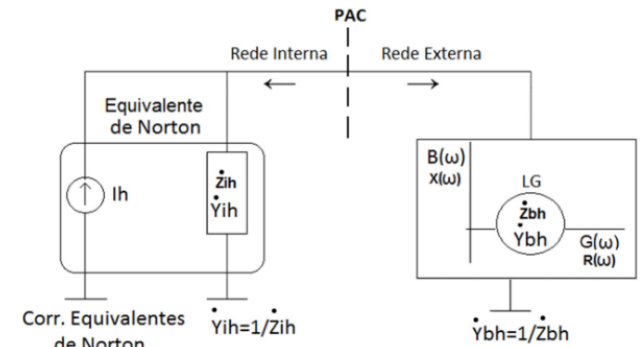


Fig. 1. Representação do Equivalente de Norton com o LG da Rede Básica

O LG de impedância $\dot{Z}_{ih}$ é convertido para LG de admitância $\dot{Y}_{ih}$ e, então, a impedância representativa da Rede Básica, que gera a maior tensão harmônica no PAC para cada ordem harmônica (h), pode ser calculada da seguinte forma:

$$V_{hm\acute{a}x} = \frac{I_h}{\dot{Y}_{ih, \text{mínimo}}} \quad (1)$$

Sendo $\dot{Y}_{ih, \text{mínimo}}$ referente ao módulo da soma vetorial em paralelo das admitâncias de Norton equivalente da rede do Agente (rede interna) e do ponto do envelope do LG da Rede Básica ($\dot{Y}_{bh}$) que provoca o menor $\dot{Y}_{ih, \text{mínimo}}$. A Fig.2 mostra um exemplo do método do LG tipo Polígono de “n” Lados.

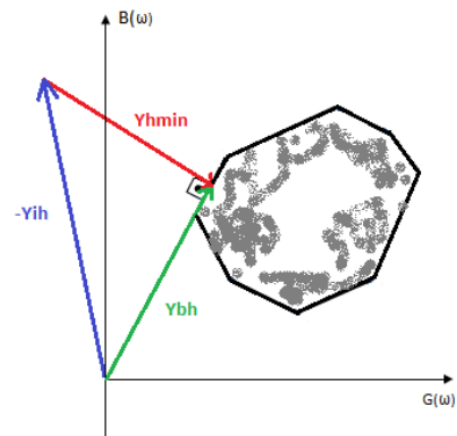


Fig. 2. Exemplo do Método de LG tipo Polígono de “n” Lados

Já I_h , também conhecida como corrente certificada, é a corrente harmônica gerada pelos equipamentos não lineares da instalação, cujos valores são dados pelos fabricantes. No entanto, as campanhas de medição de corrente na saída dos aerogeradores e inversores são a melhor forma para a obtenção das correntes certificadas, uma vez que ainda não foi desenvolvido um modelo computacional que pudesse representar de forma fidedigna o comportamento de cada equipamento.

III. SISTEMAS ANALISADOS

Os sistemas analisados, neste estudo de caso, consistem em um complexo fotovoltaico, um complexo eólico e, finalmente, o complexo híbrido de interesse. Para representar a Rede Externa, foram utilizados os cenários para todos os anos do PAR (Plano de Ampliações e Reforços) e casos de referência nas configurações carga leve, média e pesada, disponibilizados pelo ONS. Além disso, o PAC foi escolhido arbitrariamente na região Nordeste, onde há maior concentração de fonte eólica.

A Rede Externa utilizada é a mesma para os três sistemas a fim de observar os impactos de cada arranjo. Desta forma, o PAC está em um barramento de 500 kV e é acoplado à rede interna do acessante através da subestação coletora, passando por uma linha de transmissão de 40 km. A Tabela II apresenta os dados dos cabos aéreos da linha de transmissão.

