

Correlação do envelhecimento e da concentração de gases de um transformador da subestação de uma usina eólica no nordeste brasileiro

Matheus Marini* Bruno Randazzo Baroni** Raphael Costa***

* *Automalógica sistemas para automação, SP, (e-mail: matheus.marini@automalógica.com.br).*

** *Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, MG, (e-mail: bruno.baroni@ufop.edu.br).*

*** *Independente, RN, (e-mail: raphaelfsc@gmail.com).*

Abstract: This article performs correlation analyzes between the aging of an ONAF-type transformer in a wind power plant in northeastern Brazil and the concentration of gases in the oil tank. The main objective is to verify if the accumulation of gases can be directly related to ageing, thus allowing a simpler identification of the state of the transformer for better planning of operation and maintenance. Such checks are carried out using international standards with equivalence in the country. The results show that the gases CO and H_2 have a positive correlation with aging, while the gases C_2H_4 , C_2H_2 and H_2O present, initially a positive correlation, but later their concentration is reduced, being, therefore, a tool complement in the analysis of the aging of transformers.

Resumo: O presente artigo realiza análises de correlacionamento entre o envelhecimento de um transformador do tipo ONAF de uma usina eólica do nordeste brasileiro com a concentração de gases no tanque do óleo. O objetivo principal é verificar se o acúmulo de gases pode ser relacionado diretamente ao envelhecimento, permitindo assim identificar mais uma ferramenta na análise de envelhecimento de transformadores, melhorando o planejamento operacional e de manutenção. Tais verificações são realizadas utilizando normas internacionais com equivalência no país. Os resultados mostram que os gases CO e H_2 possuem uma correlação positiva com o envelhecimento, enquanto os gases C_2H_4 , C_2H_2 e H_2O apresentam, inicialmente, uma correlação positiva, mas depois sua concentração é reduzida, sendo, portanto, uma ferramenta complementar na análise do envelhecimento dos transformadores.

Keywords: Transformer Lifespan; Wind Energy; Dissolved Gas Analysis Factor;

Palavras-chaves: Vida útil de transformador; Energia Eólica; Fator de Análise de Gás Dissolvido;

1. INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica encontra-se presente em praticamente todos os aspectos da vida em sociedade, e é considerado um dos indicadores de desenvolvimento da população mundial Teixeira et al. (2002). No Brasil a demanda por energia elétrica não tem sido atendida em sua totalidade, conforme evidenciado pelas crises energéticas de 2001 e 2021. Segundo Borges (2021) ambas as crises têm aspectos em comum, sendo motivadas pela dependência do sistema elétrico brasileiro na fonte de geração hídrica, apesar disso, entre as crises foram criados programas como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) em 2002, visando diversificar a matriz energética brasileira, sendo uma delas a geração de energia eólica que está crescendo de forma exponencial no Brasil e no mundo. O Brasil atualmente ocupa a sexta posição no ranking mundial de energia eólica *onshore*, com 21,5 GW de capacidade instalada, segundo o Global Wind Report de 2022. As usinas eólicas já respondem por 11% da matriz energética brasileira, fato que justifica a necessidade de

estudos relacionados ao custo de viabilização deste tipo de energia. De acordo com Metwally (2011) o transformador é o ativo que possui maior valor investido no sistema de geração e transmissão de energia, entretanto a determinação da vida útil de transformadores não é uma tarefa trivial Tamura (2022). A norma IEC60076-7 (2018) propõe duas alternativas para o cálculo da temperatura do ponto mais quente; método para variação em degrau mais adequado para cálculo em ensaios, especialmente por parte dos fabricantes e método para variação contínua aplicável para o monitoramento online, especialmente por não haver restrições quanto ao perfil da carga Baroni et al. (2021), Manito et al. (2016), Marini (2022), e Zarei et al. (2019). Assim, este trabalho adota o método para variação contínua por ser mais adequado, uma vez que não apresenta restrições com relação ao perfil de carga. Os estudos de Baroni et al. (2021), Manito et al. (2016), estudam os efeitos da geração fotovoltaica em transformadores do tipo de distribuição, enquanto Manito et al. (2016) e Zarei et al. (2019) utilizam um passo de tempo superior ao recomendado pela norma IEC60076-7 (2018), sendo então pouco represen-

