



**APLICAÇÃO DA NORMA IEEE STD C57.91 EM TRANSFORMADORES SUBTERRÂNEOS <sup>1</sup>**

**APPLICATION OF THE IEEE STD C57.91 STANDARD IN UNDERGROUND TRANSFORMERS**

**Taciana Paula Enderle<sup>2</sup>, Mauricio de Campos<sup>2</sup>, Paulo Sérgio Sausen<sup>3</sup>, Airam Teresa Zago Romcy Sausen<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> Projeto de pesquisa desenvolvido na Unijuí.

<sup>2</sup> Professora do Curso de Engenharia Elétrica da Unijuí.

<sup>3</sup> Professor do Programa de Pós Graduação em Modelagem Matemática e Computacional da Unijuí.

<sup>4</sup> Professor do Programa de Pós Graduação em Modelagem Matemática e Computacional da Unijuí.

<sup>5</sup> Professora do Programa de Pós Graduação em Modelagem Matemática e Computacional da Unijuí.

**RESUMO**

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é responsável por fornecer energia elétrica aos consumidores, com qualidade adequada, no instante de tempo em que for solicitado. Por este motivo, esses sistemas precisam ser robustos e seguros e necessitam de monitoramento, avaliação e constante manutenção. Dentre os componentes que integram as redes de distribuição do SEP, os transformadores possuem um dos maiores custos e sua substituição ou manutenção requer um significativo planejamento tanto financeiro como de logística. Neste sentido, uma das dificuldades das concessionárias de energia é avaliar as reais condições de operação dos seus transformadores para então definir um planejamento adequado de manutenção ou mesmo substituição destes equipamentos. A vida útil de um transformador está diretamente associada ao carregamento e aos efeitos térmicos aos quais ele está submetido. Na literatura, existem vários modelos matemáticos que representam o comportamento térmico de transformadores. As concessionárias de energia utilizam, com grande frequência, a Norma IEEE STD C57.91 que é disponibilizada pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) a partir da combinação de diversos modelos consolidados pela literatura técnica. A norma IEEE STD C57.91 foi originalmente desenvolvida para ser aplicada em transformadores aéreos que utilizam óleo mineral isolante. Neste trabalho é proposta a avaliação da norma IEEE STD C57.91 quando da sua aplicação em um conjunto de transformadores que compõem o sistema reticulado de distribuição subterrânea de energia da concessionária CEEE-D localizada em Porto Alegre-RS.

**Palavras-chave:** Transformador Subterrâneo. Comportamento Térmico. Modelagem Matemática.

**ABSTRACT**

The Electric Power System (EPS) is responsible for providing electricity to consumers, with adequate quality, at the time of request. For this reason, these systems need to be robust and secure and require constant monitoring, evaluations and maintenance. Among the EPS SEP distribution networks components, transformers have one of the highest costs, their replacement or maintenance requires significant financial and logistical planning. In this sense, one of the difficulties of the energy companies is to evaluate the real operating conditions of the network



transformers in order to organize an adequate maintenance or even replacement planning. The lifespan of a transformer is directly associated with the load and the thermal effects to which it is subjected. In the literature, there are several mathematical models that represent the thermal behavior of transformers, electricity distribution companies use, with great frequency, the IEEE STD C57.91 Standard, which is made available by the Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) from the combination of several models consolidated by the technical literature. The IEEE STD C57.91 Standard was originally developed to be applied to overhead transformers that use insulating mineral oil. In this work, the evaluation of the IEEE STD C57.91 Standard is proposed when it is applied to a set of transformers that make up the reticulated underground energy distribution system of the CEEE-D company located in Porto Alegre/RS.

