

Metodologia Multicritério para Gerenciamento da Vida Útil de Transformadores de Distribuição

Émerson R. da Silva* Dion L. P. Feil* Daniel P. Bernardon*
Tiago B. Marchesan* Mauro S. Ortiz*
Pedro H. Eisenkraemer*

* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE),
Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), RS.
E-mail: emerson.silva@ufsm.br

Abstract: This paper proposes a multicriteria analysis for decision making in the management of Distribution Transformers (DT's) using the Analytical Hierarchy Process (AHP) method. Based on the AHP, the purpose of this article is to provide a ranking that assists in making decisions about the replacement priority or even equipment relocation. DT's are very important in Distribution System (DS) due to the amount of effort that they are subjected during critical demand periods. Since the heating generated in the windings result in temperatures that are distributed by the insulating oil in a thermodynamic system, and knowing that the transformer durability is related to the thermal support of its insulating system (paper and oil), it appears that transformers loss of life depends on its loading during operation. Therefore, The purpose of this article is to present a method to assist in the management of DT's, related to the evaluation of its useful life, reliability, relevance due to proximity to the load center and feeder distance.

Resumo: Este trabalho propõe uma análise multicritério para tomada de decisão no gerenciamento de Transformadores de Distribuição (TD's) usando o método *Analytical Hierarchy Process* (AHP). Com base no AHP, o objetivo deste artigo é fornecer um ranking que auxilie na tomada de decisão sobre a prioridade de substituição ou mesmo a realocação dos equipamentos. Os TD's são muito importantes no Sistema de Distribuição (SD) porque realizam um grande esforço durante períodos críticos de demanda. Uma vez que o aquecimento gerado nos enrolamentos resulta em temperaturas que são distribuídas pelo óleo isolante em um sistema termodinâmico, e sabendo que a durabilidade do transformador está relacionada com a suportabilidade térmica do seu sistema isolante (papel e óleo), constata-se que a perda da vida útil do transformador depende do seu carregamento durante a operação. A finalidade deste artigo, portanto, é apresentar uma metodologia para auxiliar no gerenciamento de TD's, em relação à avaliação de sua vida útil, confiabilidade, relevância por proximidade de centro de carga e distância do alimentador.

Keywords: Management; Ranking; Multicriterial; Decision-Making; Distribution-Transformers.

Palavras-chaves: Gerenciamento; Ranking; Multicritério; Tomada-de-decisão; Transformadores-de-Distribuição.

1. INTRODUÇÃO

Os transformadores são importantes para os Sistemas de Distribuição (SD's) na interconexão de subsistemas com diferentes níveis de tensão. O projeto e a capacidade de sobrecarga dessas máquinas elétricas podem ser vinculados a um determinado fator de desempenho térmico, conforme descrito por Honarmand et al. (2011), IEEE (2012) e Barros (2007). Devido às dificuldades de modelagem do sistema térmico, bem como do conhecimento do real ponto de operação instantâneo, observa-se que as capacidades dos materiais utilizados na construção de transformadores não foram totalmente exploradas (Feil, 2019).

O sistema de isolamento interno de um Transformador de Distribuição (TD) é composto de papel e óleo. Tanto a elevação da temperatura no óleo, quanto nos enrolamentos

das bobinas, faz com que a vida útil do equipamento seja reduzida. Além disso, sabe-se que, a impregnação do óleo em altas temperaturas nos isolantes de papel, resulta um desgaste no sistema de isolamento do transformador, causando a falha/falência antes da expectativa de vida normal. Alguns indicadores que determinam o estado atual da vida útil são importantes porque podem ajudar no gerenciamento de TD's e auxiliar na análise da operação e no planejamento dos sistemas. Dentre esses indicadores, destaca-se a expectativa de vida dos TD's, que provém do fator de envelhecimento equivalente.

A literatura destaca, entre outros, a norma IEEE Std. C57.91-2011 (2012), que apresenta um modelo dinâmico do comportamento térmico obtido a partir de um número apropriado de testes em transformadores de óleo isolante mineral. Nesse documento, são apresentadas equações que

determinam um fator de envelhecimento equivalente e a *perda de vida* após a operação analisada. Em resumo, esse padrão IEEE mencionado demonstra que, a partir de uma curva de carga de potência por unidade (p.u.), de uma curva de temperatura ambiente em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$) e características construtivas e físicas do transformador (como elevações de temperatura, peso, perdas, sistema de refrigeração e viscosidade e quantidade de óleo, tipo de condutor etc.), é possível estimar as temperaturas internas resultantes da operação deste equipamento elétrico, conforme a Figura 1.

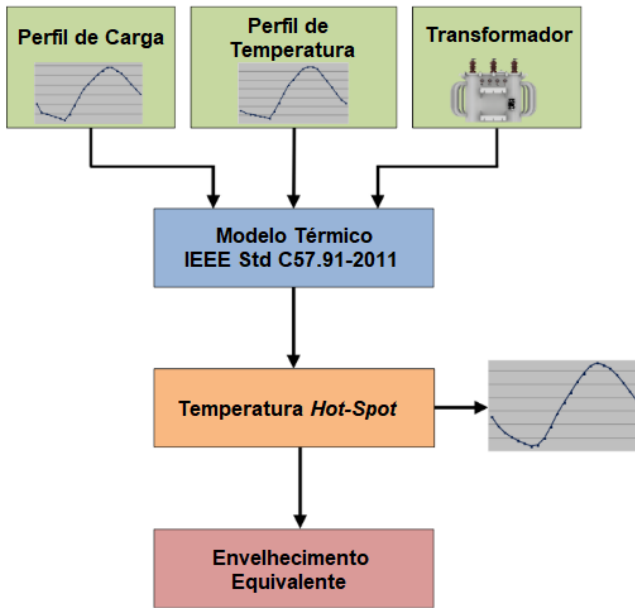


Figura 1. Modelo Térmico. Adaptado de Feil (2019).