tativos para o cenário de geração eólica. Segundo Hillary et al. (2017) as principais técnicas de monitoramento de degradação de transformadores utilizadas na atualidade são: medições de temperatura, umidade, gases dissolvidos no óleo e grau de polimerização. Como visto em Tamura (2022) por mais que a técnica de grau de polimerização seja a mais precisa, ela exige que o transformador seja desligado para coleta de um pedaço do papel que envolve o condutor de cobre, o que é pouco prático além de causar uma queda na receita das empresas de geração de energia. Os autores em Zarei et al. (2019) afirmam que devido às novas técnicas de aplicação de transformadores submersos a óleo, a umidade e o teor de oxigênio, deixaram de ser fatores determinísticos para avaliação da degradação do isolamento. A norma IEC60599 (2022) estabelece a relação entre os gases presentes no interior do tanque de óleo do transformador com possíveis falhas, o envelhecimento acelerado da isolação é uma das falhas que a norma busca identificar, podendo esta ter uma relação direta com o envelhecimento como apontado por Blande (2022). Em suma, o exposto revela lacunas na literatura para avaliar o envelhecimento dos transformadores relacionados com os gases presentes no óleo, sendo necessárias pesquisas que traduzam as reais condições as quais os transformadores são expostos. Desta forma, a seção 2 apresenta as técnicas utilizada para o cálculo do envelhecimento do transformador através da norma IEC e a medição de gases dissolvidos, a seção 3 apresenta os resultados obtidos, e finalmente as conclusões são discutidas na seção 4.

2. METODOLOGIA

Este trabalho busca avaliar o estado operacional de um transformador de uma subestação de um parque eólico do nordeste brasileiro considerando o envelhecimento e os gases dissolvidos no óleo. O fluxograma exibido na figura 1 exemplifica os passos que serão realizados nesse trabalho: 1º Coleta dos dados de geração, temperatura ambiente e concentração de gases em tempo real por meio de um sistema SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition”) Müller et al. (2017); 2º Normalização dos dados por meio de interpolação para ficarem em intervalo de um minuto; 3.1 Implementação dos modelos térmicos conforme a norma IEC60076-7 (2018); 3.2 Cálculo do envelhecimento do transformador consoante a norma IEC60076-7 (2018); 4.1 Cálculo do fator DGAF (*Dissolved Gas Analysis Factor*) conforme a classificação de Haema and Phadungthin (2013), e com as normas IEC60599 2022 e IEEE C57.104; 5º Correlação do envelhecimento com o fator DGAF.

2.1 Obtenção de dados através do sistema SCADA

A coleta de dados foi realizada em usina eólica de grande porte localizada no estado do Rio Grande do Norte. A usina possui 120 aerogeradores que juntos somam uma potência nominal de 504 MW com tensão de 34,5kV/500kV, ligados a dois transformadores trifásicos, os transformadores são idênticos do tipo ONAN (Óleo natural/Ar natural), quando sem ventilação e ONAF (Óleo natural/Ar forçado), quando o sistema automático de ventilação está ligado, ligados aos sistema de transmissão nacional, como

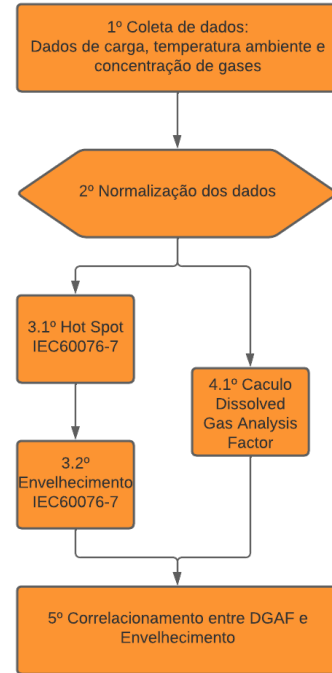


Figura 1. Diagrama de blocos.

os transformadores são idênticos apenas um será analisado nesse estudo, a escolha se deu de forma aleatória, o transformador estudado possui potência nominal segundo os estágios da ventilação forçada, estas estão descritas na tabela 2.1.