**Keywords:** Underground Transformer. Thermal Behavior. Mathematical Modeling.

### INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é o responsável por fornecer energia elétrica atendendo a quase todos os consumidores. O SEP pode ser classificado em sistemas de geração, redes de transmissão, redes de distribuição e consumidores (cargas). Ainda, as linhas de transmissão e distribuição são classificadas conforme o nível de tensão: as tensões de distribuição são tipicamente de 10 kV a 60 kV e as tensões de transmissão são tipicamente de 66 kV a 138 kV. Ademais, as redes de distribuição de energia elétrica podem ser classificadas de várias formas, resultando em diversas combinações entre redes de baixa e de média tensão (TLEIS, 2019). Independente da combinação resultante das redes de distribuição, o equipamento utilizado para acoplar os níveis de tensão e buscar garantir um fornecimento de energia elétrica mais confiável, é o transformador.

Existem um conjunto de fatores que interferem no seu funcionamento/comportamento, tais como: temperaturas, fator de carga, características construtivas, e até mesmo a regularidade das suas manutenções. O transformador é importante sob vários aspectos e a correta simulação do seu comportamento atual e futuro passa a ser de significativa importância para o funcionamento ininterrupto e confiável da rede elétrica. Neste contexto, o modelo utilizado para simulação do seu comportamento deve ser o mais acurado possível levando em consideração o maior número de fatores e características (SHIRVANI et. al., 2010)

É neste sentido que reside a importância e a motivação de realizar estudos em relação ao desenvolvimento de modelos matemáticos/computacionais para aplicação tanto em transformadores aéreos como subterrâneos, que utilizam diferentes tipos de óleos. Desta forma, podendo auxiliar os administradores das concessionárias de energia, a definir ações de



manutenção preventiva ou até mesmo de substituição de um determinado transformador em detrimento a outro, principalmente considerando a escassez de normas e materiais sobre o comportamento térmico de transformadores. A importância deste estudo aumenta quando as concessionárias de energia do nosso país cada vez mais possuem restrições orçamentárias para a correta manutenção do seu parque de transformadores.

A norma IEEE STD C57.91 (2012) é aplicável ao carregamento de transformadores de distribuição de energia imersos em óleo mineral a 65 °C, apresenta modelagem matemática relacionada com o carregamento, que permite descrever o comportamento térmico dos transformadores. Esta norma é amplamente utilizada e adotada em trabalhos relacionados com a definição e com o estudo do comportamento térmico de transformadores de energia.

Contudo, os limites e critérios de aplicação da norma são claros quando o uso da mesma é para transformadores aéreos de distribuição que utilizam óleo mineral isolante, porém, quando se trata de transformadores subterrâneos, ou de transformadores que utilizam óleo vegetal isolante, a norma não deixa claro se a sua metodologia atende estas especificações e/ou se algum ajuste precisa ser realizado nestas situações.

Neste sentido, neste trabalho será realizada a aplicação da norma IEEE STD C57.91 (2012) para um conjunto de 30 subestações subterrâneas, com transformadores isolados tanto com óleo mineral como com óleo vegetal, e assim uma avaliação dos resultados da norma para o estudo de caso deste trabalho poderá ser realizada.

