

Estudo da utilização ótima de transformadores de distribuição incorporando técnicas de tratamento de incertezas**Maria Luiza da Cruz Ferreira Silva - UnB** malusilva@globocom.com**Fernando Monteiro de Figueiredo – CEB** ferfig@pobox.com**Palavras-chave:** Curvas de carga, Incertezas, Perdas.**Resumo**

O dimensionamento do carregamento de transformadores de distribuição é uma ferramenta muito importante para a otimização da utilização destes equipamentos. Ele pode ser realizado a partir de um estudo conjunto de uma análise econômica, considerando os custos totais de cada transformador e de uma análise técnica que estabelece limites de carregamento a partir do cálculo da temperatura de operação dos equipamentos.

O artigo apresenta e aplica metodologias de dimensionamento de transformadores buscando uma evolução no estudo a partir da consideração da curva de carga real a ser aplicada em cada equipamento.

Essa consideração aproxima bastante os resultados obtidos com aqueles verificados em campo tanto para o limite térmico quanto para os custos das perdas elétricas associadas a este carregamento. Além disso, foi introduzida, a partir de uma técnica de análise de incertezas, a influência de cada ponto da curva de carga nos resultados obtidos.

Preende-se ainda obter um dimensionamento econômico dos transformadores a partir da consideração de uma taxa de crescimento anual da carga obtendo assim uma política ótima de utilização dos transformadores, conhecida como árvore de decisão, e determinar quais transformadores devem ser utilizados para alimentar a carga além de suas eventuais substituições nos anos-limite calculados.

Para completar foi desenvolvido aplicativo em Excel que realiza os cálculos de dimensionamento de transformadores considerando as condições de carregamento, e de perda de vida.

1. INTRODUÇÃO

O dimensionamento do carregamento máximo de um transformador a ser inserido em um sistema de distribuição deve garantir a utilização da máxima capacidade do equipamento minimizando as perdas em sua vida útil.

A metodologia proposta no artigo une o cálculo do carregamento econômico de transformadores de distribuição levando em consideração um menor custo de perdas e, ainda, a limitação física do equipamento para a aplicação de determinados carregamentos em função das temperaturas máximas nos enrolamentos e no núcleo do transformador, além da perda de vida útil gerada pela aplicação de determinado ciclo de carga.

A partir da aplicação de uma curva de carga e ainda da utilização de valores de referência para perda de vida útil em transformadores de distribuição, é possível limitar o máximo carregamento na ponta de carga, em função de sua duração.

Foi incorporada ao estudo uma metodologia de análise de riscos e incertezas de forma a verificar a influência do comportamento de uma curva de carga sobre o resultado do custo total de um transformador de distribuição ou de suas temperaturas máximas e perda de vida útil a partir da aplicação deste ciclo. A análise de incertezas fornece uma faixa de valores resultantes da aplicação de um ciclo propiciando mais flexibilidade na análise da limitação de carregamento em transformadores e seus respectivos custos econômicos.

Para efetuar todos os cálculos apresentados foi desenvolvido aplicativo de fácil uso para os usuários.

2. Carregamento Econômico de Transformadores de distribuição

O objetivo do cálculo do carregamento econômico de transformadores é definir a faixa de carregamento na qual o transformador apresentará um menor custo global.

O custo global do transformador leva em consideração o preço do equipamento e os custos de instalação, o custo total de perdas (no núcleo e nos enrolamentos), e ainda o valor residual do transformador no final do horizonte de estudo.

A metodologia utilizada compara o valor presente do custo global (instalação+perdas+valor residual) de vários tipos de transformadores a fim de encontrar o mais econômico em função da faixa de carregamento.

As perdas podem ser divididas em perdas no núcleo do transformador, ou seja, as perdas no ferro e ainda as perdas nos enrolamentos (perdas no cobre).