A busca por uma melhor otimização da alocação de TD's, bem como o conhecimento do melhor momento para fazer uma substituição, pode-se tornar uma idéia interessante no escopo de um melhor gerenciamento. No entanto, outros critérios além da operação (e, conseqüentemente, a vida útil dos TD's) devem ser considerados como, por exemplo, o impacto de faltas de energia para os consumidores e o gerenciamento das equipes das concessionárias de energia elétrica. Para resolver esse problema, dentre as possíveis soluções, a literatura apresenta o método de análise multicriterial. Dentre os processos de otimização multicriterial, destaca-se o *Analytical Hierarchy Process* (AHP). O método AHP, para a tomada de decisão, trata de complexidades nas variáveis envolvidas, nas quais se decompõe em fatores que se decompõem em outros subfatores, até atingir níveis mais baixos de hierarquia. Os níveis mais baixos tornam-se claros, fáceis entender e facilitam o estabelecimento de relacionamentos para, posteriormente, poder purificar-los por meio de uma combinação que busca definir o percentual de importância de cada fator na estrutura hierárquica (Saaty, 1987).

Assim, este artigo tem como objetivo apresentar uma proposta de metodologia para melhor otimização no gerenciamento de TD's, levando em consideração o envelhecimento equivalente e a previsão de vida útil, a confiabilidade (qualidade do serviço por transformador), o impacto da proximidade dos centros de carga (importância da região onde o transformador opera) e a distância do alimentador

(relacionada ao gerenciamento da equipe responsável da concessionária de energia elétrica).

2. MÉTODO AHP E DEFINIÇÃO DE CRITÉRIOS

2.1 Método AHP

2.1.1. Estrutura Hierárquica e Comparação Par-a-par

O primeiro nível hierárquico corresponde à proposta geral, enquanto o segundo nível representa os critérios que influenciam a decisão e o terceiro nível corresponde às alternativas existentes para o problema. Os tomadores de decisão avaliam sistematicamente as alternativas comparando-as, par a par, dentro de cada um dos critérios (Saaty, 1987). Para uma comparação idealizada aos pares, é necessária uma escala de prioridades e importância, de acordo com as sugestões de Saaty (1990 e 2007).

2.1.2. Matriz de Julgamento

Com base nessa escala numérica de prioridades, uma matriz de comparação de julgamento é construída. Suas dimensões são $n \times n$, para n critérios em avaliação, onde os elementos são sempre positivos, a diagonal principal é sempre 1 e $a_{ij} = 1/a_{ji}$ (recíproco). Para uma matriz de ordem n , o número de julgamentos necessários é $n(n-1)/2$. Cada elemento a_{ij} da matriz representa uma estimativa da razão entre os elementos de i e j conforme a Equação (1).

$$a_{ij} = \frac{W_i}{W_j} \quad (1)$$

A partir da matriz de julgamento, é possível determinar os pesos de cada critério apresentado, conforme sugerido por Pamplona (1997) na Equação (2). A soma dos valores dos pesos dos critérios analisados deve ser igual a (100%).

$$W_i = \frac{(\prod_{j=1}^n a_{ij})^{\frac{1}{n}}}{\sum_{i=1}^n (\prod_{j=1}^n a_{ij})^{\frac{1}{n}}} \quad (2)$$

Se houver mais de um especialista na análise dos critérios, a integração dos resultados dos especialistas em apenas uma matriz de julgamento é realizada pela Equação (3).

$$\bar{a}_{ij} = \prod_{s=1}^{n_s} (a_{ij_s})^{\frac{1}{n_s}} \quad (3)$$

2.2 Definição de Critérios

2.2.1. Envelhecimento Equivalente e Expectativa de Vida

A vida útil de um transformador em p.u. pode ser usada para determinar um Fator de Aceleração de Envelhecimento (F_{AA}) considerando um perfil de carga e um perfil da variação da temperatura ambiente durante um período de 24 horas conforme mencionado por IEEE (2012), Barros (2007), Feil (2019) e da Silva (2019). F_{AA} terá um valor maior que 1 p.u. para uma temperatura de *hot-spot*¹

¹ *Hot-spot*: refere-se a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos do transformador (geração ativa de calor) durante a operação do equipamento.

maior que a temperatura de referência de 110°C, e menor que 1 p.u. para uma temperatura *hot-spot* menor que a temperatura de referência. Essa temperatura de referência de 110°C é aplicada para transformadores de Classe 65°C (média da elevação de temperatura nos enrolamentos). A Equação (4) apresenta o cálculo para F_{AA} , para transformadores de Classe 65°C. O Fator de Envelhecimento Equivalente (F_{EQA}) da operação do transformador para um período limitado (por exemplo, 24 horas) é mostrado na Equação (5), também para transformadores de Classe 65°C (IEEE, 2012).