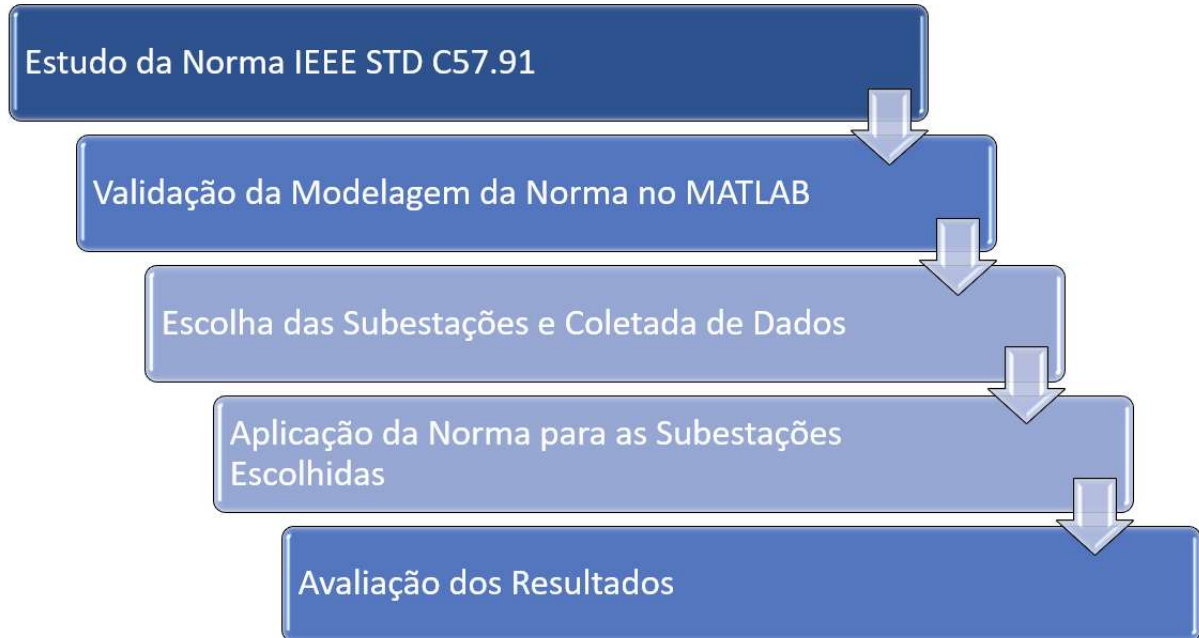
## **METODOLOGIA**

Na Figura 1 pode-se observar o fluxograma da metodologia aplicada nesta pesquisa. Na sequência cada um dos passos será detalhado para uma melhor compreensão dos resultados.

Inicialmente, estudou-se a norma IEEE STD C57.91 (2012), destaca-se que a mesma apresenta as equações de carga do transformador que utilizam a elevação da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, para assim determinar a temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Estas equações foram propostas pela primeira vez em 1945, quando havia poucas investigações experimentais da temperatura do ponto mais quente do enrolamento durante condições de carga transitória.



Figura 1 – Metodologia aplicada na pesquisa.



Fonte: Autoral

Após compreender e analisar o equacionamento da Norma, a validação de uma rotina de cálculos proposta pela mesma foi realizada. Utilizando o software Matlab, determinou-se as principais temperaturas do transformador para os dados apresentados na Norma.

Para escolher as subestações e coletar os dados para a aplicação da norma, o período de análise foi definido em 24 meses ou dois anos. Este período justifica-se em decorrência da maximização no número de subestações que podem participar do ensaio, ao mesmo tempo que garante que cada subestação tenha passado no mínimo por dois ciclos anuais completos de operação. Após essa definição e consulta a base foram pré selecionadas 30 subestações de um conjunto total de 82 subestações atualmente instaladas e operacionais que atendiam ao critério de estar operando durante este período.

Considerando que essa norma não apresenta claramente na sua gama de aplicações, qual o comportamento térmico de unidades transformadoras subterrâneas, e além disso, a substituição de óleo mineral isolante por óleo vegetal isolante, no próximo passo, é apresentada a análise de um conjunto de trinta subestações subterrâneas a partir de dados de fluxo de carga e temperatura de operação à luz da norma IEEE STD C57.91 (2012). Por fim, o cenário de





estudo é detalhado, apresentando as características da rede, bem como são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir da aplicação dessa norma.

### **MODELAGEM MATEMÁTICA DA NORMA IEEE STD C57.91**

Conforme a norma IEEE STD C57.91 (2012), as equações de carga do transformador utilizam a elevação da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, para assim determinar a temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Quando as equações foram propostas pela primeira vez em 1945, havia poucas investigações experimentais da temperatura do ponto mais quente do enrolamento durante condições de carga transitória.