TABELA II. DADOS DOS CABOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO

R (pu/km)	X (pu/km)	B (pu/km)
0,0000092	0,0001344	0,01225

A. Complexo Fotovoltaico

A Fig. 3 mostra a rede interna do complexo fotovoltaico, composta por um transformador abaixador de 500 kV para 34, kV, cuja potência é 80 MVA, além das unidades geradoras identificadas por UFV1 e UFV2. Na Fig. 4 é possível identificar os 16 inversores, com potência individual de 3,437 GW, totalizando a potência do complexo fotovoltaico de 54,992 GW.

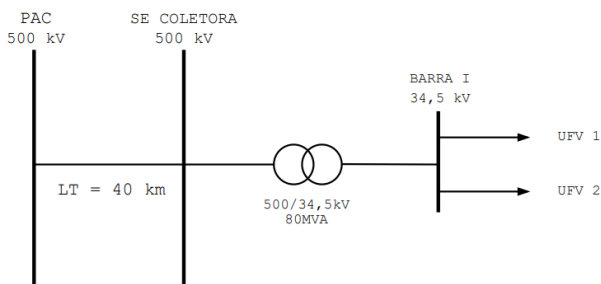


Fig. 3. Rede Interna do Complexo Fotovoltaico

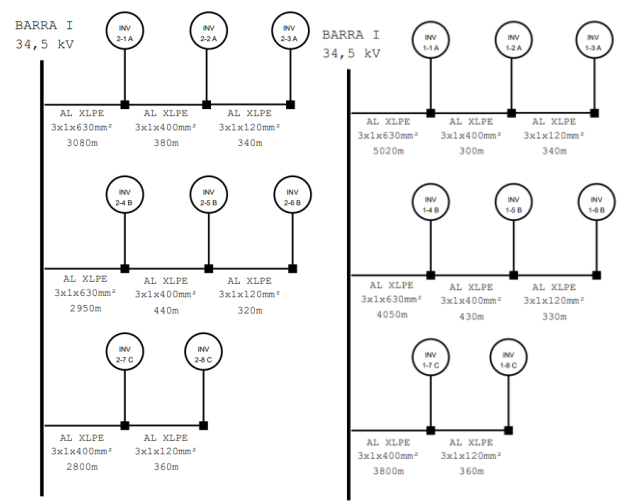


Fig. 4. Representação de UFV1 e UFV2

Dados adicionais sobre a rede interna modelada e sobre os condutores subterrâneos são mostrados, respectivamente, nas Tabelas III e IV.

TABELA III. DADOS DA REDE INTERNA DO COMPLEXO FV

Dados da Rede Interna do Complexo Fotovoltaico	
Frequência (Hz)	60
Sbase (MVA)	100
Grupo Base de Tensão (AT) (kV)	500
Tensão Base do Grupo (MT) (kV)	34,5

TABELA IV. DADOS DOS CONDUTORES DO COMPLEXO FV

Nome	Seção Transversal (mm²)	R (pu/km)	R (pu/km)	R (pu/km)
AL XLPE 120	120	0,027295	0,013065	0,000769
AL XLPE 300	300	0,005451	0,005657	0,002111
AL XLPE 400	400	0,008569	0,010904	0,001157
AL XLPE 630	630	0,006636	0,002351	0,001266

B. Complexo Eólico

A Fig. 5 mostra a rede interna do complexo eólico, composta por um transformador abaixador de 500 kV para 34, kV, cuja potência é 80 MVA, além das unidades geradoras identificadas por Eólica1 e Eólica2. Nas Fig. 6 e Fig. 7 é possível identificar os 13 aerogeradores, com potência individual de 4,2 GW, totalizando a potência do complexo eólico de 54,6 GW.