As parcelas anuais do custo total de perdas no enrolamento (CP_{cobre}) são calculadas a partir da seguinte equação:

$$CP_{cobre} = C_p \times P_{CU} \times \left(\frac{D_{max}}{kVA_{nom}} \right)^2 \quad (1)$$

Em que:

- C_p é o custo unitário de perdas por ano no cobre do transformador. Este custo é resultante da utilização de seis custos unitários que são referentes a postos tarifários definidos em função do período do dia e do ano. Os cálculos deste custo serão desenvolvidos mais adiante;
- P_{CU} são perdas no cobre que dependem do carregamento do transformador e são referentes às perdas ôhmicas no enrolamento;
- D_{max} é a demanda máxima;
- kVA_{nom} é a potência nominal do transformador.

Como pode ser observado na equação (1), o custo de perdas no cobre depende do comportamento da carga. Assim sendo, o custo unitário destas perdas deve considerar a divisão do dia nos períodos definidos como horário de ponta e horário fora de ponta, e ainda os períodos do ano seco e úmido.

O custo unitário de perdas no cobre é dado pela seguinte equação:

$$C_p = P_p \times C_{PP} + P_f \times C_{PF} + E_{PU} \times C_{PU} + E_{PS} \times C_{PS} + E_{FU} \times C_{FU} + E_{FS} \times C_{FS} \quad (2)$$

Em que cada custo unitário de perdas é equivalente a um dos seis postos tarifários definidos:

- C_{PP} é custo da demanda no horário de ponta;
- C_{PF} é o custo da demanda no horário fora de ponta;
- C_{PU} é o custo da energia no horário de ponta período úmido;
- C_{PS} é o custo da energia no horário de ponta período seco;
- C_{FU} é o custo da energia no horário fora de ponta período úmido;
- C_{FS} é o custo da energia no horário fora de ponta período seco.

Para cada custo unitário mostrado anteriormente há uma parcela da curva de carga a ser faturada:

- P_p é a perda máxima no horário de ponta;
- P_f é a perda máxima fora do horário de ponta;
- E_{PU} é a energia de perdas no horário de ponta período úmido;
- E_{PS} é a energia de perdas no horário de ponta período seco;
- E_{FU} é a energia de perdas no horário fora de ponta período úmido;
- E_{FS} é a energia de perdas no horário fora de ponta período seco.

As energias de perda no horário de ponta nos dois períodos do ano, E_{PU} e E_{PS} , em [MWh/kW.ano], são calculadas considerando a duração de cada uma no seu respectivo período.

As energias de perda nos horários fora de ponta nos períodos seco e úmido são calculadas pela diferença entre a energia total de perdas e as energias no horário de ponta, nos dois períodos e também são dadas em [MWh/kW.ano].

A partir dos valores de energia de perdas e seus custos respectivos é possível encontrar o valor do custo unitário de perdas no cobre utilizando a equação (2).

As parcelas anuais das perdas no núcleo do transformador são dadas pela seguinte equação:

$$CP_{ferro} = C_{unit} \times P_{FE} \quad (3)$$

Em que:

- C_{unit} é o custo unitário de perdas constantes no núcleo do transformador. O cálculo de C_{unit} é também realizado a partir das tarifas definidas pela Aneel para a concessionária.
- P_{FE} são perdas técnicas no transformador e referentes às perdas por histerese e correntes de Foucault e são funções da tensão aplicada. Estas perdas não dependem do carregamento do transformador visto que são perdas calculadas a vazio.

O procedimento para o cálculo de C_{unit} é o mesmo utilizado para o cálculo de C_p , a partir da equação (2). A diferença aqui é o fator de perdas anual (F_p) e o fator de perdas na ponta (F_{pp}) que são iguais a 1, visto que as perdas no ferro são constantes e não se alteram com o fator de carga.