Durante essa condição transitória, a temperatura do óleo adjacente ao local do ponto quente é mais alta que a temperatura superior do óleo no tanque. Para os modos de resfriamento Óleo Natural - Ar Natural (ONAN) e Óleo Natural - Ar Forçado (ONAF), esse fenômeno resulta em temperaturas do ponto mais quente do enrolamento maiores do que as previstas pelas equações do Capítulo 7 da norma IEEE STD C57.91 (2012).

Para prever temperaturas precisas do ponto mais quente do enrolamento, é necessário o uso da temperatura do óleo que entra e sai dos dutos de refrigeração do enrolamento. As equações apresentadas no Anexo G da norma consideram o tipo de líquido, o modo de resfriamento, o aumento da temperatura do óleo do duto de enrolamento, as alterações de resistência e viscosidade, à temperatura ambiente e as mudanças de carga durante um ciclo de 24 h.

A temperatura no ponto mais quente do enrolamento e as temperaturas do óleo são obtidas a partir de equações de conservação de energia durante um pequeno instante de tempo,  $\Delta t$ . As equações foram formuladas de modo que as temperaturas obtidas a partir do cálculo no tempo anterior  $t_1$  sejam utilizadas para calcular as temperaturas no instante seguinte do tempo  $t_1 + \Delta t$  ou  $t_2$ . O tempo é incrementado novamente por  $\Delta t$  e as últimas temperaturas calculadas são usadas para determinar as temperaturas para a próxima etapa.

Em cada etapa do tempo, as perdas são calculadas para a carga e correções são aplicadas nos cálculos de resistência e de viscosidade do fluido, considerações que foram incorporadas nas equações. Com essa abordagem, a precisão necessária é alcançada selecionando um valor pequeno para o incremento de tempo  $\Delta t$ .



Inicialmente, encontra-se a temperatura média dos enrolamentos no tempo  $t = t_1$ , a qual é dada pela Equação (1):

$$\theta_{EN_{t_2}} = \frac{Q_{GEN_{EN}} - Q_{LOST_{EN}} + M_{EN}Cp_{EN}\theta_{EN_{t_1}}}{M_{EN}Cp_{EN}} \quad (1)$$

onde:  $Q_{LOST_{EN}}$  é o calor perdido pelo enrolamento (W-min),  $Q_{GEN_{EN}}$  representa o calor gerado nos enrolamentos (W-min),  $M_{EN}Cp_{EN}$  é a massa do enrolamento vezes o calor específico (W-min/°C) e o  $\theta_{EN_{t_2}}$  é a temperatura média do enrolamento no próximo instante de tempo (°C).

Na sequência, determina-se a variação da temperatura do óleo no topo do duto sobre o óleo inferior. Para os modos de resfriamento ONAN, ONAF e ODAF, a temperatura do óleo no duto com carga nominal ( $\theta_{TDO_R}$ ) pode ser assumida como igual à temperatura do óleo no tanque, a qual é determinada pela Equação (2):

$$\Delta\theta_{DO/FO} = \theta_{TDO} - \theta_{FO} = \left[ \frac{Q_{LOST_{EN}}}{P_{EN} + P_E} \Delta_t \right]^x (\theta_{TDO_R} - \theta_{FO_R}) \quad (2)$$

onde:  $\Delta\theta_{DO/FO}$  é a variação da temperatura no duto sobre o fundo do óleo (°C),  $\theta_{TDO}$  é a temperatura do fluido no topo do duto (°C),  $x$  representa o expoente do aumento do óleo do duto sobre o óleo inferior (0,5 para ONAF),  $\theta_{TDO_R}$  é a temperatura do fluido no topo do duto na carga nominal (°C),  $\theta_{FO_R}$  a temperatura do fundo do fluido para carga nominal (°C),  $Q_{LOST_{EN}}$  define o calor perdido pelo enrolamento (W-min),  $P_{EN}$  são as perdas Joule nos enrolamentos para carregamento nominal (W) e  $\Delta_t$  o Incremento de tempo (min).