$$F_{AA} = \exp \left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right] \quad (4)$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{h=1}^N F_{AA,h} \Delta t_h}{\sum_{h=1}^N \Delta t_h} \quad (5)$$

As horas de vida perdidas no período total da operação em análise são determinadas pela multiplicação do envelhecimento equivalente determinado na Equação (5) pelo período de tempo (t) em horas, de acordo com a Equação (6). Normalmente, o período de tempo (t) usado é de 24 horas. Para um transformador que opera continuamente em capacidades nominais e que está habituado à uma temperatura ambiente média de 30°C, a expectativa de vida útil normal do isolamento ($Vida_{tot}$) é de no mínimo 180 000 horas ($\geq 20,55$ anos) (IEEE, 2012).

$$Vida_{perd} = \frac{F_{EQA} \times t}{Vida_{tot}} \quad (6)$$

Considerando que grande parte dos sistemas de distribuição antigos possuem uma considerável quantidade de transformadores que possam estar na faixa dos 50% de sua vida útil gasta, uma das formas de estudar o melhor gerenciamento em respeito à suas capacidades é estimando uma previsão do tempo de vida útil restante deste equipamento. Para essa consideração, sugere-se a Equação (7). A justificativa da utilização dessa equação proposta leva em consideração que o transformador analisado está em 50% de sua vida útil. O combinado deste equacionamento realiza a verificação da perda de vida motivada pelo envelhecimento equivalente de um período curto (obtido na análise em horas do F_{EQA}) comparado pela inserção em um horizonte longo (o tempo de vida total de 180 000 horas). Ressalta-se, ainda, que quanto maior for o tempo considerado para a obtenção do F_{EQA} , mais precisa e assertiva será a sua previsão de vida restante após a análise.

$$TV_{rest} = \left(0,5 - \frac{\sum_{h=1}^t F_{EQA,h} \Delta t_h}{Vida_{tot}} \right) \times \frac{Vida_{tot}}{8\ 760} \quad (7)$$

Caso esse perfil de carga se repetir continuamente pelo restante de sua operação até o fim de sua vida útil, a expectativa de vida (Exp_{vida}) em anos seria de acordo com a Equação (8), que considera esse valor de F_{EQA} contínuo. Para TD's em que o F_{EQA} é maior que 1 p.u., significa que o transformador em questão está envelhecendo de forma acelerada. No entanto, essa sobrecarga no transformador nem sempre estará presente pois, na maioria das ocorrências, existe um sobredimensionamento. Considerando

que esse comportamento instantâneo não permanecerá perpetuamente nessa condição. Um fator de correção de 1/10 pode ser inserido para ajustar a expectativa de vida, conforme Equação Equação (9). Isso representa que apenas 10% do tempo restante teria esse fator de envelhecimento, enquanto os outros 90% da vida útil seriam considerados normais (operação nominal). Para TD's com F_{EQA} muito baixo, significa que estão sobredimensionados. Para valores intermediários (próximo a 1 p.u.), é apontado que esses TD's operam na condição nominal/ideal. Em resumo, apenas para casos onde F_{EQA} maior que 1 p.u. que utiliza-se a equação Equação (9). Cabe ressaltar ainda que Exp_{vida} é diretamente proporcional a F_{EQA} , entretanto com uma variação fixada em um envelhecimento direto de apenas 10%. Ou seja, significa que o F_{EQA} é apenas um índice em um curto período de tempo, que não necessariamente é 100% condizente com a realidade ao longo de uma análise de vários anos. Assim, ambos índices são importantes e são considerados como critérios para tomada de decisão.

$$Exp_{vida} = \frac{TV_{rest}}{F_{EQA}} \quad (8)$$

$$Exp_{vida} = \frac{TV_{rest}}{0,1 \times F_{EQA} + 0,9} \quad (9)$$

2.2.2. Relevância pela proximidade de Centros de Carga

Pode-se dizer que a capacidade de potência nominal dos TD's está diretamente associada à carga conectada a ele (desde que o projeto de planejamento e expansão esteja bem dimensionado). Assim, o impacto do centro de carga de uma região pode ser determinado pela potência nominal dos transformadores. Essa consideração resulta que um transformador de elevada potência nominal atende a uma elevada demanda. Uma normalização dos valores de potência é determinada com base na potência mais alta dentre todos transformadores (10–11).

$$Dt_v = \begin{bmatrix} DT_1 \\ DT_2 \\ \vdots \\ DT_m \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$Rp_{cc} = \frac{[Dt_v]}{\max([Dt_v])} \quad (11)$$

2.2.3. Distância do Alimentador

Faz-se extremamente necessário haver uma excelente gestão de equipes para obter a melhor otimização na definição de prioridades para a execução de obras no SD, de modo a respeitar todas as localizações geográficas. Outro ponto a ser considerado é que indiretamente se associa o custo do trabalho das equipes com o tempo necessário da execução de uma obra, além da distância a ser percorrida de uma referência (marco zero) até o local.