O valor presente total das perdas é a soma do valor presente das perdas no enrolamento, e ainda o valor das perdas no núcleo:

$$VP_{perdas} = VP_{cobre} + VP_{ferro} \quad (4)$$

O valor presente do custo global do transformador é então dado por:

$$VP_{trafo} = C_{trafo} + VP_{perdas} - VP_{RES} \quad (5)$$

Variando o carregamento em vários tipos de transformadores obtém-se a faixa de valores em que cada equipamento é mais econômico. É importante observar que o aumento do carregamento no transformador não pode ser realizado sem um acompanhamento das suas condições de operação. Inicialmente deve-se limitar o carregamento em até 150% da potência nominal do transformador, que é o valor aceito em norma (NBR 5416, 1997), porém este valor pode ser menor, dependendo das condições impostas.

Aplicativo

Foi desenvolvido aplicativo em Excel que calcula a faixa de carregamento econômico de transformadores. Considerando um consumidor cuja curva de carga (em pu) tem a forma mostrada a seguir, é possível encontrar as faixas de carregamento econômico para cada transformador disponível:

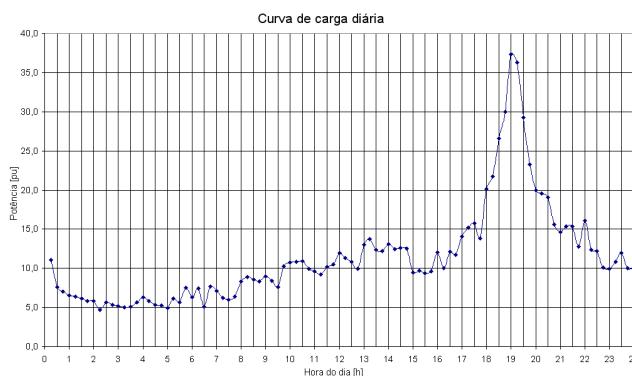


Figura 1: Curva de carga residencial em pu.

Utilizando o equacionamento mostrado anteriormente e a curva de carga a ser aplicada (Figura 1), encontra-se o custo total da aplicação de todos os transformadores disponíveis considerando o carregamento máximo nos equipamentos:

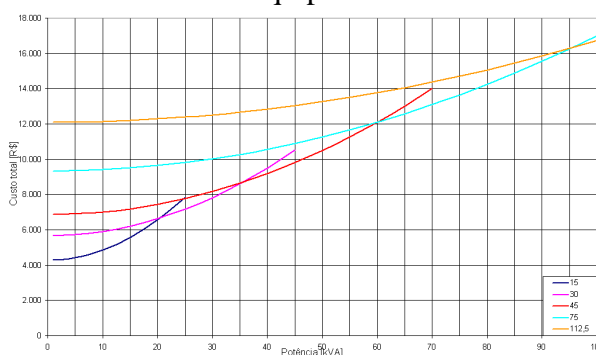


Figura 2: Custo total em função dos carregamentos nos transformadores

Da figura anterior, é possível encontrar a faixa de carregamento em que cada transformador é mais econômico, como pode ser visto na tabela a seguir:

Tabela 1: Faixa de carregamento mais econômico

Potência [kVA]	Carregamento [kVA]
15	Até 20,5 kVA
30	20,5 – 35,5 kVA
45	35,5 – 60 kVA
75	60 – 96 kVA
112,5	Acima de 96 kVA

3. Limite máximo de carregamento de transformadores e cálculo de perda de vida

A metodologia aplicada para o cálculo do limite máximo de carregamento de transformadores se resume na determinação de sua temperatura máxima. Para a realização deste cálculo é necessário considerar algumas características intrínsecas dos transformadores de potência e das condições operativas da rede. Estas características influem diretamente no comportamento da temperatura do transformador durante a aplicação de um determinado carregamento.

A primeira delas é a classe de temperatura à qual cada equipamento pertence que pode ser de classe 55°C ou de 65°C. O que determina o tipo de classe a que cada transformador pertence é a elevação das suas temperaturas (óleo e enrolamento) sobre a temperatura ambiente.