Tabela 1. Potência nominal por estágio de ventilação forçada

Estágio da ventilação forçada	Potência nominal
Sem ventilação	168 MVA
1º Estágio de ventilação forçada	224 MVA
2º Estágio de ventilação forçada	280 MVA

Os dados de entrada para o cálculo do envelhecimento segundo a norma IEC60076-7 (2018) e para o cálculo do DGAF da norma IEC60599 (2022) são coletados a cada variação no valor medido, como o intervalo de gravação não é fixo foi utilizado o modelo matemático de interpolação de pontos, para que os dados sejam normalizados em um intervalo de 01 minuto, obedecendo à norma IEC60076-7 (2018), para que o passo de tempo (D_t), seja inferior à metade da constante de tempo (τ_w) do enrolamento. Os dados utilizados como entrada para os modelos térmicos são:

- Potência solicitada ao transformador é calculada utilizando a medição de tensão de TPs (Transformador de Potencial) e corrente de TCs (Transformador de Corrente) em seus enrolamentos;
- Temperatura ambiente, medida por meio de uma torre anemométrica, localizada dentro do complexo eólico
- Concentração de monóxido de carbono (CO), hidrogênio (H_2), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) e água (H_2O), medidos mediante um sensor que analisa o óleo do tanque em tempo real.

2.2 Envelhecimento

No cenário brasileiro o dimensionamento e o cálculo da vida útil de transformadores é regulamentada pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A norma NBR 5356-7 publicada em 2017, estabelece dois critérios que inviabilizam a utilização de transformadores imersos em óleo: o primeiro é que o envelhecimento seja superior a 150.000 horas e o segundo diz que o transformador deve ser substituído após 35 anos de uso, independentemente das condições de operação. Tem-se então que, do ponto de vista econômico, o transformador deve ser dimensionado para atingir suas 150.000 horas o mais próximo possível de 35 anos. Para calcular o envelhecimento de transformadores submersos a óleo, deve-se utilizar os métodos de classificação dinâmica. Lachman et al. (2003) define esses métodos como “a carga máxima que o transformador pode sustentar aceitavelmente sob carga variável no tempo e/ou condição ambiental”. Isso implica que o cálculo do envelhecimento do transformador seja baseado em medições em tempo real. O estudo em Villacci et al. (2005) revela que o valor da temperatura do ponto mais quente – *Hottest Spot Temperature* – é mais significativo nos métodos de classificação dinâmica. O cálculo dessa variável pode ser difícil e complexo como relatado nos trabalhos de Saha (2003); de Faria Jr et al. (2015). No estudo realizado por Baroni et al. (2021), foram apresentadas as principais metodologias para calcular a temperatura HotSpot; tais métodos estão presentes nas normas internacionais IEEE C57.91-2011 (2010) e IEC60076-7 (2018); a segunda norma possui equivalência com a ABNT 5356-7 2017. Apenas o modelo da norma IEC60076-7 (2018) foi aplicado nesta pesquisa, devido sua validade nacional. Vale ressaltar que a norma ABNT 5356-7 2017 apresenta duas metodologias para o cálculo da temperatura HotSpot: método da variação em degrau, adequado para a determinação dos parâmetros de transferência de calor realizado por meio de ensaios por parte dos fabricantes; e método para variação contínua, aplicável para o monitoramento *on-line*, especialmente por não haver restrições quanto ao perfil da carga. O cálculo da temperatura do ponto mais quente é feito através da solução de equações diferenciais, adequadas para o fator de carga e temperatura ambiente, ambos variando arbitrariamente no tempo. Assim, este trabalho adota o método para variação contínua por ser mais adequado, uma vez que o método para variação em degrau apresenta restrições com relação ao perfil de carga.

As equações diferenciais do método para variação contínua são apresentadas na forma de diagrama de blocos na figura 2. No lado esquerdo, tem-se as entradas são o fator de carga k , e a temperatura ambiente θ_a . No lado direito, a saída é a temperatura HotSpot θ_h . O modelo térmico também utiliza parâmetros do transformador. No presente estudo, o transformador é do tipo ONAN/ONAF dependendo do seu estágio de ventilação, e foram considerados os valores sugeridos pela norma IEC60076-7 (2018), descritos na tabela 2.

A equação 1 descreve a taxa de envelhecimento relativa para papel termoestabilizado (V), cuja temperatura de referência é 110°C. As horas de envelhecimento do transformador, Loss of Life (L), no instante n é calculado pela equação 2 diferencial.