Assim, pode-se dizer que quanto mais próximo do ponto geográfico de referência essa obra estiver, menos onerosa ela será. Essa consideração leva em conta tanto o custo direto (deslocamento da equipe) quanto o custo indireto (relacionado ao tempo do próprio trabalho). A partir deste argumento, um dos critérios a ser considerado é

o da distância (contando ida e volta) dos TD's até o alimentador da subestação (considerado o ponto zero neste trabalho). Para um cenário real, esse ponto zero poderia ser alterado conforme outro local de encontro das equipes.

2.2.4. Confiabilidade (Qualidade do Serviço) por TD

Existem alguns indicadores de qualidade e continuidade do serviço de distribuição de eletricidade que definem procedimentos e responsabilidades, além de avaliar o desempenho do sistema elétrico. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece que as concessionárias de energia mantenham um padrão de continuidade, conforme definido no Módulo-8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (ANEEL, s.d.).

Geralmente, o conjunto de unidades consumidoras é definido pela Subestação de Distribuição de Energia (SE), no entanto, não há proibição para que a análise seja realizada diretamente nos TD's. Para a proposta apresentada neste trabalho, a aplicação desses indicadores será nos TD's, para verificar a qualidade do serviço dos clientes que estão conectados na extensão do TD estudado.

A Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), é expressa em horas e quantifica o intervalo médio em que houve uma interrupção total do fornecimento de eletricidade entre todos os consumidores individuais no conjunto considerado (12). Já a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade (13) expressa o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado foi atingido no período. Ambos indicadores geralmente são verificados anualmente.

$$DEC = \frac{\sum_{gi=1}^{int} Ch_{gi} \times t_{gi}}{Ct} \quad (12)$$

$$FEC = \frac{\sum_{gi=1}^{int} Ch_{gi}}{Ct} \quad (13)$$

3. METODOLOGIA

O estudo baseia-se na aplicação do método AHP, que visa criar um ranking de prioridades para o gerenciamento de TD's. A Figura 2 apresenta a metodologia proposta. Uma vez que o método AHP é utilizado e os pesos de cada fator são definidos, é possível classificar esses TD's conforme uma pontuação, conforme sugere-se na Equação (14).

$$P_{Rank} = F_{EQA} \cdot W_{F_{EQA}} + \frac{1}{Exp_{vida}} \cdot W_{Exp_{vida}} + \frac{1}{Dist_{AL}} \cdot W_{Dist_{AL}} + \frac{1}{Rp_{cc}} \cdot W_{Rp_{cc}} + DEC \cdot W_{DEC} + FEC \cdot W_{FEC} \quad (14)$$

4. ESTUDO DE CASO: APLICAÇÃO DA PROPOSTA

4.1 Caso Base

Para este estudo, por razões de simplificação, apenas oito TD's foram analisados, exclusivamente no Alimentador 1 de uma subestação de energia. A Figura B.1 apresenta

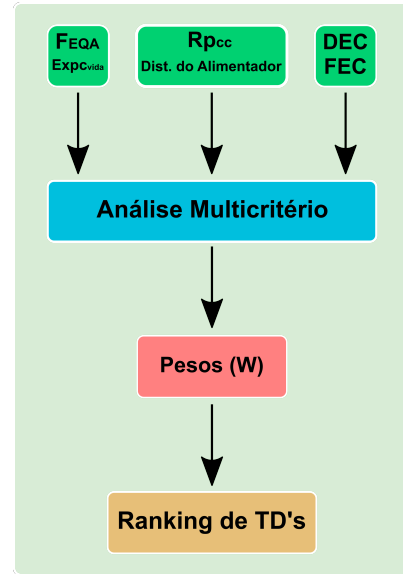


Figura 2. Arquitetura para o ranking de TD's.

o diagrama elétrico com mais detalhes. As características técnicas dos critérios escolhidos para essa metodologia para os TD's foram obtidas e estão apresentadas na Tabela 1. Supõe-se que todos os TD's estão em meia-vida.

Tabela 1. Características Técnicas dos TD's.

TD	Pot. (kVA)	Rp_{cc} (p.u.)	F_{EQA} (p.u.)	Exp_{vida} (anos)	$Dist_{AL}$ (km)	DEC (h)	FEC (valor)
1	75	0,5	0,0017	$\geq 20,55$	13,0	8,725	4,111
2	75	0,5	0,0606	$\geq 20,55$	8,8	5,507	5,363
3	45	0,3	12,1479	$\approx 4,84$	9,2	6,220	4,701
4	150	1,0	0,0058	$\geq 20,55$	10,4	6,183	7,000
5	75	0,5	2,1783	$\approx 9,19$	10,8	5,146	4,312
6	45	0,3	17,9194	$\approx 3,80$	11,0	5,096	5,067
7	75	0,5	0,0115	$\geq 20,55$	11,6	3,222	4,280
8	45	0,3	20,0922	$\approx 3,52$	11,4	5,862	5,046

A Figura 3 apresenta o carregamento e o comportamento dinâmico do modelo térmico do TD8, aquele com maior envelhecimento equivalente. A Tabela 2 apresenta um ranking prévio que considera apenas a expectativa da vida útil restante dos transformadores (sendo este o caso base).