O mecanismo de resfriamento utilizado no transformador também influencia o comportamento da temperatura do equipamento. Existem várias combinações destes mecanismos. Cada classe de resfriamento é representada por 4 letras que identificam características específicas do resfriamento. [7]

Os tipos mais comuns são:

- ONAN;
- ONAF <133%;

- ONAF > 133%;
- OFAF ou OFWF;
- ODAF ou ODWF.

Sabe-se que o ponto crítico da temperatura do transformador ocorre sempre no topo do óleo junto aos enrolamentos do transformador. Dessa forma, os cálculos das temperaturas máximas vão se referir sempre a estes dois pontos do equipamento.

O carregamento em cada transformador é a soma de várias curvas de carga de diferentes tipos de consumidores.

Para o cálculo da temperatura máxima no topo do óleo do equipamento em cada ponto da curva de carga, deve-se considerar inicialmente a elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente (Dupont, 1999):

$$\delta_o = \Delta\theta_{on} \left[\frac{R \times K(j-1)^2}{R+1} \right]^n \quad (6)$$

Em que:

- $\Delta\theta_{on}$ é a elevação final de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente sob carga nominal;
- $K(j-1)$ é dado pela razão entre o valor de carregamento a cada ponto e a potência nominal do transformador;
- R é a relação entre as perdas no cobre sob capacidade nominal e as perdas em vazio;
- n é o expoente usado no cálculo da elevação da temperatura do topo do óleo e é dependente do tipo do resfriamento utilizado.

A partir da equação anterior, é possível calcular a temperatura máxima no topo do óleo. Pode-se encontrar os valores destas variáveis nas tabelas 2 e 3 a seguir.

Tabela 2: Características dos transformadores de 65° sob carga nominal

Classe 65°C					
Método de resfriamento	ONAN	ONAF < 133%	ONAF > 133%	OFAF ou OFWF	ODAF ou ODWF
Elevação da temperatura do ponto mais quente acima do ambiente, em °C ($\Delta\theta_{on} + \Delta\theta_{en}$)	80	80	80	80	80
Elevação final da temperatura do ponto mais quente sobre a temp do topo do óleo sob cap. nominal, em °C ($\Delta\theta_{en}$)	25	20	35	35	35
Elevação da temperatura do ponto mais quente acima do ambiente, em °C ($\Delta\theta_{on}$)	55	60	45	45	45
Constante de tempo do topo do óleo (T_n)	3,00	2,00	1,25	1,25	1,25
Const. Tempo do ponto mais quente (T_e)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Relação entre perda no cobre e perdas no ferro (R)	3,20	4,50	6,50	6,50	6,50
Expoente do enrolamento (m)	0,80	0,80	0,80	0,80	1,00
Expoente do óleo (n)	0,80	0,90	0,90	1,00	1,00

Fonte: NBR 5416, 1997.

A equação a seguir calcula a temperatura final no topo do óleo no instante de tempo j.

$$\theta_o(j) = [\delta_o - \theta_o(j-1) + \theta_a(j-1)] \times \left[1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_o}} \right] + \theta_o(j-1) - \theta_a(j-1) + \theta_a(j) \quad (7)$$

Em que:

- $\theta_o(j)$ é a temperatura final no topo do óleo no instante de tempo j;
- δ_o é dado pela equação (6);
- $\theta_o(j-1)$ é a temperatura final no topo do óleo no instante de tempo anterior;
- $\theta_a(j-1)$ é a temperatura ambiente no instante de tempo anterior ao calculado;
- Δt é o intervalo de amostragem, fixado aqui em 15 minutos;

- τ_o é uma constante de tempo térmica do transformador e o seu valor é igual a T_n que é fornecido nas tabelas 2 e 3;
- $\theta_a(j)$ é a temperatura ambiente no instante de tempo j .