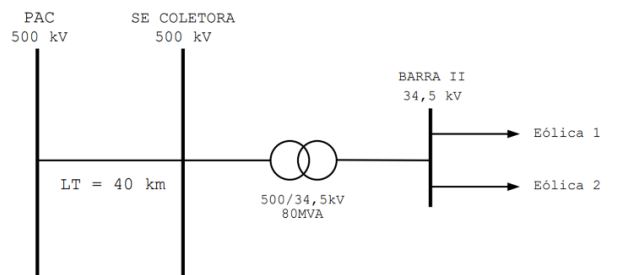


Fig. 5. Rede Interna do Complexo Eólico

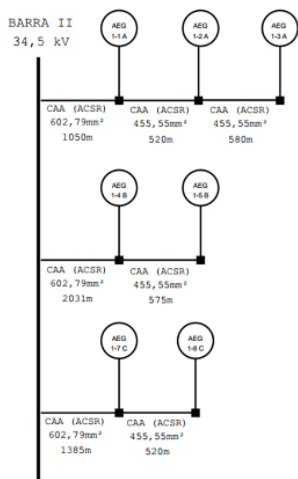


Fig. 6. Representação da Eólica1

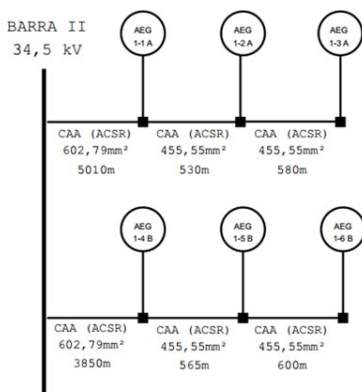


Fig. 7. Representação da Eólica2

Dados adicionais sobre a rede interna modelada e sobre os condutores aéreos são mostrados, respectivamente, nas Tabelas V e VI.

TABELA V. DADOS DA REDE INTERNA DO COMPLEXO EÓLICO

Dados da Rede Interna do Complexo Fotovoltaico	
Frequência (Hz)	60
Sbase (MVA)	100
Grupo Base de Tensão (AT) (kV)	500
Tensão Base do Grupo (MT) (kV)	34,5

TABELA VI. DADOS DOS CONDUTORES DO COMPLEXO EÓLICO

Nome	Seção Transversal (mm²)	R (pu/km)	R (pu/km)	R (pu/km)
CAA (ACSR) 455,55	455,5	0,00646923	0,02834699	0,00005878
CAA (ACSR) 602,79	602,79	0,00470489	0,02715396	2,31503625

C. Complexo Híbrido

A Fig. 8 mostra a rede interna do complexo híbrido, composta por dois transformadores abaixadores de 500 kV para 34,5 kV, cuja potência é 80 MVA, além das unidades geradoras identificadas por UFV1, UFV2, Eólica1 e Eólica2. O complexo é composto por 16 inversores, com

potência individual de 3,437 GW e 13 aerogeradores, com potência individual de 4,2 GW, totalizando a potência do complexo híbrido de 109,592 GW.

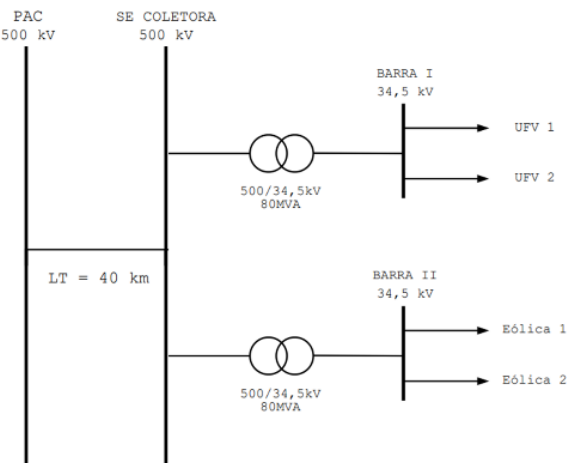


Fig. 8. Rede Interna do Complexo Híbrido

IV. DISTORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO NO PAC

Foram realizadas, via Harmzs, três simulações a fim de calcular os níveis de distorções de tensão no PAC. Os casos base utilizados no estudo foram obtidos no site do ONS, abrangendo os horizontes de 2024 a 2028 e considerando os patamares de carga leve, média e pesada para as estações de inverno e verão. As correntes harmônicas dos inversores e aerogeradores consideradas no estudo são dados fictícios.