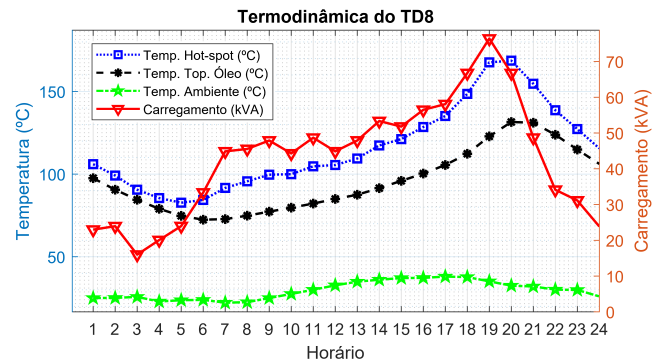


Figura 3. Carregamento e Termodinâmica do TD8.

4.2 Ranking proposto: Multicritério

O método AHP requer que especialistas realizem a comparação par-a-par das variáveis/critérios. Em um cenário

Tabela 2. Ranking de prioridades considerando a Expectativa de Vida dos TD's.

Posição	Transformador	Exp_{cvida} (anos)
1º	TD8	$\approx 3,5126$
2º	TD6	$\approx 3,7984$
3º	TD3	$\approx 4,8425$
4º	TD5	$\approx 9,1857$
5º	TD1	$\geq 20,55$
6º	TD2	$\geq 20,55$
7º	TD4	$\geq 20,55$
8º	TD7	$\geq 20,55$

em que mais de um especialista estabelece critérios para um problema multicritério pelo método AHP, é necessário estabelecer uma relação normalizada entre os dois especialistas, conforme a Equação 3. Neste artigo, 2 especialistas (nomeados de 'A' e 'B') definiram a avaliação de acordo com os critérios apresentados anteriormente. Assim, a Tabela 3 apresenta os julgamentos do especialista 'A' e a Tabela 4 apresenta os julgamentos do especialista 'B'.

Tabela 3. Julgamentos do Especialista 'A'.

	Rp_{cc}	F_{EQA}	Exp_{cvida}	$Dist_{AL}$	DEC	FEC
Rp_{cc}	1	0,33	0,20	0,25	0,33	0,50
F_{EQA}	3,00	1	0,25	0,50	0,50	1,00
Exp_{cvida}	5,00	4,00	1	1,00	3,00	3,00
$Dist_{AL}$	4,00	2,00	1,00	1	3,00	2,00
DEC	3,00	2,00	0,33	0,33	1	1,00
FEC	2,00	1,00	0,33	0,50	1,00	1

Tabela 4. Julgamentos do Especialista 'B'.

	Rp_{cc}	F_{EQA}	Exp_{cvida}	$Dist_{AL}$	DEC	FEC
Rp_{cc}	1	0,20	0,20	0,20	0,25	0,25
F_{EQA}	5,00	1	4,00	4,00	2,00	2,00
Exp_{cvida}	5,00	0,25	1	1,00	0,33	0,33
$Dist_{AL}$	5,00	0,25	1,00	1	0,50	0,50
DEC	4,00	0,50	3,00	2,00	1	1,00
FEC	4,00	0,50	3,00	2,00	1,00	1

A matriz de comparações integrada a partir do julgamento dos dois especialistas dada pela Equação (3) é mostrada na Tabela 5. A Tabela 6 apresenta os pesos das variáveis dadas pela Equação (2), enquanto a Tabela 7 mostra o ranking de prioridades Multicritério.

Tabela 5. Julgamentos Integrados de 'A' e 'B'.

	Rp_{cc}	F_{EQA}	Exp_{cvida}	$Dist_{AL}$	DEC	FEC
Rp_{cc}	1	0,26	0,20	0,22	0,29	0,35
F_{EQA}	3,87	1	1,00	1,41	1,00	1,41
Exp_{cvida}	5,00	1,00	1	1,00	1,00	1,00
$Dist_{AL}$	4,47	0,71	1,00	1	1,22	1,00
DEC	3,46	1,00	1,00	0,82	1	1,00
FEC	2,83	0,71	1,00	1,00	1,00	1

5. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

No exemplo deste trabalho, considerando os 8 TD's descritos, os autores concordam que as obras prioritárias de necessidade de substituição seriam nos transformadores TD6, TD8 e TD3. Os outros TD's não requerem trabalhos

Tabela 6. Pesos dos critérios.

Critério	W_i	W_i normalizado
Rp_{cc}	0,3250	0,0491
F_{EQA}	1,4066	0,2130
Exp_{cvida}	1,3077	0,1980
$Dist_{AL}$	1,2532	0,1898
DEC	1,1892	0,1801
FEC	1,1225	0,1700
Soma	6,6042	1

Tabela 7. Ranking de prioridades dos TD's.

Posição	Transformador	Pontuação
1º	TD6	6,5182
2º	TD8	6,4819
3º	TD3	4,7321
4º	TD4	2,3815
5º	TD5	2,2610
6º	TD1	2,2128
7º	TD2	2,0456
8º	TD7	1,4346

urgentes, mas também devem ser observados, principalmente do ponto de vista da confiabilidade. De acordo com a Tabela 7, usando uma análise multicritério, a ordem de prioridade mudou levemente, se comparada com o cenário base considerado (Tabela 2). No entanto, a supervalorização dos critérios da expectativa de vida útil e o F_{EQA} , por ambos especialistas, fizeram que os três transformadores citados permanecessem no pódio dos dois rankings. A Tabela 8 apresenta um resumo dos resultados obtidos pela análise multicritério em comparação ao caso base.

Tabela 8. Comparação entre os rankings.

