



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GMI/30

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO - XII

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI

METODOLOGIA PARA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM SUBESTAÇÕES COM FOCO NO RISCO DE FALHA E FATOR DE IMPACTO PARA O SISTEMA

Dion L. P. Feil*
UFSM

Tiago B. Marchesan
UFSM

Maurício Sperandio
UFSM

Luciane N. Canha
UFSM

Alzenira R. Abaide
UFSM

Suelen C. Freitag
UFSM

William I. Schmitz
UFSM

Rodinei Carraro
UFSM

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia, através de uma análise multicritério, a fim de se verificar as condições dos transformadores de potência atualmente instalados em subestações de alta tensão, e dessa forma, elencar a necessidade de substituição destes equipamentos através de suas características de vida útil (fator de risco de falha) e fator de impacto (importância) do equipamento para o sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Fator de Impacto, Fator de Risco de Falha, Ranqueamento, Subestações, Transformadores de Potência.

1.0 - INTRODUÇÃO

A resolução normativa da ANEEL 443/2011 [1] e sua mais recente revisão dada pela resolução ANEEL 643/2014 [2], estabelece em seu Art. 3º-A que: “A concessionária de transmissão deverá encaminhar à ANEEL, ao ONS, à Empresa de Pesquisa Energética – EPE e ao MME, até 1º de fevereiro de cada ano, a relação dos equipamentos com vida útil remanescente de até quatro anos, incluindo aqueles com vida útil esgotada, considerando-se a vida útil calculada a partir das taxas de depreciação estabelecidas no MCPSE, e dos equipamentos que não têm mais possibilidade de continuar em operação” [1]-[2].

Além disso, durante a última década, diferentes métodos de monitoramento e diagnóstico foram desenvolvidos a fim de se avaliar a condição dos transformadores, com base em uma ampla variedade de efeitos físicos, elétricos, mecânicos, térmicos e ópticos. Estes métodos permitem a avaliação do estado, fornecem informações sobre o envelhecimento e recomendam medidas para se melhorar a qualidade do equipamento, através de testes realizados durante a vida útil do transformador. No entanto, a maioria destes métodos não elenca o fator de importância do equipamento para o sistema ao qual está conectado. Nesse sentido, atualmente, há uma grande dificuldade em se estabelecer critérios confiáveis e precisos de substituição de transformadores de potência, baseados não somente na condição de operação, mas também na importância destes equipamentos para o sistema em que estão operando.

Dessa forma, este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para elencar a necessidade de substituição de transformadores de potência em subestações, através de uma análise multivariável, baseada nas condições de operação do equipamento e fator de impacto no sistema, a fim de promover um melhor planejamento de investimentos por parte da concessionária.

2.0 - METODOLOGIA PARA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

A metodologia proposta além de considerar as condições de operação dos transformadores de potência, considera também o fator de impacto destes equipamentos para o sistema. A Figura 1 apresenta o organograma da metodologia proposta.

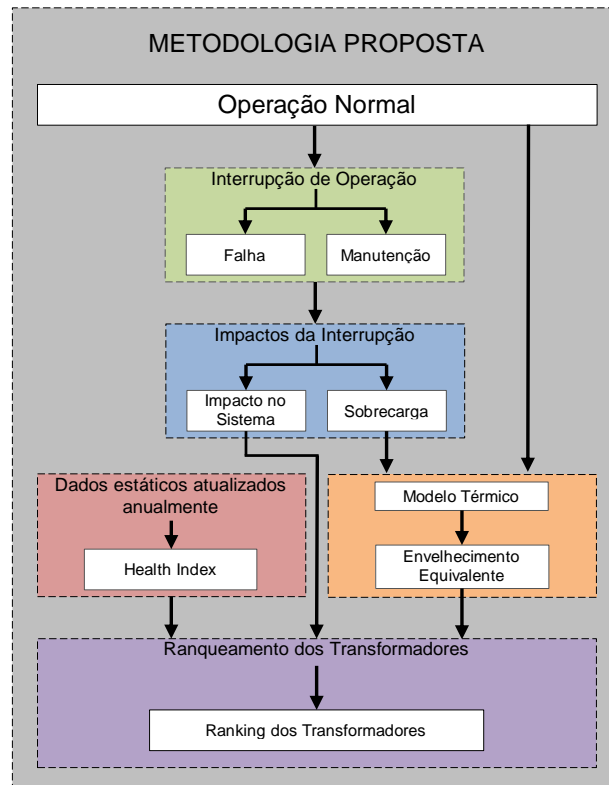


FIGURA 1. Organograma da metodologia proposta.