Tabela 3: Características dos transformadores de 55° sob carga nominal

Classe 55°C					
Método de resfriamento	ONAN	ONAF < 133%	ONAF > 133%	OFAF ou OFWF	ODAF ou ODWF
Elevação da temperatura do ponto mais quente acima do ambiente, em °C ($\Delta\theta_{on}+\Delta\theta_{en}$)	65	65	65	65	65
Elevação final da temperatura do ponto mais quente sobre a temp do topo do óleo sob cap. nominal, em °C ($\Delta\theta_{en}$)	25	25	28	28	28
Elevação da temperatura do ponto mais quente acima do ambiente, em °C ($\Delta\theta_{on}$)	40	40	37	37	37
Constante de tempo do topo do óleo (T_n)	2,70	1,70	1,25	1,25	1,25
Const. Tempo do ponto mais quente (T_e)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Relação entre perda no cobre e perdas no ferro (R)	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Expoente do enrolamento (m)	0,80	0,80	0,80	0,80	1,00
Expoente do óleo (n)	0,80	0,90	0,90	1,00	1,00

Fonte: NBR 5416, 1997.

O cálculo da temperatura máxima dos enrolamentos do transformador é realizado inicialmente acima da temperatura do topo do óleo:

$$\delta_e = \Delta\theta_{en} [k(j-1)^2]^m \quad (8)$$

Em que:

- $\Delta\theta_{en}$ é a elevação final de temperatura mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo sob carga nominal e;
- m é o expoente usado no cálculo da elevação da temperatura do ponto mais quente e é dependente do tipo do resfriamento utilizado.

A temperatura máxima do enrolamento pode ser calculada a partir da equação a seguir:

$$\theta_e(j) = [\delta_e - \theta_e(j-1) + \theta_a(j-1)] \times \left[1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_e}} \right] + \theta_e(j-1) - \theta_o(j-1) + \theta_o(j) \quad (9)$$

Em que:

- $\theta_e(j)$ é a temperatura final dos enrolamentos no instante de tempo j ;
- δ_e é dada pela equação 8;
- $\theta_e(j-1)$ é a temperatura final dos enrolamentos no instante de tempo anterior ao calculado;
- $\theta_a(j-1)$ é a temperatura ambiente no instante de tempo anterior ao calculado;
- Δt é o intervalo de amostragem, fixado aqui em 15 minutos;
- τ_e é uma constante de tempo térmica do enrolamento do transformador e é fornecida nas tabelas 2 e 3;
- $\theta_a(j)$ é a temperatura ambiente no instante de tempo j .

O cálculo da temperatura do topo do óleo é realizado sobre a temperatura ambiente, e a temperatura dos enrolamentos, por sua vez, é calculada sobre a temperatura do topo do óleo.

Assim, a temperatura dos enrolamentos se torna a temperatura de operação do equipamento visto que engloba todas as temperaturas utilizadas no cálculo.

A limitação da temperatura máxima do transformador é importante, pois o efeito térmico é uma das principais causas da rápida degradação do papel isolante do equipamento, alterando-se assim suas propriedades dielétricas do transformador, sendo esta a principal responsável pela perda de isolamento do equipamento (Fassheber, 1999).

A norma 5416, 1997, limita a temperatura de operação destes equipamentos conforme a tabela 4 a seguir.

Inicialmente, o carregamento máximo é limitado em 150% tanto para operação em condição normal quanto para condições de emergência como, por exemplo, emergência de longa duração ou emergência de curta duração. Porém, a temperatura limite deve ser respeitada para cada uma destas condições e, dessa forma, muitas vezes o carregamento é limitado em valores inferiores a 150% devido ao alto valor da temperatura máxima do transformador.

Ao realizar os cálculos da temperatura máxima, se o valor obtido for maior que o permitido, deve-se decidir entre diminuir o carregamento máximo ou a duração deste carregamento no transformador. O período em que o transformador se submete a uma condição mais crítica é o do horário da ponta de carga e, dessa forma, é usual que se diminua o carregamento neste período para que a temperatura fique de acordo com a norma.