É preciso compreender ainda que a temperatura no ponto mais quente não necessariamente se localiza no topo do enrolamento, assim, a temperatura do óleo na elevação do ponto quente é dada pela Equação (3) e Equação (4).

$$\Delta\theta_{ENO/FO} = H_{HS}(\theta_{TDO} - \theta_{FO}) \quad (3)$$

$$\theta_{ENO} = \theta_{FO} + \theta_{ENO/FO} \quad (4)$$



onde:  $\Delta\theta_{ENO/FO}$  é a variação da temperatura do óleo na localização do ponto mais quente do enrolamento sobre o fundo do óleo ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $H_{HS}$  é a altura do enrolamento até a localização do ponto mais quente (PU),  $\theta_{ENO}$  é a temperatura do óleo adjacente ao ponto quente do enrolamento ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $\theta_{FO}$  representa a temperatura no fundo do óleo ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $\theta_{TDO}$  a temperatura do fluido no topo do duto ( $^{\circ}\text{C}$ ) e  $\Delta\theta_{ENO/FO}$  a variação da temperatura no duto sobre o fundo do óleo ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Quando a temperatura do óleo no duto do enrolamento é menor que o óleo superior no tanque, a temperatura do óleo adjacente ao ponto quente é assumida igual à temperatura do topo do óleo (Equação 5), uma vez que a parte superior do enrolamento pode estar em contato com o topo do óleo.

$$\theta_{ENO} = \theta_{TDO} |_{\theta_{TDO} < \theta_{TO}} \quad (5)$$

onde:  $\theta_{TDO}$  é a temperatura do fluido no topo do duto ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $\theta_{TO}$  é a temperatura do topo do óleo ( $^{\circ}\text{C}$ ) e  $\theta_{ENO}$  a temperatura do óleo adjacente ao ponto quente do enrolamento ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Assim, determina-se a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, dada pela Equação (6).

$$\theta_{Ht2} = \frac{Q_{GENHS} - Q_{LOSTHS} + M_{EN}Cp_{EN}\theta_{Ht1}}{M_{EN}Cp_{EN}} \quad (6)$$

sendo que:  $Q_{LOSTHS}$  define o calor perdido no ponto quente (W-min),  $Q_{GENHS}$  o calor gerado no ponto quente (W-min),  $M_{EN}Cp_{EN}$  representa a massa do enrolamento vezes o calor específico (W-min/ $^{\circ}\text{C}$ ),  $\theta_{Ht1}$  é a temperatura no ponto mais quente do enrolamento na carga nominal no tempo anterior ( $^{\circ}\text{C}$ ) e  $\theta_{Ht2}$  a temperatura no ponto mais quente do enrolamento no próximo instante de tempo ( $^{\circ}\text{C}$ ).

O próximo passo no equacionamento, é a determinação da temperatura média do óleo no momento  $t_2$  dada pela Equação (7):



$$\theta_{AO_{t_2}} = \frac{Q_{LOST_{EN}} + Q_S + Q_C - Q_{LOST_O} + \sum MC_p \theta_{AO_{t_1}}}{\sum MC_p} \quad (7)$$

onde:  $Q_{LOST_O}$  - Calor perdido pelo fluido no ambiente (W-min),  $Q_{LOST_{EN}}$  - Calor perdido pelo enrolamento (W-min),  $Q_C$  - Calor gerado pelo núcleo (W-min),  $Q_S$  - Calor gerado por perdas de dispersão (W-min),  $\sum MC_p$  - Massa total vezes o calor específico de fluido, tanque e núcleo (W-min/°C),  $\theta_{AO_{t_1}}$  - Temperatura média do fluido no tanque e no radiador no tempo anterior (°C) e  $\theta_{AO_{t_2}}$  - Temperatura média do fluido no tanque e no radiador no instante seguinte (°C).