A. Complexo Fotovoltaico

A Fig. 9 ilustra as distorções harmônicas de tensão associadas ao Complexo Fotovoltaico. Verifica-se que não houve violação em nenhuma das ordens harmônicas, resultando em uma distorção harmônica total (DHT%) de 0,164%, ainda dentro dos limites do ONS.

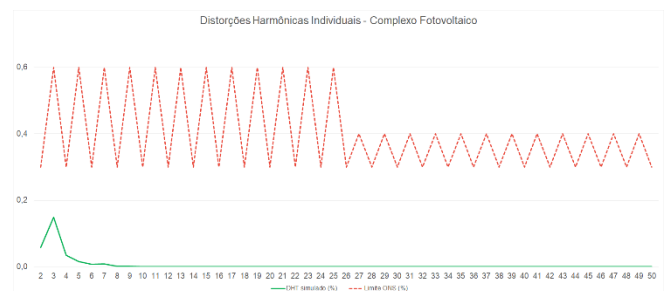


Fig. 9. Distorções Harmônicas Individuais – Complexo Fotovoltaico

B. Complexo Eólico

A Fig.10 ilustra as distorções harmônicas de tensão associadas ao Complexo Eólico. Observa-se uma violação do indicador apenas na 7ª ordem harmônica, com valor de 0,6497%, e uma distorção harmônica total no PAC de 0,686%, estando dentro do limite estabelecido pelo ONS para estudo de acesso.

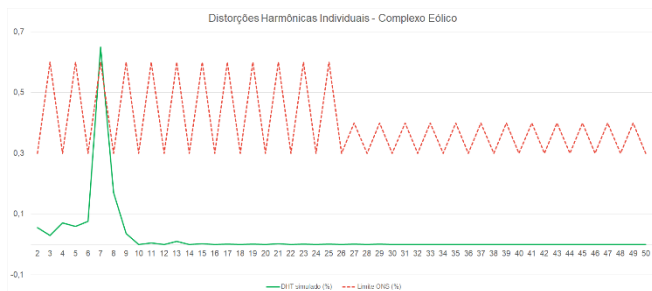


Fig. 10. Distorções Harmônicas Individuais – Complexo Eólico

C. Complexo Híbrido

A Fig. 11 ilustra as distorções harmônicas de tensão associadas ao Complexo Híbrido, ou seja, a conexão dos Complexos Fotovoltaico e Eólico. Percebe-se que a 7ª ordem ainda prevalece violando o limite individual. Também é notório um aumento significativo das seis primeiras ordens do espectro harmônico.

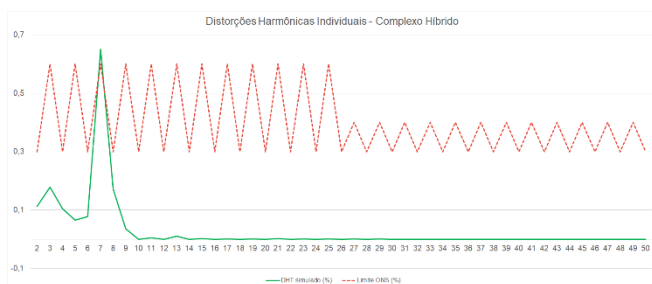


Fig. 11. Distorções Harmônicas Individuais – Complexo Híbrido

D. Lugares Geométricos

As Fig.12, Fig.13 e Fig.14 representam os Lugares Geométricos da harmônica de 3ª ordem e estão incluídas para todas as simulações realizadas. Essa ordem harmônica foi selecionada por apresentar a maior tendência de superação dos limites normativos observados nas análises.