Transformador	Ranking	
	Expect. de Vida	Multicritério
TD1	5º	▼ ₁ 6º
TD2	6º	▼ ₁ 7º
TD3	3º	■ 3º
TD4	7º	▲ ₃ 4º
TD5	4º	▼ ₁ 5º
TD6	2º	▲ ₁ 1º
TD7	8º	■ 8º
TD8	1º	▼ ₁ 2º

Legenda:

▲-Subiu de posição; ▼-Desceu de posição; ■-Manteve posição.

Supondo que a distribuidora, por algum motivo maior, não consiga resolver todos os trabalhos necessários para mitigar os problemas apresentados, esse ranking poderia servir como auxílio para determinar a prioridade. Nesse caso, a substituição do TD6 e do TD8 é necessária, extremamente importante e recomendada. O TD3, por outro lado, mesmo com uma carga acima do nominal e com uma baixa expectativa de vida restante, permite cerca de 1 ano de atraso na prioridade em comparação com os outros dois mencionados.

Como é claramente visto que existem transformadores sobredimensionados, uma possível solução a ser apresentada para esse problema é a seguinte:

- Substituição de TD1 pelo TD3;
- Aquisição de um novo TD a ser substituída pelo TD6;

- Substituição do TD7 pelo TD8.

A Tabela (9) apresenta as condições finais, após a conclusão dessas obras sugeridas. A Figura (4) mostra o comportamento dinâmico do TD8, presente agora em um novo local. Ao ser comparado com a Figura (3), percebe-se que agora está mais adequado dentro da aplicação nominal.

Tabela 9. Solução para as obras sugeridas.

TD	Pot. (kVA)	Subst. por	Condição	F_{EQA} (p.u.)	Exp_{cvida} de anos	Ganho (anos)
1	75	TD3	Meia-vida	0,0310	$\geq 20,55$	-
2	75	-	Meia-vida	0,0606	$\geq 20,55$	-
3	45	TD1	Meia-vida	0,0070	$\geq 20,55$	+15,7
4	150	-	Meia-vida	0,0063	$\geq 20,55$	-
5	75	-	Meia-vida	2,1483	$\approx 9,19$	-
6	75	TD6	Novo	0,0379	$\geq 20,55$	+16,75
7	75	TD8	Meia-vida	0,0395	$\geq 20,55$	-
8	45	TD7	Meia-vida	0,9185	$\approx 11,18$	+7,66

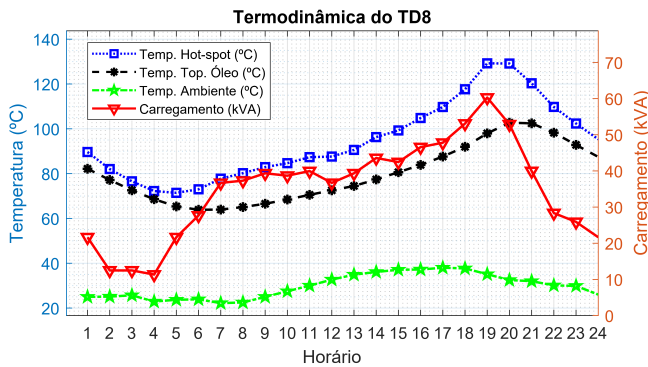


Figura 4. Novo Carregamento e Termodinâmica do TD8.

6. CONCLUSÕES

Em relação à metodologia apresentada e aos critérios escolhidos, observou-se predominância do fator de envelhecimento equivalente e da expectativa de vida restante sobre os demais critérios. No entanto, os demais indicadores também se tornam importantes, uma vez que houveram pequenas alterações nas posições do ranking, quando comparadas ao caso base.

Com o objetivo de auxiliar no gerenciamento da vida útil dos TD's, esse ranking (apresentado pela metodologia proposta) poderia servir como uma possível ferramenta de auxílio na tomada de decisões. Salienta-se que uma rede de distribuição real possui centenas de TD's e os problemas certamente serão aumentados. Assim, a metodologia apresentada é uma possível contribuição técnica.

AGRADECIMENTOS

O presente artigo foi realizado com o apoio técnico e financeiro do CNPq (Doutorado Acadêmico em Inovação GD/DAI) e CAPES/PROEX (cód. de finan. 001). Os autores agradecem à UFSM por apoiar o desenvolvimento de pesquisas por meio do PPGEE.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (s.d.). PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. www.aneel.gov.br/modulo-8. [Online, acessado em 10/05/2020].
- Barros, P.C.P.S. (2007). Estudo do Sistema Térmico de um Transformador. In *Dissertação de Mestrado*. Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Universidade Técnica de Lisboa.
- da Silva, E.R. (2019). Avaliação do carregamento e do comportamento térmico de Transformadores de Distribuição através da aplicação do Método de Estimação de Estados. In *Dissertação de Mestrado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria.
- Feil, D.L.P. (2019). Substituição de Transformadores de Potência em Subestações de Energia: Uma Estratégia Global. In *Tese de Doutorado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria.
- Honarmand, M.E., Haghifam, M.R., Dousti Barhagh, H., and Pormoozeh Noveiri, R. (2011). Optimization of distribution transformers maintenance using the ranking method. In *2011 International Conference Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues and Prospects for Asia (ICUE)*, 1–5.
- IEEE (2012). Guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, 1–123.
- Pamplona, E.O. (1997). Contribuição para a Análise Crítica do Sistema de Custos ABC Através da Avaliação de Direcionadores de Custos. In *Tese de Doutorado*. Programa de Pós-Graduação da FGV/EAESP, Fundação Getúlio Vargas.
- Saaty, R. (1987). The analytic hierarchy process—what it is and how it is used. *Mathematical Modelling*, 9(3), 161–176.
- Saaty, T.L. (1990). How to make a decision: The analytic hierarchy process. *European Journal of Operational Research*, 48(1), 9–26.
- Saaty, T.L. and Tran, L.T. (2007). On the invalidity of fuzzifying numerical judgments in the analytic hierarchy process. *Mathematical and Computer Modelling*, 46(7), 962–975.