Por fim, calcula-se a temperatura no ponto mais quente  $t_2$  dada pela Equação (8). O sistema de equações de carregamento é baseado nas condições de fluxo do fluido que ocorrem no transformador durante condições transitórias. A temperatura do ponto mais quente é composta pelos seguintes componentes:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{F/O} + \Delta\theta_{ENO/O} + \Delta\theta_{H/ENO} \quad (8)$$

onde:  $\theta_H$  representa a temperatura no ponto mais quente do enrolamento (°C),  $\theta_A$  a temperatura ambiente média para o ciclo de carga (°C),  $\Delta\theta_{F/O}$  a variação da temperatura do fundo de óleo sobre a temperatura ambiente (°C),  $\Delta\theta_{ENO/O}$  o aumento da temperatura do óleo na localização do ponto quente do enrolamento sobre o fundo do óleo (°C) e  $\Delta\theta_{H/ENO}$  o aumento da temperatura do ponto quente do enrolamento sobre o óleo próximo à localização do ponto quente (°C).

O envelhecimento, ou deterioração do isolamento, é uma função da temperatura, do teor de umidade e do oxigênio. Com modernos sistemas de preservação de óleo, a umidade e as contribuições do oxigênio para a deterioração do isolamento podem ser minimizadas, deixando a temperatura do isolamento como parâmetro de controle. Na maioria dos transformadores a distribuição a temperatura não é uniforme, a parte que está operando na temperatura mais alta normalmente sofrerá a maior deterioração. Portanto, em estudos de envelhecimento, é comum considerar os efeitos do envelhecimento produzidos pela temperatura mais alta (ponto mais quente).





Como muitos fatores influenciam o efeito cumulativo da temperatura ao longo do tempo, causando a deterioração do isolamento do transformador, não é possível prever com precisão a vida útil do isolamento em um transformador, mesmo sob condições constantes ou controladas, muito menos sob condições de serviço amplamente variáveis. Onde quer que a palavra “vida” seja utilizada na norma, significa vida de isolamento calculada, não vida real do transformador.

Evidências experimentais indicam que a relação da deterioração do isolamento com o tempo e a temperatura segue uma adaptação da Equação de *Arrhenius*, dada pela Equação (9):

$$Vida_{pu} = A \exp\left[\frac{B}{\theta_H + 273}\right] \quad (9)$$

onde:  $\theta_H$  é a temperatura do ponto mais quente do enrolamento (°C), A e B são constantes (dependentes da classe de temperatura do transformador e do tipo de papel isolante) e *exp* é a base do logaritmo natural.

A vida útil de um transformador é representada por unidade PU, considerando um perfil de carga de 24 h. Conforme a norma, o  $F_{AA}$  (Fator de Aceleração de Envelhecimento) terá um valor maior do que 1 para temperatura *hotspot* maior que a temperatura de referência de 110 °C, e menor que 1 para temperatura *hotspot* menor que a temperatura de referência de 110 °C. Para estas condições, os testes e o modelo térmico estimam que a vida útil do transformador é de aproximadamente 20,55 anos. A Equação (10) apresenta o cálculo para  $F_{AA}$ .

$$F_{AA} = \exp\left[\frac{15000}{368} + \frac{15000}{\theta_H + 273}\right] \quad (10)$$

onde:  $\theta_H$  é a temperatura do ponto mais quente do enrolamento (°C) e  $F_{AA}$  é o Fator de Aceleração de Envelhecimento.

Através destas equações, a norma apresenta o envelhecimento equivalente do transformador para uma temperatura de referência em um determinado período de tempo, dada pela Equação (11):



$$F_{EAQ} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (11)$$

sendo:  $F_{EAQ}$  é o Fator de Envelhecimento Equivalente,  $F_{AA}$  é o Fator de Aceleração de Envelhecimento para um intervalo de tempo,  $n$  o índice de intervalo de tempo,  $N$  é o total número de intervalos e  $\Delta t_n$  o tempo de intervalo em h.