Tabela 4: Temperaturas limite em função da classe de temperatura e condição de operação

Tipo de Carregamento	Classe			
	55 °C		65 °C	
	Temperatura máxima [°C]			
	Óleo	Ponto mais quente	Óleo	Ponto mais quente
Normal	95	105	105	120
Emergência de longa duração	105	120	110	130
Emergência de curta duração	105	130	110	140

Fonte: NBR 5416, 1997.

Para o cálculo da temperatura máxima de um transformador, deve-se definir inicialmente a curva de carga a ser aplicada, e o tipo de equipamento utilizado para a alimentação da carga.

Considerando a curva de carga da figura 1 e um transformador de 30 kVA com resfriamento do tipo ONAN e classe de temperatura de 55°C, tem-se os seguintes comportamentos das temperaturas no equipamento analisado:

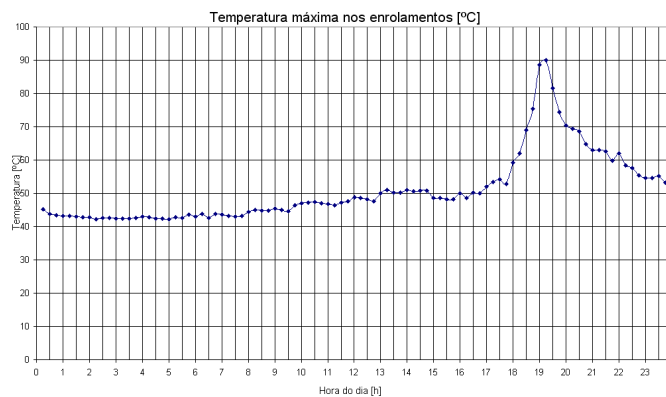


Figura 3: Curva da temperatura dos enrolamentos em função do tempo.

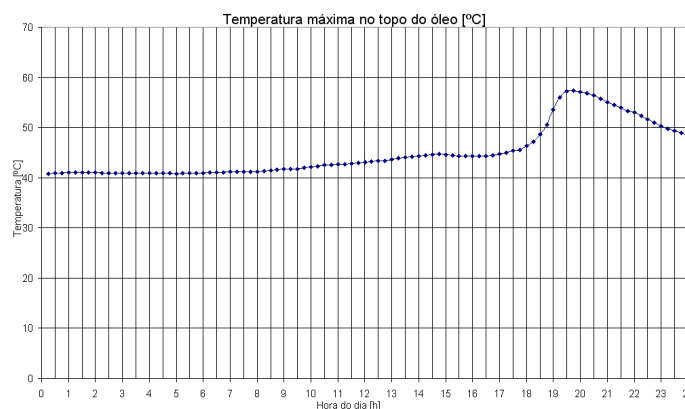


Figura 4: Curva da temperatura do topo do óleo em função do tempo.

Nota-se, nas figuras 3 e 4 anteriores, que as temperaturas do óleo e do enrolamento se elevam em relação à temperatura ambiente, porém o seu valor é muito menor que o valor máximo definido na norma (Tabela 4). Durante o período da ponta, as temperaturas sofrem um aumento exponencial considerável; no entanto, o valor máximo obtido também se mantém inferior ao limite. Em princípio pode-se dizer que o carregamento da curva de carga da figura 1 não afetou as condições operativas ideais do transformador.

O cálculo da temperatura máxima deve ser seguido pelo cálculo da perda de vida útil resultante da curva de carga aplicada ao transformador. Cada tipo de curva de carga com seus carregamentos máximos e duração da ponta de carga fornece uma perda de vida diferente no equipamento.

A perda de vida útil de um transformador é calculada com base na influência que a temperatura de operação exerce sobre a isolação do equipamento no decorrer dos anos. Ela é a quantificação do nível de deterioração do material isolante causado pela aplicação de um carregamento que, por sua vez, provoca um aquecimento no interior do transformador.

O objetivo neste ponto deste trabalho é estabelecer limites para a aplicação de um dado carregamento durante um período determinado para que este não cause degradações fora de controle nos transformadores.