Conforme se observa na FIGURA 1, a metodologia considera os transformadores operando em condições normais. Dada uma interrupção de operação, devido a uma falha de um equipamento ou desligamento para manutenção, pode gerar alguns impactos, podendo ser uma sobrecarga em transformadores em paralelo, ou até mesmo corte de carga (impacto no sistema). A condição de operação normal dos transformadores, associada à ocorrência ou não de sobrecarga nestes equipamentos, é inserida a um modelo térmico, a fim de se determinar as temperaturas internas de operação destes. A partir do modelo térmico, faz-se a análise do envelhecimento equivalente do transformador, ou seja, uma avaliação da velocidade do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o equipamento. Adicionalmente, a avaliação global das condições de operação dos transformadores é realizada através do Health Index. Por fim, a partir dos resultados das análises de Health Index, Impacto no Sistema e Envelhecimento Equivalente, realiza-se o ranqueamento dos transformadores, a fim de se elencar a prioridade de substituição dos transformadores nas subestações, ou seja, os equipamentos que possuem maior risco de falha.

Para a contextualização do método proposto, foram consideradas, para estudo de caso, uma amostra de 30 unidades transformadoras da área de concessão da CEEE-GT, distribuídas em 6 subestações. As subestações consideradas para este estudo são: Alegrete (ALE2), Bagé (BAG2), Cidade Industrial (CIN), Gravataí (GRA2), Nova Prata (NPR2) e Scharlau (SCH).

A seguir são detalhadas cada uma das etapas compreendidas na metodologia proposta.

3.0 - IMPACTO DA INTERRUPÇÃO DE OPERAÇÃO

A análise de *sobrecarga* consiste na análise da ocorrência, ou não, de sobrecarga em alguma unidade transformadora da subestação, devido à interrupção de operação de algum transformador. Esta análise é utilizada como entrada para o desenvolvimento do modelo térmico, o qual tem a finalidade de verificar o comportamento térmico de um transformador durante carregamentos cíclicos normais e na presença de condições de sobrecarga ou interrupções não planejadas.

Já a análise do *impacto no sistema* esta centrada na existência de transformadores em paralelo e transformadores reservas, a fim de se evitar corte de carga na ocorrência de uma interrupção de operação de algum equipamento.

Para tanto, utiliza-se dois critérios desenvolvidos: *Coefficiente de Transformador Reserva (CTR)* e *Coefficiente de Paralelismo do Transformador (CPTR)*. Estes coeficientes têm como finalidade identificar os transformadores mais críticos e menos flexíveis em um momento de contingência.

3.1 Coefficiente de Paralelismo do Transformador (CPTR)

O coeficiente de paralelismo do transformador (CPTR) é determinado pela equação (1).

$$CPTR = \frac{TRP_{yN} \times (1.4 - FC)}{TRP_{xN} \times FC} \quad (1)$$

onde TRP_{yN} é a potência nominal dos transformadores em paralelo com o transformador em análise, TRP_{xN} é a potência nominal do transformador em análise e FC é o fator de carregamento.

A potência nominal dos transformadores em paralelo com o transformador em análise (TRP_{yN}) é calculada a partir da equação (2).

$$TRP_{yN} = (\sum TRP) - TRP_{xN} \quad (2)$$

onde $\sum TRP$ é o somatório das potências nominais dos transformadores em paralelo.

3.2 Coefficiente de Transformador Reserva (CTR)

O Coeficiente de Transformador Reserva é determinado conforme equação (3).

$$TR_i = \begin{cases} 1, & \text{possui TR reserva} \\ 0, & \text{não possui TR reserva} \end{cases} \quad (3)$$

4.0 - HEALTH INDEX

Health Index é uma abordagem objetiva e quantitativa que combina os resultados obtidos a partir de testes químicos e elétricos, inspeções visuais no local, e informações do transformador, fornecendo a condição do equipamento [3]-[7].

Existe atualmente, na literatura, uma vasta gama de trabalhos referentes a utilização do Health Index na análise das condições de operação de transformadores de potência. No entanto, estes trabalhos são aplicados a realidade de concessionárias internacionais.

Dessa forma, com o objetivo de compatibilizar o Health Index com a realidade das concessionárias brasileiras, desenvolveu-se uma metodologia para o cálculo deste índice, com base no panorama de dados de companhias brasileiras.