## RESULTADOS

Os resultados referentes à aplicação da norma IEEE STD C57.91 ao conjunto de subestações selecionadas será apresentado. Mais uma vez é importante destacar que a norma é aplicada a transformadores aéreos que utilizam óleo mineral isolante. Além disso, até o momento, não existem normas que tratam do comportamento térmico dos transformadores quando utilizam óleo vegetal isolante, para mais, quando estão expostos as características de uma rede de distribuição subterrânea.

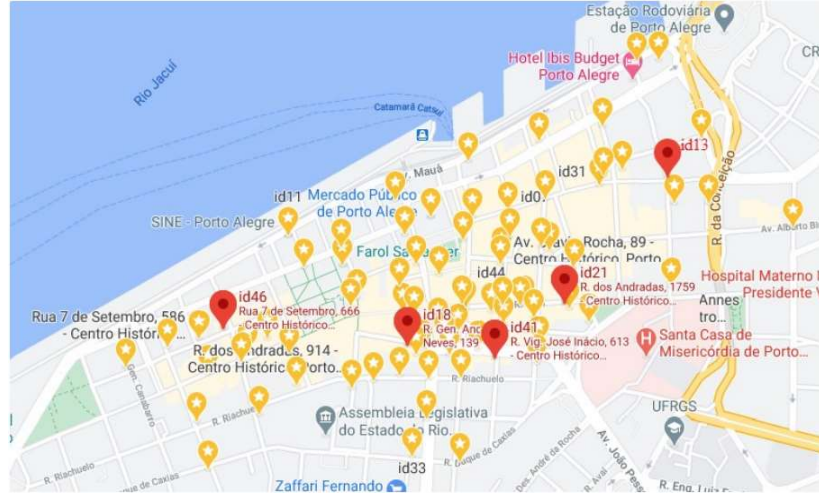
Atualmente, o óleo vegetal vem substituindo o óleo mineral no isolamento de transformadores, dentre os motivos para esta troca destacam-se as questões ambientais e as questões de segurança. Ademais, conforme os fabricantes de transformadores, a expectativa de vida útil do transformador isolado com óleo vegetal é duas vezes maior que o transformador isolado com óleo mineral.

Na Figura 2 pode-se observar a localização das trinta subestações na rede de distribuição em estudo. Foi realizada a análise das trinta subestações monitoradas, pertencentes ao sistema reticulado subterrâneo da CEEE-D de Porto Alegre/RS. Dessas trinta subestações analisadas, cinco possuem transformadores imersos em óleo vegetal e vinte e cinco imersos em óleo mineral. A partir dos resultados obtidos, constatou-se que todas as subestações, caso mantenham suas condições de operação terão sua vida útil definida em 20,55 anos.

Na Tabela 1 é apresentada a relação completa das trinta subestações com um resumo dos resultados do estudo de caso. São apresentadas as médias dos valores da temperatura ambiente da subestação, a média dos valores do carregamento médio diário, a vida útil estimada e o Fator de Aceleração do Envelhecimento ( $F_{AA}$ ), estes dois últimos calculados a partir da aplicação da norma.



Figura 2 – Subestações em estudo



Fonte: Autoral

Tabela 1 – Resumo dos resultados das 30 subestações.

Sub.	Vida Útil (Anos)	FAA (pu)	Carr. Médio (kVA)	Temp. Ambiente Média da Sub. (°C)
id3	20,55	1	118,08	22,22
id7	20,55	1	152,80	22,61
id10	20,55	1	79,81	26,70
id12	20,55	1	114,28	25,61
id13	20,55	1	106,81	21,37
id15	20,55	1	98,02	20,87
id16	20,55	1	92,66	22,36
id18	20,55	1	112,42	22,82
id20	20,55	1	94,58	22,71
id21	20,55	1	86,76	26,76
id23	20,55	1	66,02	25,38
id24	20,55	1	96,01	24,48
id27	20,55	1	47,75	21,78
id28	20,55	1	113,63	20,74
id31	20,55	1	115,80	32,34
id33	20,55	1	20,49	19,44
id34	20,55	1	80,14	27,93
id35	20,55	1	129,50	29,67
id36	20,55	1	78,41	21,80
id38	20,55	1	91,97	24,08
id39	20,55	1	62,60	23,10
id41	20,55	1	115,24	26,84
id42	20,55	1	90,67	25,80
id44	20,55	1	57,05	20,18
id45	20,55	1	52,97	26,33
id46	20,55	1	104,41	22,65
id54	20,55	1	62,33	31,00
id55	20,55	1	101,75	27,36
id56	20,55	1	99,53	30,00
id57	20,55	1	45,48	21,61