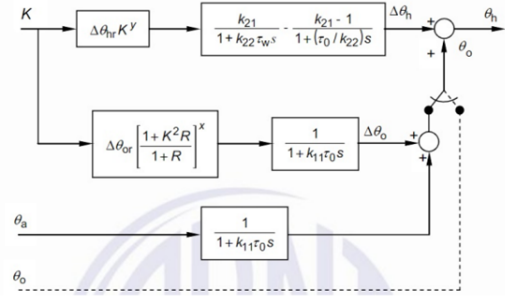


Figura 2. Diagrama de blocos do método da variação contínua. ABNT-NBR5356-7 (2017).

Tabela 2. Parâmetros utilizados na norma - IEC60076-7.

Parâmetro	Descrição	Constante
τ_o	Constante de tempo do óleo	150 min
τ_w	Constante de tempo do enrolamento	7 min
D_t	Passo de tempo	1 min
k_{11}	Constante do modelo térmico	0,5
k_{21}	Constante do modelo térmico	2
k_{21}	Constante do modelo térmico	2
R	Relação entre perdas em carga e a vazio	8
x	Expoente do óleo	0,8
y	Expoente do enrolamento	1,3
$\Delta\theta_{hr}$	Diferença entre as temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo em carga nominal	35 K
$\Delta\theta_{or}$	Elevação de temperatura do topo do óleo em regime permanente nas perdas nominais	45 K

$$V_{(n)} = e^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_h + 273}} \quad (1)$$

$$LOL_{(n)} = L_{(n-1)} + V_{(n)} * D_t \quad (2)$$

2.3 Análise de Gases

A análise de gases dissolvidos no óleo fornecem informações valiosas sobre a integridade do transformador, tendo como objetivo: detectar falhas de forma precoce, realizar diagnóstico de problemas históricos, avaliar o estado de saúde do transformador e planejar uma manutenção preventiva de forma mais assertiva, conforme exemplificado por Duval and DePabla (2001) e pela norma IEC60599 (2022). Segundo Batista (2022) os métodos mais utilizados para diagnósticos de gases dissolvidos no óleo de transformadores são:

- Método de Doernenburg.
- Método de Rogers.
- IEC 60599.
- Triângulo de Duval.
- Método dos gases-chave.

A norma IEC60599 (2022) estabelece os procedimentos de forma detalhada para a coleta e análise das amostras de óleo, exemplificando os métodos para coleta do óleo e medição da concentração de gases, também fornece orientações sobre como avaliar o estado de saúde do transformador com base na concentração de gases dissolvidos. Os métodos

estabelecem uma pontuação (S_i) entre 1 e 6 para cada intervalo de concentração, sendo 1 bom e 6 ruim. Em Jahromi et al. (2009) é feita uma análise dos intervalos propostos em cada norma e uma avaliação da importância de cada gás para a saúde do transformador, atribuindo, dessa forma, um peso para cada gás (W_i). Os intervalos e pesos utilizados neste estudo são apresentados na tabela 3.

Tabela 3. Intervalos de pontuação dos gases e peso aplicados IEC60599 (2022)

Gás	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	W_i
H_2	≤ 100	101-200	201-300	301-500	501-700	>700	2
C_2H_2	≤ 3	4-7	8-35	36-50	51-80	>80	5
C_2H_4	≤ 50	51-80	81-100	101-150	151-200	>200	3
CO	≤ 350	351-700	701-900	901-1100	1101-1400	>1400	1

O índice $DGAF$ é calculado segundo a equação 3 considerando as concentrações dos gases mostrado na tabela 3.

$$DGAF = \frac{\sum_{i=1}^{gases} S_i * W_i}{\sum_{i=1}^{gases} W_i} \quad (3)$$

A norma IEC60599 (2022) propõem intervalos para classificar a condição operacional do transformador segundo o $DGAF$, descritos na tabela 4.

Tabela 4. Classificação do $DGAF$ pela norma IEC60599 (2022).

Condição do transformador	Intervalo $DGAF$
Bom	$< 1,2$
Aceitável	$1,2 \leq DGAF < 1,5$
Atenção	$1,5 \leq DGAF < 2$
Ruim	$2 \leq DGAF < 3$
Muito ruim	$DGAF \geq 3$

3. RESULTADOS

Os resultados obtidos são apresentados na seguinte ordem: primeiro são apresentados os resultados do envelhecimento e a expectativa de vida do transformador analisado; são mostrados os resultados da análise de gases bem como o $DGAF$ encontrado; finalmente é apresentado a correlação do envelhecimento com os gases dissolvidos no óleo do transformador.