Analisando as figuras, percebe-se que o traçado do lugar geométrico é idêntico para os três sistemas (fotovoltaico, eólico e híbrido), uma vez que a modelagem da rede externa define o seu comportamento principal. Isso significa que os geradores renováveis (inversores e aerogeradores) não modificam o Lugar Geométrico (LG), uma vez que a distribuição dos pontos, que representa a impedância ou admitância na frequência analisada de 180 Hz, permanece inalterada. Essa distribuição reflete os diferentes estados operacionais da rede ao longo das simulações. O polígono traçado ao redor da nuvem, como mostrado na imagem, delimita a região onde eles se concentram.

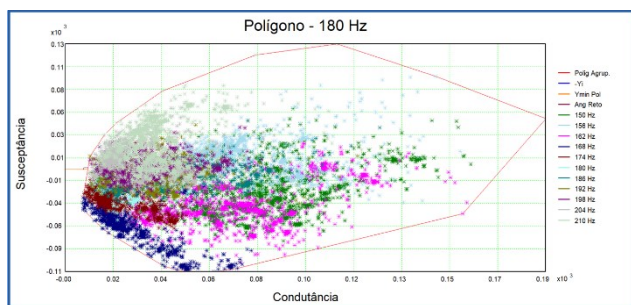


Fig. 12. Lugar Geométrico PAC – Complexo Fotovoltaico

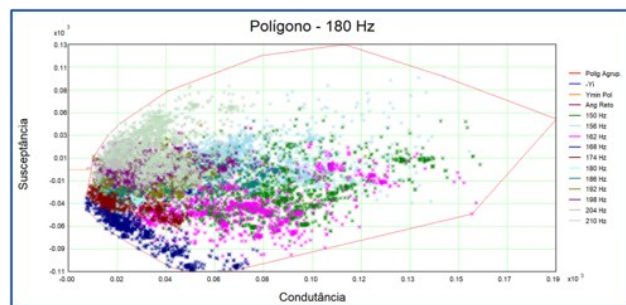


Fig. 13. Lugar Geométrico PAC – Complexo Eólico

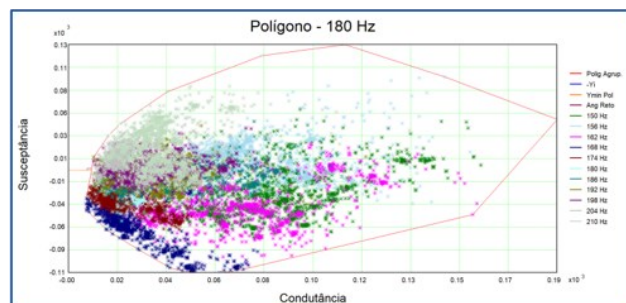


Fig. 14. Lugar Geométrico PAC – Complexo Híbrido

V. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados revelou diferenças significativas no desempenho harmônico entre os complexos fotovoltaico, eólico e híbrido. No caso do complexo fotovoltaico, o maior valor de distorção harmônica individual (DHI%) registrado foi de 0,1485%, na 3ª ordem harmônica, ou seja, sem nenhum limite violado. Já para o complexo eólico, observou-se que o limite foi ultrapassado apenas na 7ª ordem harmônica, com o valor de 0,6497% de DHI%.

Ao trabalhar com o complexo híbrido, percebe-se uma Distorção Harmônica Total (DHT%) de 0,721%, o que não ultrapassa o limite de 1,5%, mas chama a atenção, uma vez que a 7ª ordem harmônica continua presente e a 4ª ordem também apresenta um crescimento significativo quando comparada aos arranjos isoladamente. Ressalta-se que mais uma vez, a 7ª ordem harmônica ultrapassou o limite estabelecido.

Dessa forma, é evidente que fatores como a topologia do sistema, as fontes de correntes harmônicas e a localização da barra de interesse desempenham um papel crucial na avaliação dos impactos observados. Também é importante salientar que o estudo conjunto (complexo híbrido) não é um mero somatório dos estudos individuais dos complexos (fotovoltaico e eólico em separados).