Fonte: Autoral



## CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Norma IEEE STD C57.92 não é clara, sendo bastante subjetiva em termos de limites operacionais. Ela define que o  $F_{AA}$  pode ser excedido para a carga de emergência de curta duração. Entretanto, isso deve ser compensado ao longo do dia (i.e. período diurno em relação ao período noturno). Nesse sentido, as análises consideradas neste trabalho foram limitadas em ciclos de 24 h. Ainda, o  $F_{AA}$  foi limitado (para ciclos de 24 h) com valor mínimo de 1,0 mesmo que o valor calculado tenha sido inferior a este.

Segundo a própria norma, existe atualmente uma percepção que a definição de 65.000 h da versão 1981 (e versões anteriores), é excessivamente conservadora. Testes mais recentes, realizados por fabricantes individuais no isolamento dos transformadores de distribuição, demonstram que a vida normal para este tipo de equipamento é de 180.000 h. Além disso, as mudanças construtivas que resultaram no aumento de temperatura de operação do enrolamento de 55 °C para 65 °C elevaram a temperatura crítica do hotspot de 95 °C para 110 °C. Além disso, combinando o equacionamento da norma com os dados disponíveis no sistema de monitoramento, pode-se realizar uma avaliação mais completa, ampliando o período de tempo de previsto, verificando como esta mudança interferem nos resultados.

Contudo, os limites e critérios de aplicação da norma são claros quando o uso da mesma é para transformadores aéreos de distribuição que utilizam óleo mineral isolante, porém, quando se trata de transformadores subterrâneos, ou de transformadores que utilizam óleo vegetal isolante, a norma não deixa claro se a sua metodologia atende estas especificações e/ou se algum ajuste precisa ser realizado nestas situações.

Observando-se as condições do carregamento das subestações destacadas, em todos os casos, o carregamento do transformador não ultrapassou o valor nominal que é de 500 kVA, bem como a temperatura média do hotspot não passou a temperatura limite de 110 °C, resultando, como já destacado, em uma vida útil de 20,55 anos, ou seja, um  $F_{AA}$  de 1 pu. Neste contexto, conclui-se que a condição de estabilidade/equilíbrio está diretamente relacionada às características de funcionamento da configuração de distribuição da rede subterrânea em estudo.

A partir dessas considerações, duas questões devem ser analisadas. A primeira é que a norma foi desenvolvida para a aplicação em transformadores aéreos de distribuição, aos quais a mesma se propõe a representar fidedignamente. Nesse caso, a primeira pergunta a ser





respondida é se a norma citada pode ser aplicada em um sistema subterrâneo com essas características. A segunda questão está relacionada ao fato que a norma foi originalmente desenvolvida para ser aplicada a transformadores que utilizam óleo mineral isolante.

### **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Tleis, Nasser: Power Systems Modelling and Fault Analysis - Theory and Practice. Elsevier Ltda., 2a edição, 2019, ISBN 978-0-12-815117-4.

Shirvani, A., K. Malekian, U. Schmidt e W. Schufft: A new power transformer model over wide frequency rang for EMTP. Em 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010, páginas 1–6, Aug 2010.

IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators - Redline. IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995) - Redline, páginas 1–172, 2012.