3.1 Aplicação do modelo térmico

A primeira etapa realizada para a aplicação do modelo térmico apresentado na IEC60076-7 (2018), é o cálculo da carga no transformador em p.u. (por unidade), dessa forma, se o transformador estiver operando com potência nominal o fator de carga (k) é igual a 1. Para essa pesquisa foi analisado um transformador do tipo ONAN/ONAF, que possui dois estágios de ventilação forçada que quando ativos alteram momentaneamente o valor da potência aparente nominal do transformador. Em seguida é implementado o modelo térmico apresentado na norma IEC60076-7 (2018) e a temperatura HotSpot é calculada para cada iteração no intervalo de 1 minuto. A variação da temperatura HotSpot é apresentada na figura 3 no mês que possui maior temperatura HotSpot.

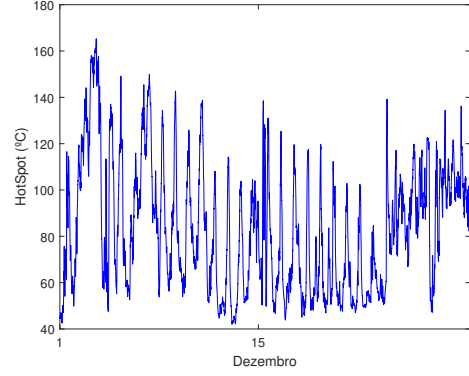


Figura 3. Temperatura HotSpot em dezembro de 2022.

Analisando a figura 3 é possível observar que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento ultrapassa os 110°C , valor que corresponde a um fator de envelhecimento igual a 1, ou seja, temperaturas HotSpot acima de 110°C implicam em aceleração do envelhecimento, como ocorre próximo ao dia 2 de dezembro cuja temperatura HotSpot atinge cerca de 160°C . Conforme o subtópico 5.3 da norma ABNT-NBR5356-7 (2017), em momentos de sobrecarga como o apresentado na figura 3, quando a temperatura HotSpot ultrapassa 140°C pode haver geração de bolhas de gás, que podem causar a redução da suportabilidade dielétrica do óleo. Com a aplicação da norma também é encontrada a taxa de envelhecimento para papel termoestabilizado V utilizada para calcular a perda de vida útil do transformador (Loss Of Life – LOL).

Na figura 4 é apresentado o LOL no ano de 2022 em porcentagem calculada pela equação 4, indicando que 100% equivalem às 150.000 horas recomendada pela norma IEC60076-7 (2018) que tem correspondência com a ABNT-NBR5356-7 (2017).

$$LOL(\%) = \frac{LOL(n) * 100}{150000} \quad (4)$$

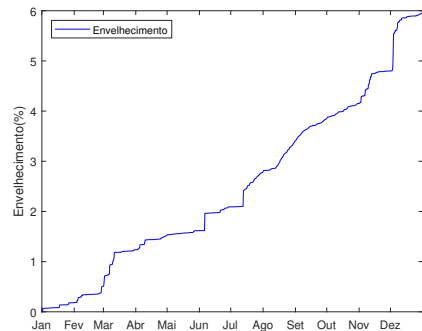


Figura 4. Envelhecimento no ano de 2022.

Os dados do estudo mostram que o transformador perde 5,96% da sua vida útil ao ano, o que faz com que ele atinja as 150.000 horas de envelhecimento em 16,7 anos. Se for considerado o âmbito econômico, onde o ideal é atingir 150.00 horas em 35 anos, pode-se inferir que o transformador estudado está subdimensionado. Um dos

fatores que justificam a vida útil do transformador ser tão curta são as altas temperaturas do enrolamento como mostrado na figura 3. Em temperaturas HotSpot de 130 °C o fator de aceleração aumenta cerca de 10 vezes, como descrito na seção 5.2 da norma IEEE C57.91-2011 (2010), isso também é justificado pela natureza exponencial da equação 1

3.2 Análises de gases dissolvidos

A primeira etapa realizada na aplicação de análises das gases é verificar a concentração de cada gás no final do ano de 2022. Os dados das concentrações de cada gás são apresentados na tabela 5.

Tabela 5. Concentração de gases encontrada no transformador.