O aumento da carga aplicada gera um aumento significativo na temperatura de operação nos enrolamentos e no óleo. Este é o principal fator de perda de vida útil nos equipamentos.

Define-se a perda de vida ao longo de cada intervalo j considerando a temperatura máxima constante ao longo deste intervalo (NBR 5416,1997):

$$PV(j) = 100 \times \Delta t \times 10^{-\left(A + \frac{B}{273 + \theta_e(j)}\right)} [\%] \quad (10)$$

Em que:

- A é dependente da classe do transformador e é igual a $-14,133$ quando o transformador é de 55°C e igual a $-13,391$ quando o transformador é de 65°C ;
- B é sempre constante e seu valor é igual a $6972,15$;
- Δt é o intervalo de amostragem em horas.
- θ_e é a temperatura do transformador no instante j .

Existe mais de um critério de avaliação da perda de vida útil de um transformador. O critério adotado neste trabalho avalia a velocidade de envelhecimento do equipamento por meio da comparação da perda de vida calculada e uma taxa de perda de vida de referência que será considerada como uma perda de vida normal.

Pode-se afirmar que a aplicação de qualquer ciclo de carga em um transformador fornece uma degradação de sua isolação causando uma perda de sua vida útil. Assim, determinou-se como referência a perda de vida causada devido a aplicação de um carregamento nominal durante todo o ciclo de carga considerando uma temperatura ambiente de 30°C . O valor obtido nessas condições de operação é igual a $0,0369\%$ ao dia (CODI, 1995).

A temperatura máxima do transformador utilizada para o cálculo da perda de vida útil pode ser encontrada utilizando a metodologia e o aplicativo descritos anteriormente.

A perda de vida útil verificada durante a aplicação de todo o ciclo de carga é a soma de cada parcela obtida com a equação (10).

O mesmo aplicativo em Excel desenvolvido para o cálculo das máximas temperaturas no topo do óleo e nos enrolamentos, utilizado no item anterior, calcula a perda de vida resultante da aplicação de um determinado ciclo de carga a partir da soma de todas as 96 parcelas calculadas a partir da equação (10), considerando que o intervalo de amostragem é de 15 minutos. A partir deste aplicativo é possível determinar se o carregamento ao qual o transformador está submetido oferece riscos ao equipamento oferecendo uma degradação do seu isolamento superior ao valor de referência.

Considerando a aplicação do carregamento proposto na Figura 1 em um transformador de 30 kVA do tipo ONAN e classe de 55°C tem-se uma perda de vida diária neste equipamento igual a $0,000678\%$.

4. Limitação do carregamento a partir do cálculo da perda de vida

A perda de vida calculada a partir da metodologia descrita anteriormente é referente à aplicação de uma curva de carga com valores definidos de duração e carregamento na ponta de carga.

Seria interessante para o usuário poder observar a influência destes dois fatores (carregamento na ponta e sua duração) na perda de vida calculada no transformador. Assim, em conjunto com o aplicativo citado anteriormente, desenvolveu-se um novo aplicativo, cuja metodologia foi adotada inicialmente pela norma NBR 5416, 1981 e em seguida pelo CODI.

A metodologia inicia os cálculos fixando alguns valores de perda de vida útil admitidas em um transformador de distribuição. A partir dos valores fixados, encontram-se os valores de carregamento máximo, em função da hora de início e de sua duração, que forneçam ao equipamento cada valor de perda de vida estimada anteriormente.

Os valores estimados inicialmente para perda de vida útil no transformador são referentes a valores diários de degradação no equipamento. Os valores utilizados e podem ser encontrados na tabela a seguir:

Tabela 5: Perda de vida estimada

Perda de vida [%]
0,0369
0,25
0,50
1,00
2,00
4,00

Fonte: NBR 5416, 1981

Sabe-se que é usual que o carregamento durante o período fora da ponta de carga seja inferior ao valor nominal e dessa forma, pode-se afirmar que o carregamento na ponta pode ultrapassar, em algumas ocasiões, o valor nominal do transformador gerando assim uma perda de vida aproximada a 0,0369%, que é o valor de referência adotado neste trabalho.