Apêndice A. NOTAÇÃO

Variáveis:

a_{ij}	Predominância do critério a_i sobre o critério. a_j .
Ch	Número de consumidores atingidos no conjunto.
Ct	Número total de consumidores no conjunto.
$Dist_{AL}$	Distância do alimentador (ida e volta).
DEC	Duração Equiv. de Interrup. por Un. Consumidora.
Dt_v	Vetor da potência nominal dos TDs.
exp	Exponencial (e^x).
Exp_{cvida}	Expectativa de vida restante do transformador.
FEC	Frequência Equiv. de Interrup. por Un. Consumidora.
F_{AA}	Fator de aceleração de envelhecimento.
F_{EQA}	Fator envelhecimento equivalente.
g_i	Número de interrupções que varia de 1 a int .
h	Índice de horas para Δt_h .
i, j, m	Índices auxiliares.
int	Número total de interrupções no conjunto.
K_i	Soma da coluna i na matriz de julgamento.
N	Número total de intervalos.
n	Número de critérios utilizados.
n_s	Número de especialistas.
P_{Rank}	Pontuação/Ranking de prioridades dos TDs.
R_{pcc}	Relevância por centro de carga.
s	Índice de especialistas.
t	Período de tempo (em horas).
TV_{rest}	Vida restante após operação analisada.
$Vida_{perd}$	Vida perdida após operação analisada.
$Vida_{tot}$	Tempo total de vida (vida normal do isolante).
W	Vetor de pesos.
Θ_H	Temperatura <i>hot-spot</i> .
Δt_h	Intervalo de tempo (em horas).

Apêndice B. DIAGRAMA ELÉTRICO

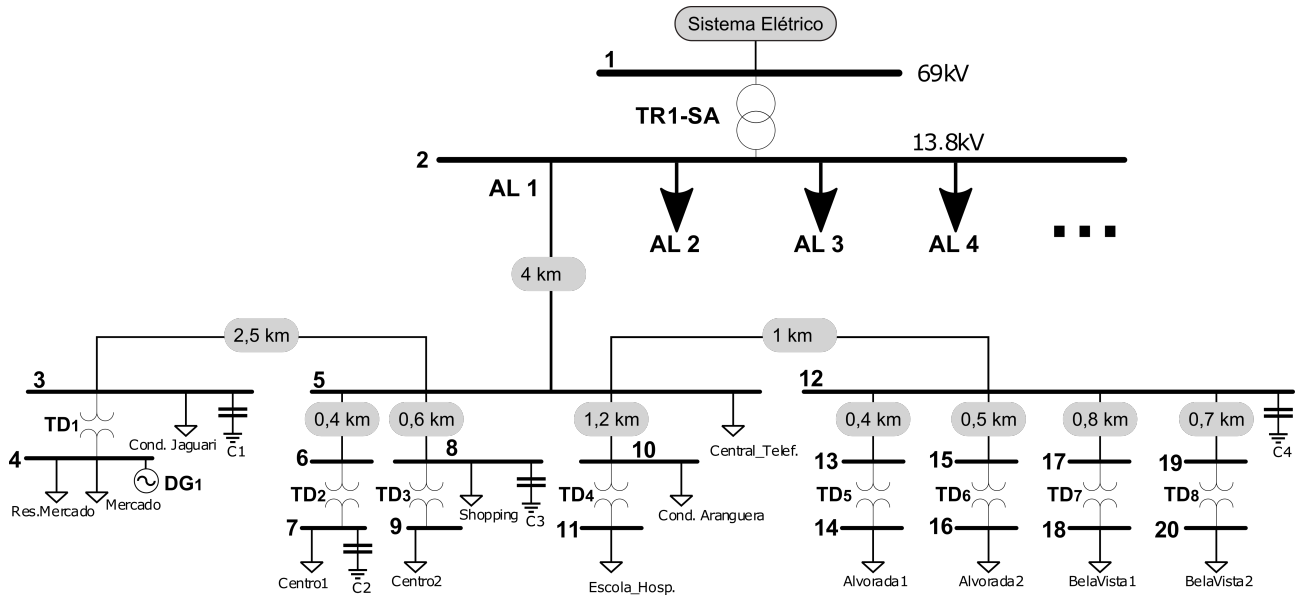


Figura B.1. Rede de Distribuição estudada.

Apêndice C. CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES (FLUXO DE POTÊNCIA)

Tabela C.1. Carregamento dos Transformadores para o caso original.