Gás	Concentração ppm
H_2	29,1988
C_2H_2	0,1332
C_2H_4	15,3370
CO	324,4775

O segundo passo foi comparar as concentrações apresentadas na tabela 5 com os dados da tabela 4 para verificar em qual intervalo cada gás se encontra e atribuir sua pontuação. Todos os gases da tabela 5, obtiveram Score igual a um. Ao aplicar as pontuações da tabela 5 na equação 3 é encontrado um *DGAF* de 1, classificado como bom segundo a norma IEC60599 (2022). Isso acontece pelo fato do transformador estar em operação há pouco tempo, mas não fornece uma informação sobre a expectativa da vida útil do transformador, apenas que no momento ele está bom, já o envelhecimento pode fornecer a informação sobre o estado do transformador num dado momento, além de prever sua vida útil.

3.3 Correlação de gases com o envelhecimento

A análise da correlação do envelhecimento com os gases é feita considerando o mês de dezembro, uma vez que nesse período há uma taxa de envelhecimento elevada, devido à altas sobrecargas. A figura 5 apresenta os gráficos que correlacionam a concentração de H_2 e CO com o envelhecimento. É possível observar que os gases CO e H_2 apresentam uma curva semelhante à curva de envelhecimento alguns dias depois, dessa forma, os dados obtidos neste estudo reforçam que estes gases podem ser usados para complementar a detecção de sobrecargas do transformador.

As concentrações de C_2H_2 e C_2H_4 inicialmente também aumentam conforme mostra a figura 6. No entanto, alguns dias depois as concentrações desses gases diminuem, essa oscilação torna a correlação com a sobrecarga mais complexa.

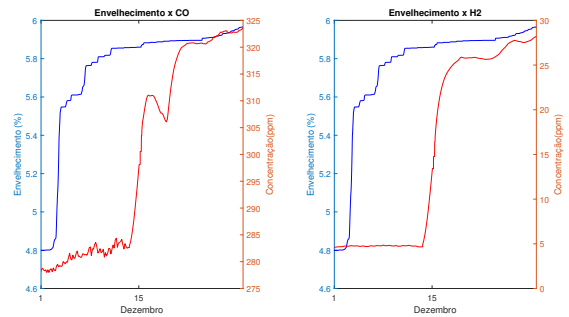


Figura 5. Envelhecimento x CO e H_2 em dezembro.

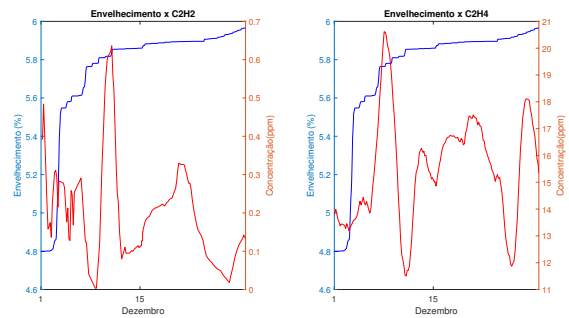


Figura 6. Envelhecimento x C_2H_4 e C_2H_2 em dezembro.

A concentração de H_2O , aumenta inicialmente no mesmo período em que ocorre o degrau de envelhecimento como visto na figura 7, porém nos instantes subsequentes sua variação é muito grande para ser possível realizar qualquer correlação.

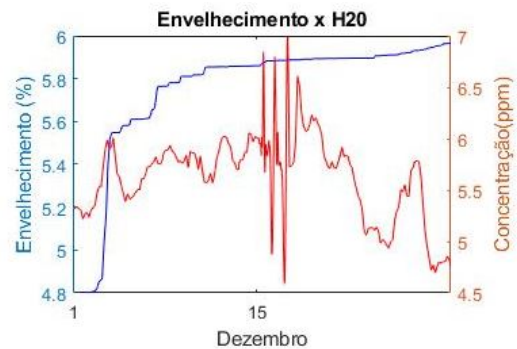


Figura 7. Envelhecimento x H_2O em dezembro.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho identificou com a aplicação da norma IEC60076-7, que do ponto de vista econômico o transformador estudado está subdimensionado, pois sua vida útil foi estimada em 16,7 anos devido às altas temperaturas no enrolamento.