4.1 Desenvolvimento do Modelo

Para o desenvolvimento do Health Index utilizou-se dois tipos de indicadores: informações de desempenho e condição. O desempenho é determinado com base no histórico de falhas, na confiabilidade dos principais acessórios e no histórico de manutenção corretiva. Já a condição é determinada com base, principalmente, nos resultados dos ensaios realizados durante a manutenção preventiva.

Nesse sentido, os transformadores de potência são avaliados usando cinco fatores que refletem o desempenho e a condição atual destes equipamentos:

Fator de Análise dos Gases Dissolvidos (FAGD): através da Análise dos Gases Dissolvidos (AGD), um fator é cálculo através da equação (4), com base nos valores de gases da amostra de óleo mais recente, conforme escala e pesos apresentados na Tabela 1.

$$FAGD = \frac{\sum_{i=1}^7 S_i \cdot W_i}{\sum_{i=1}^7 W_i} \quad (4)$$

onde S_i é o valor na escala em função do gás da amostra e W_i é o peso atribuído para o gás.

Tabela 1. Escala e pesos para cálculo do FAGD.

Gás	Escala (S _i)						Peso (W _i)
	0	1	2	3	4	5	
Hidrogênio (H ₂)	≤50	50-100	100-200	200-400	400-600	>600	2
Monóxido de Carbono (CO)	≤350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
Dióxido de Carbono (CO ₂)	≤2500	2500-3000	3000-4000	4000-5000	5000-7000	>7000	1
Metano (CH ₄)	≤30	30-80	80-150	150-300	300-450	>450	3
Etileno (C ₂ H ₄)	≤50	50-80	80-100	100-150	150-200	>200	3
Etano (C ₂ H ₆)	≤20	20-50	50-100	100-120	120-150	>150	3
Acetileno (C ₂ H ₂)	≤1	1-2	2-5	5-10	10-20	>80	5

Fator de Qualidade do Óleo Mineral Isolante (FQOMI): para este fator, utilizou-se a abordagem do modelo apresentado em [4] para avaliar a condição do óleo. O FQOMI é calculado a partir da equação (5). Na Tabela 2 são apresentados os valores de escala e pesos para as características analisadas do óleo.

$$FQOMI = \frac{\sum_{i=1}^6 S_i \cdot W_i}{\sum_{i=1}^6 W_i} \quad (5)$$

onde S_i é o valor na escala em função do óleo da amostra e W_i é o peso atribuído para o óleo.

Tabela 2. Escala e pesos para cálculo do FQOMI.

Gás	Escala (S _i)						Peso (W _i)
	0	1	2	3	4	5	
Rigidez Dielétrica [kV]	>70	70-61	60-51	50-41	40-31	≤30	3
Teor de Água [mg/kg]	≤5	6-10	11-15	16-20	21-30	>30	4
Índice de Neutralização [mg KOH/g]	≤0,03	0,03-0,05	0,05-0,08	0,08-0,12	0,12-0,20	>0,20	3
Tan (d) [% ref. 100 °C]	≤0,05	0,05-0,1	0,1-0,2	>0,2	-	-	1
Cor	≤1,5	1,5-2,0	2,1-2,5	>2,5			3
Tensão Interfacial [mN/m]	>35	34-30	29-25	<25			3

Fator do Comutador (FCDC): o FCDC é baseado em três indicadores apresentados na Tabela 3, e é calculado através da equação (6).

$$FCDC = \frac{\sum_{i=1}^3 S_i \cdot W_i}{\sum_{i=1}^3 W_i} \quad (6)$$

onde S_i é o valor na escala em função do indicador do comutador e W_i é o peso atribuído para o indicador.

Tabela 3. Escala e pesos para cálculo do FCDC.

Indicador	Escala (S _i)						Peso (W _i)
	0	1	2	3	4	5	
Histórico de Manutenção	Comutador novo	Sinalização de necessidade de inspeção	1° inspeção sem substituição de peças	1° inspeção com substituição de peças	Substituição do acumulador de energia	Necessidade de atualização	5
Critério Tecnológico	Comutador Tipo I	Comutador Tipo II	Comutador Tipo III com	Comutador Tipo III sem	Comutador Tipo IV	Comutador Tipo V	3

			filtro	filtro			
Média de Operações Diárias	≤10	≤20	≤30	≤40	≤50	>50	4

Fator de Bucha (FBUC): as buchas são avaliadas com base na confiabilidade do modelo, informações de ensaios e informações de manutenção, conforme critérios apresentados na Tabela 4. O FBUC é calculado pela equação (7).