		Carregamento dos Transformadores (p.u.)											
Transformador	Hora	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
TD1		0,1847	0,1819	0,2102	0,1948	0,1819	0,1796	0,2140	0,2213	0,2431	0,2350	0,2505	0,2140
TD2		0,3964	0,4068	0,3446	0,3746	0,4069	0,4990	0,6318	0,6414	0,6700	0,6592	0,6796	0,6319
TD3		0,4924	0,5313	0,3339	0,4321	0,5318	0,7202	0,9660	0,9827	1,0323	1,0555	1,0489	0,9660
TD4		0,2382	0,2636	0,2706	0,2828	0,2879	0,3765	0,4066	0,4635	0,4640	0,4883	0,4755	0,4179
TD5		0,4519	0,4673	0,3105	0,3960	0,4674	0,6531	0,8719	0,8868	0,9310	0,9154	0,9459	0,8719
TD6		0,5125	0,5350	0,3524	0,4499	0,5352	0,7403	0,9896	1,0066	1,0571	1,0411	1,0741	0,9896
TD7		0,2566	0,2645	0,1802	0,2273	0,2646	0,3742	0,4926	0,5016	0,5267	0,5158	0,5309	0,4926
TD8		0,5108	0,5322	0,3556	0,4461	0,5329	0,7414	0,9971	1,0121	1,0647	0,9844	1,0820	0,9972
Transformador	Hora	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
TD1		0,2431	0,2949	0,2798	0,3246	0,3397	0,4233	0,5155	0,4231	0,2505	0,1802	0,1786	0,1826
TD2		0,6700	0,7385	0,7185	0,7780	0,7990	0,9133	1,0424	0,9131	0,6797	0,5074	0,4747	0,4026
TD3		1,0323	1,1485	1,1153	1,2155	1,2495	1,4348	1,6396	1,4345	1,0490	0,7368	0,6714	0,5089
TD4		0,4640	0,4649	0,5176	0,5455	0,5893	0,6680	0,7800	0,6332	0,5241	0,5012	0,4052	0,3333
TD5		0,9310	1,0349	1,0051	1,0947	1,1251	1,2915	1,4757	1,2912	0,9460	0,6678	0,6098	0,4662
TD6		1,0571	1,1759	1,1422	1,2449	1,2800	1,4708	1,6839	1,4708	1,0742	0,7570	0,6912	0,5287
TD7		0,5267	0,5835	0,5656	0,6087	0,6213	0,7210	0,8191	0,7169	0,5316	0,3846	0,3494	0,2644
TD8		1,0647	1,1855	1,1511	1,2552	1,2906	1,4837	1,6980	1,4835	1,0821	0,7585	0,6920	0,5302

Tabela C.2. Carregamento dos Transformadores para o caso com as sugestões propostas.

		Carregamento dos Transformadores (p.u.)											
Transformador	Hora	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00
TD1		0,2863	0,3497	0,3497	0,3588	0,2864	0,2803	0,3340	0,3461	0,3825	0,3704	0,3948	0,3340
TD2		0,4224	0,3408	0,3408	0,3341	0,4224	0,4990	0,6317	0,6412	0,6697	0,6602	0,6784	0,6317
TD3		0,3321	0,1937	0,1937	0,1755	0,3322	0,4279	0,5719	0,5817	0,6106	0,6010	0,6202	0,5720
TD4		0,2353	0,2668	0,2668	0,2825	0,2901	0,3766	0,4028	0,4589	0,4592	0,4860	0,4706	0,4140
TD5		0,5088	0,2965	0,2965	0,2685	0,5089	0,6531	0,8718	0,8866	0,9309	0,9162	0,9457	0,8718
TD6		0,3499	0,2079	0,2079	0,1892	0,3499	0,4458	0,5915	0,6013	0,6307	0,6210	0,6406	0,5915
TD7		0,4813	0,2773	0,2773	0,2521	0,4814	0,6151	0,8154	0,8291	0,8744	0,8596	0,8880	0,8155
TD8		0,3332	0,2102	0,2102	0,1934	0,3320	0,4480	0,5928	0,6026	0,6322	0,6221	0,6423	0,5928
Transformador	Hora	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
TD1		0,3825	0,4688	0,4441	0,5188	0,5441	0,6822	0,8367	0,6821	0,3948	0,2805	0,2404	0,2864
TD2		0,6697	0,7382	0,7185	0,7785	0,7991	0,9117	1,0404	0,9116	0,6795	0,5072	0,4748	0,4224
TD3		0,6106	0,6781	0,6589	0,7170	0,7366	0,8431	0,9602	0,8430	0,6203	0,4377	0,3993	0,3323
TD4		0,4592	0,4601	0,5162	0,5453	0,6889	0,6764	0,7915	0,6356	0,5199	0,4966	0,4105	0,3342
TD5		0,9309	1,0347	1,0051	1,0947	1,1252	1,2899	1,4738	1,2898	0,9459	0,6677	0,6098	0,5089
TD6		0,6307	0,6996	0,6800	0,7393	0,7595	0,8699	0,9915	0,8698	0,6406	0,4556	0,4170	0,3500
TD7		0,8744	0,9684	0,9434	1,0353	1,0623	1,1800	1,3397	1,1755	0,8883	0,6301	0,5756	0,4814
TD8		0,6322	0,7029	0,6828	0,7437	0,7644	0,8766	1,0006	0,8755	0,6424	0,4577	0,4197	0,3330