O envelhecimento elevado possui uma correlação positiva com as concentrações dos gases CO e H_2 , sendo um método auxiliar para identificação de sobrecargas. Já as concentrações dos gases C_2H_4 e C_2H_2 possuem inicialmente uma correlação positiva com o envelhecimento elevado, mas que não se mantém elevada por muito tempo, sendo,

portanto, a correlação menos confiável, o mesmo pode ser afirmado para a concentração de H_2O para correlações de sobrecargas. Assim, pode-se dizer que o método *DGAF* da norma IEC60599 (2022) é pouco válido para analisar a vida útil do transformador, apenas diz sobre o estado de saúde em um dado momento, uma vez que há muita variação nas concentrações de alguns gases, sendo seu uso indicado de forma complementar à norma IEC60076-7, que não só avalia o estado atual do transformador como também estima sua vida útil.

REFERÊNCIAS

- ABNT-NBR5356-7 (2017). Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante.
- Baroni, B.R. et al. (2021). Impacto da geração fotovoltaica nas receitas da distribuidora considerando a vida útil dos transformadores.
- Batista, A.F.N. (2022). Diagnóstico de faltas incipientes em transformadores de potência baseado na análise de gases dissolvidos no óleo isolante empregando redes neurais artificiais.
- Blande, V.S. (2022). Projeto de um relé de gás com análise de gás livre em transformadores de potência refrigerados a óleo.
- Borges, F.Q. (2021). Crise de energia elétrica no brasil-uma breve reflexão sobre a dinâmica de suas origens e resultados. *RECIMA21-Revista Científica Multidisciplinar-ISSN 2675-6218*, 2(10), e210809–e210809.
- de Faria Jr, H., Costa, J.G.S., and Olivas, J.L.M. (2015). A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis. *Renewable and sustainable energy reviews*, 46, 201–209.
- Duval, M. and DePabla, A. (2001). Interpretation of gas-in-oil analysis using new iec publication 60599 and iec tc 10 databases. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 17(2), 31–41.
- Haema, J. and Phadungthin, R. (2013). Development of condition evaluation for power transformer maintenance. In *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 620–623. IEEE.
- Hillary, W., Jayarathna, K., Ranasinghe, L., Samarakoon, S., Rathnayake, N., Lucas, J., and Samarasinghe, R. (2017). A tool for estimating remaining life time of a power transformer. In *2017 Moratuwa Engineering Research Conference (MERCOn)*, 373–378. IEEE.
- IEC60076-7 (2018). Power transformers - part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers.
- IEC60599 (2022). Mineral oil-filled electrical equipment in service – guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.
- IEEEC57.91-2011 (2010). Ieee standard for general requirements for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers. ieee std c57.12.00-2010 (revision of ieee std c57.12.00-2006).
- Jahromi, A., Piercy, R., Cress, S., Service, J., and Fan, W. (2009). An approach to power transformer asset management using health index. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 25(2), 20–34.
- Lachman, M., Griffin, P., Walter, W., and Wilson, A. (2003). Real-time dynamic loading and thermal diagnostic of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(1), 142–148. doi:10.1109/TPWRD.2002.803724.
- Manito, A.R., Pinto, A., and Zilles, R. (2016). Evaluation of utility transformers’ lifespan with different levels of grid-connected photovoltaic systems penetration. *Renewable Energy*, 96, 700–714.
- Marini, M. (2022). Avaliação da vida útil de transformadores da subestação de uma usina eólica: um estudo de caso no nordeste brasileiro.
- Metwally, I.A. (2011). Failures, monitoring and new trends of power transformers. *IEEE potentials*, 30(3), 36–43.
- Müller, M.L. et al. (2017). Sistema supervisorio e aquisição de dados de uma usina de geração fotovoltaica.
- Saha, T.K. (2003). Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation*, 10(5), 903–917.
- Tamura, L.F. (2022). *Análise de falhas e vida útil de transformadores de potência por meio de estudo de casos*. Ph.D. thesis, Universidade de São Paulo.
- Teixeira, A. et al. (2002). O futuro da energia nuclear. *Revista USP*, (76), 34–43.
- Villacci, D., Bontempi, G., Vaccaro, A., and Birattari, M. (2005). The role of learning methods in the dynamic assessment of power components loading capability. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 52(1), 280–290. doi:10.1109/TIE.2004.841072.
- Zarei, T., Morozovska, K., Laneryd, T., Hilber, P., Wihlen, M., and Hansson, O. (2019). Reliability considerations and economic benefits of dynamic transformer rating for wind energy integration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 106, 598–606.