Tabela 4. Escala e pesos para cálculo do FBUC.

Indicador	Escala (S _i)			Peso (W _i)
	0	3	5	
Confiabilidade do Modelo	Sem histórico de ocorrência	Aumento do fator de potência da família	Ocorrência de falha na família	5
Fator de Potência e Capacitância	Fator de potência de fabrica +5%	Fator de potência de fabrica +10%	Fator de potência de fabrica >10%	4
Histórico de Manutenção	Em perfeitas condições	Isolador danificado ou vazamento	Vazamento com reposição de óleo	3

$$FBUC = \frac{\sum_{i=1}^3 S_i \cdot W_i}{\sum_{i=1}^3 W_i} \quad (7)$$

onde S_i é o valor na escala em função do indicador da bucha e W_i é o peso atribuído para o indicador.

Fator de Manutenção (FMAN): a escala deste fator está baseada no número total de Ordem de Serviço de Manutenção Corretiva Específicas, conforme apresentado na Tabela 5. **Erro! Fonte de referência não encontrada.** O FMAN é calculado através da equação (8).

$$FMAN = \frac{S_i \cdot W}{W} \quad (8)$$

onde S_i é o valor na escala em função da ordem de serviço e W é o peso atribuído para a ordem de serviço.

Tabela 5. Escala e pesos para cálculo do FMAN.

Ordem de Serviço (OS)	Escala (S _i)	Peso (W)
Sem Ordem de Serviço pendente	0	5
Com apenas ordem de serviço por Oportunidade	1	
Com mais de cinco OS por Oportunidade	2	
Com OS para correção em dois anos	3	
Com OS para correção em um ano	4	
Ordem de Serviço Urgente	5	

4.2 Cálculo do Health Index

Os fatores individuais calculados são ponderados, e um índice geral da condição de operação do equipamento é calculado para cada transformador, com base em seus indicadores. A ponderação foi estabelecida com base na taxa de falha, conforme apresentado em [8]-[9], para cada componente do transformador. O Health Index é calculado através da equação (9).

$$HI = 32,6\% * FAGD + 21,2\% * FQOMI + 14\% * FBUC + 11,9\% * FCDC + 20,4\% * FMAN \quad (9)$$

Na metodologia proposta, considera-se que os dados de entrada para o cálculo do health index são dados estáticos, sendo que os mesmos serão atualizados anualmente.

5.0 - MODELO TÉRMICO E ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE

5.1 Modelo Térmico

Na metodologia proposta, é implementado o modelo térmico constante no Anexo G da *IEEE Std C57.91 -2011 IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators* [10], a fim de se determinar as temperaturas internas de operação dos transformadores em operação. Esta normativa usa, em sua modelagem térmica, o aumento da temperatura de topo de óleo sobre a ambiente para determinar a temperatura do ponto mais quente do enrolamento durante uma sobrecarga. Além disso, o modelo térmico considera o tipo de líquido isolante, o modo de resfriamento, o aumento da temperatura do óleo nos dutos dos enrolamentos, as mudanças de resistência e viscosidade, a temperatura ambiente e as mudanças de carga durante o ciclo de carregamento.

5.2 Envelhecimento Equivalente

Segundo a Std C57.91 [10], a avaliação da velocidade do envelhecimento adicional a que está sendo submetido o transformador pode ser realizada a partir de um fator de aceleração de envelhecimento (F_{AA}), equação (10), para uma dada carga e temperatura ou para um perfil variável de carga e temperatura durante um período de 24 h [10].

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000 - 15000}{383} \frac{\theta_H + 273}{\theta_H + 273}\right)} \quad (10)$$

onde F_{AA} é o fator de aceleração de envelhecimento e θ_H é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos (°C).

A partir disso, o fator de envelhecimento equivalente do transformador é calculado através da equação (11), conforme [10].

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (11)$$

onde F_{EQA} é o fator de envelhecimento equivalente para o período de tempo total, n é o índice de intervalo de tempo, N é o número total de intervalos de tempo, Δt_n é o intervalo de tempo, F_{AA_n} é o fator de aceleração do envelhecimento para a temperatura em que se encontra o enrolamento em cada intervalo de tempo Δt_n .

6.0 - RANQUEAMENTO DOS TRANSFORMADORES

A priorização da necessidade de substituição dos transformadores de potência nas subestações é realizada através do ranqueamento destes equipamentos, conforme mostrado no organograma da Figura 2.