VI. CONCLUSÃO

Este estudo demonstrou a relevância da avaliação do desempenho harmônico em complexos de geração renovável, comparando diferentes configurações – fotovoltaica, eólica e híbrida. A crescente integração de fontes renováveis no sistema elétrico brasileiro, tem intensificado a necessidade de compreender os efeitos dessas tecnologias na qualidade da energia elétrica fornecida. Com isso, a análise das distorções harmônicas é um dos aspectos que busca garantir uma operação segura e eficiente do sistema.

As simulações realizadas em um barramento de 500 kV permitiram identificar o impacto das correntes harmônicas injetadas na rede, destacando a importância da topologia do sistema e da localização do ponto de acoplamento comum (PAC) na propagação das distorções harmônicas.

Os resultados evidenciaram que, enquanto o complexo fotovoltaico permaneceu dentro dos limites normativos estabelecidos pelo ONS, o complexo eólico apresentou violação na 7ª ordem harmônica. Já no complexo híbrido, a interação entre as fontes geradoras resultou em uma distorção harmônica total (DHT%) inferior ao limite máximo permitido, mas com elevação das componentes harmônicas de menor ordem, especialmente a 4ª e a 7ª ordens.

Dessa forma, o trabalho contribui com a discussão sobre inserção de fontes renováveis ao abordar diferentes configurações de usinas e seus impactos na qualidade da energia elétrica. A localização da instalação e a escolha do ponto de acoplamento comum (PAC) evidenciam a importância de uma análise criteriosa no projeto de sistemas híbridos de geração renovável, uma vez que o comportamento harmônico não corresponde à soma das características individuais das fontes. A interação entre diferentes tecnologias pode gerar efeitos harmônicos adicionais, que exigem atenção especial quanto à sua influência na rede elétrica. O emprego de filtros harmônicos e a modelagem precisa da rede externa são fundamentais para mitigar impactos no sistema elétrico. Além disso, a adoção de ferramentas de simulação mais avançadas também mostra-se indispensável na realização de estudos de qualidade de energia.

Por fim, recomenda-se que futuros estudos aprofundem a análise das interações entre diferentes fontes renováveis, como por exemplo a combinação de energia hidráulica e solar fotovoltaica e possíveis sistemas de armazenamento de energia, como a produção de hidrogênio e sistemas de baterias, avaliando soluções de mitigação específicas para complexos híbridos e seus impactos na estabilidade do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

- [1] The International Energy Agency (IEA). Net Zero by 2050, Paris, 2021. Disponível em <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>. Acesso em 31 mar. 2025.
- [2] Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI), Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) E Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 2022. Tendências e Incertezas da Transição Energética no Caso Brasileiro. Disponível em https://www.cebri.org/media/documentos/arquivos/PTE_Whitepaper_21dez_PT.pdf. Acesso em 24 nov. 2024.
- [3] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Balanço Energético Nacional 2024 – Ano Base 2023”, Rio de Janeiro, 2024.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético”, 2019.
- [5] G. M. Lima, F. N. Belchior, J. E. N. Villena, J. L. Domingos, M. A. V. Freitas, J. D. Hunt, Hybrid electrical energy generation from hydropower, solar photovoltaic and hydrogen. 2024.
- [6] 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.
- [7] ONS, Submódulo 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica, Rio de Janeiro, RJ, 2022.
- [8] LEÃO, Ruth Pastôra Saraiva; SAMPAIO, Raimundo Furtado; ANTUNES, Fernando Luiz Marcelo. Harmônicos em sistemas elétricos. 1 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

[9] DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. Electrical Power Systems Quality. 2nd ed. New York: McGraw-Hill, 2003.

[10] ARRILLAGA, J., Power System Harmonics. 2 ed. West Sussex; Hoboken: John Wiley & Sons, 2003.

[11] ONS NT 009/2016 - REV. 03: 3: Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos acessos à Rede Básica ou aos barramentos de fronteira com a Rede Básica para parques eólicos, solares, consumidores livres e distribuidoras, Rio de Janeiro, RJ, 2019.