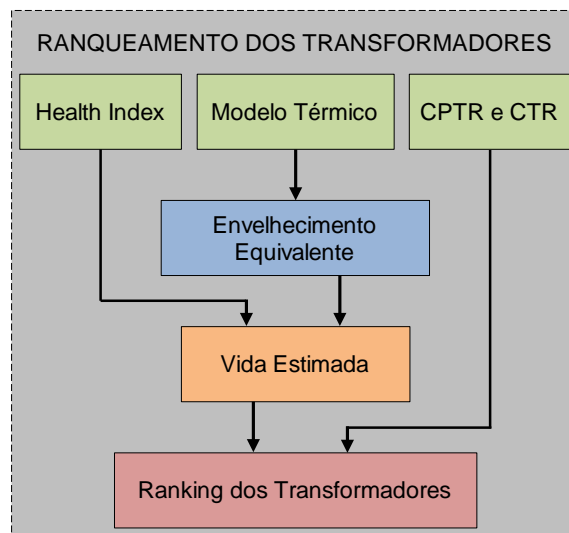


FIGURA 2. Organograma do ranqueamento dos transformadores.

Os transformadores de potência operando em subestações possuem uma vida comissionada, ou seja, o tempo que estes equipamentos se encontram em operação. No entanto, esse tempo de operação pode ser diferente da vida

efetiva do transformador, pois este está sujeito a mudanças de operação, fatores que influenciam diretamente na temperatura interna de operação, impactando, dessa forma, na vida útil do equipamento.

Dessa forma, é determinado o envelhecimento equivalente do transformador, ou seja, a vida efetiva do equipamento, através da equação (10) e equação (11). Para tanto, as temperaturas internas de operação do transformador são obtidas a partir do modelo térmico.

Conhecendo o Envelhecimento Equivalente e o Health Index do transformador, determina-se a Vida Estimada do equipamento, através da equação (12).

$$Vida_Estimada = Env.Equi. \times HI \quad (12)$$

onde $Env.Equi.$ é o envelhecimento equivalente do transformador (anos) e HI é o health index do transformador.

Por fim, a partir da Vida Estimada e do valor médio dos coeficientes CPTR e CTR, determina-se o ranking dos transformadores, através da equação (13).

$$Ranking = 5 \times (1 - Med.CPTR_CTR) + Vida_Estimada \quad (13)$$

Sendo que:

$$Med.CPTR_CTR = \frac{Med.CPTR_CTR}{Med.CPTR_CTR_max} \quad (14)$$

onde $Med.CPTR_CTR$ é o valor médio dos coeficientes CPTR e CTR, 5 é um fator de acréscimo na idade do transformador (baseado no conhecimento técnico de especialistas) e $Med.CPTR_CTR_max$ é o valor máximo da média dos coeficientes CPTR e CTR.

Dessa forma, a partir da equação (13) é realizado o ranqueamento dos transformadores em ordem de prioridade de substituição, ou seja, quanto maior o valor do índice $Ranking$, maior é a prioridade de substituição deste equipamento.

A fim de se contextualizar a metodologia proposta neste trabalho, é realizado o ranqueamento das 30 unidades transformadoras, através do cálculo do índice $Ranking$. Para o cálculo do coeficiente de paralelismo do transformador (CPTR), utilizou-se um fator de carregamento (FC) igual a 1. Além disso, devido o modelo térmico estar em implementação, são consideradas como temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos, as temperaturas constantes no exemplo do Anexo G da IEEE Std C57.91 [10]. A curva de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos para um período de 24 horas é mostrada na Figura 3. Esta curva é considerada para todos os 30 transformadores.

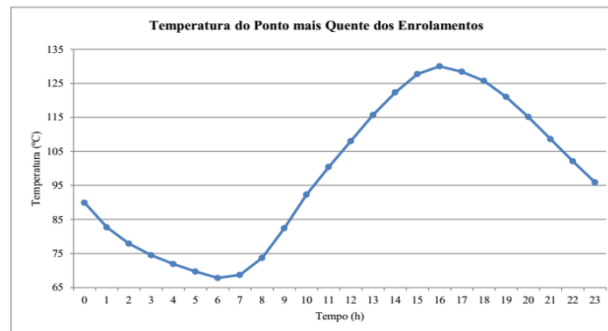


FIGURA 3. Curva de temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

A Tabela 6 apresenta o ranqueamento dos transformadores realizado através da metodologia proposta e através do health index.

Tabela 6. Ranqueamento dos transformadores.

NM	Subestação	Ranqueamento		NM	Subestação	Ranqueamento	
		HI	Metodologia			HI	Metodologia
213183603	ALE2	19°	10°	211155610	GRA2	8°	9°
213183641	ALE2	29°	28°	211155611	GRA2	26°	21°
213150627	BAG2	1°	25°	211155612	GRA2	22°	14°
213150629	BAG2	18°	16°	211155613	GRA2	16°	19°
213150605	BAG2	27°	22°	211155615	GRA2	17°	20°

212150601	CIN	23 ^o	12 ^o	211155617	GRA2	14 ^o	18 ^o
212150602	CIN	7 ^o	3 ^o	211155618	GRA2	13 ^o	17 ^o
212150603	CIN	3 ^o	2 ^o	213150617	GRA2	4 ^o	7 ^o
212150604	CIN	10 ^o	6 ^o	213150609	GRA2	24 ^o	15 ^o
212150605	CIN	9 ^o	4 ^o	213150645	NPR2	30 ^o	29 ^o
212150606	CIN	2 ^o	1 ^o	213150612	NPR2	25 ^o	24 ^o
212150607	CIN	12 ^o	5 ^o	213150632	NPR2	6 ^o	11 ^o
213150608	CIN	15 ^o	26 ^o	213150633	NPR2	11 ^o	27 ^o
213150616	CIN	5 ^o	8 ^o	213150604	SCH	21 ^o	23 ^o
211155609	GRA2	20 ^o	13 ^o	213150646	SCH	28 ^o	30 ^o

NM: Número de Manutenção (identificador do equipamento).

Observa-se, a partir da Tabela 6, que o transformador 212150606, localizado na subestação de Cidade Industrial (CIN), possui maior prioridade de substituição, considerando o ranqueamento a partir da metodologia proposta. De forma análoga, considerando o ranqueamento a partir do health index, tem-se que o transformador com maior prioridade substituição é o equipamento 213150627, localizado na subestação de Bagé2 (BAG2).

7.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma nova metodologia, através de uma análise multicritério, para o planejamento de substituição de transformadores de potência em subestações, baseada nas condições de operação do equipamento, bem como no fator de impacto destes equipamentos no sistema, a fim de se promover um melhor planejamento de investimentos por parte da concessionária.

Os resultados preliminares são promissores, mostrando o potencial da metodologia. A sua aplicação propiciará uma maior assertividade nos investimentos por parte das concessionárias, fornecendo apoio técnico-científico e agilidade nas tomadas de decisões.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL, "Resolução Normativa nº 443 - Estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e dá outras providências", 26 de Julho 2011.
- (2) ANEEL, "Resolução Normativa nº 643 - Altera a Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011, altera a Resolução Normativa nº 435, de 24 de maio de 2011, aprova a Revisão 1.1 do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, revoga a Resolução Normativa nº 491, de 5 de junho de 2012, e dá outras providências", 16 de Dezembro 2014
- (3) ASHKEZARI, A. D., MA, H., EKANAYAKE, C., SAHA, T. K. Multivariate Analysis for Correlations among Different Transformer Oil Parameters to Determine Transformer Health Index. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-7, July 2012.
- (4) NADERIAN, A., CRESS, S., PIERCY, R., WANG, F., SERVICE, J. An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers. 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp. 1-5, June 2008.
- (5) JAHROMI, A., PIERCY, R., CRESS, S., SERVICE, J. R. R., FAN, W. An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index. IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 25, pp. 20-34, Apr.2009.
- (6) HERNANDA, I. G. N. S., MULYANA, A. C., ASFANI, D. A., NEGARA, I. M. Y., FAHMI, D. Application of Health Index Method for Transformer Condition Assessment. 2014 IEEE Region 10 Conference, pp. 1-6, Oct. 2014.
- (7) ABU-ELANIEN, A. E. B., SALAMA, M. M. A., IBRAHIM, M. Calculation of a Health Index for Oil-Immersed Transformers Rated Under 69 kV Using Fuzzy Logic. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, pp. 2029-2036, Oct.2012.
- (8) CIGRE - Grupo de trabalho GTA2-02. "Avaliação do desempenho de transformadores de potência e reatores no sistema elétrico brasileiro", 2009.
- (9) CIGRE - Working Group 05. "An international survey on failures in large power transformers in service". Electra, (88), 1983.
- (10) IEEE, "IEEE Standard C57.91.-2011 - Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators", March 2012.