Pode-se perceber então que o máximo valor de carregamento admitido da ponta pode variar em função do comportamento do carregamento no período fora da ponta de carga, ou seja, existe uma maior flexibilidade, em determinadas ocasiões, de se aumentar o carregamento na ponta ou a sua duração sem que isso leve a uma perda de vida adicional ao valor de referência ou a qualquer um dos outros valores fixados.

O procedimento descrito a seguir é aplicado para cada um dos valores de perda de vida útil fixados na tabela anterior.

O usuário do aplicativo deve fornecer uma curva de carga, em kVA, com intervalos de medição de 15 minutos. É necessário ainda informar o instante de início da ponta de carga e sua duração.

A partir dos dados de entrada descritos iniciam-se os cálculos aplicando um carregamento nominal na ponta de carga de forma a encontrar o valor de perda de vida obtida por meio da aplicação deste carregamento. Compara-se então o valor obtido ao valor de perda de vida útil fixado.

Os valores calculados para perda de vida devem se aproximar dos valores fixados com uma precisão de 4%. Caso o valor encontrado possua uma diferença maior que a precisão determinada, repete-se o cálculo fazendo novas considerações à carga na ponta.

Se o valor da perda de vida encontrado for maior que o valor fixado, deve-se reduzir o carregamento na ponta de modo a diminuir a perda de vida resultante. Se o valor da perda de vida encontrada for menor, ainda há a possibilidade de se aumentar o carregamento até se obter a perda fixada anteriormente.

Este procedimento se repete até que se encontre o carregamento máximo admitido para todos os valores de perda de vida estimados na tabela 5.

A metodologia de cálculo descrita anteriormente possui como resultado uma tabela contendo os valores de perda de vida útil estimada e os valores de carregamento que geram estas perdas.

Percebe-se que o resultado obtido é diretamente ligado ao comportamento da curva .

A utilização do aplicativo permite uma comparação da perda de vida resultante da aplicação de diferentes curvas de carga considerando seu comportamento no período fora de ponta e a duração na ponta de carga.

Além disso, ainda possibilita ao usuário uma análise mais clara da perda de vida obtida devido à aplicação de um ciclo de carga com suas eventuais alterações.

Considerando a aplicação da curva de carga da figura 1 no transformador de 30 kVA já mencionado, e determinando agora a duração da ponta de carga igual a 2 horas considerando o seu início às 18h, obteve-se com o aplicativo os seguintes valores de carregamento na ponta e seus respectivos valores de perda de vida útil resultante:

Duração da ponta de	Perda de vida [%]	Carga da Ponta [%]
2	0,0369	153,91
	0,25	176,56
	0,50	184,38
	1,00	192,97

Figura 5: Carregamento máximo admitido em função da perda de vida estimada.

Da figura anterior, pode-se afirmar que um carregamento na ponta de carga de 153,91%, com duração de 2 horas causa uma perda de vida igual ao valor de referência. Sabe-se que o carregamento não pode ser superior a 150% assim, pode-se dizer que o carregamento máximo admissível resultará em uma perda de vida inferior a 0,0369% ao dia.

Por regressão é possível encontrar a perda de vida resultante da aplicação de uma faixa de valores de carregamento na ponta de carga com a duração determinada pela figura 5. O resultado obtido pode ser visto na figura a seguir:

Carregamento na ponta [%]	Perda de vida diária [%]
100	0,00006781
120	0,00096280
130	0,00308600
140	0,00907298
150	0,02476152

Figura 6: Dados de saída do aplicativo

A partir da saída de dados do aplicativo é possível determinar o carregamento máximo na ponta de carga de forma a não ultrapassar a perda de vida diária de referência. No exemplo estudado, como o carregamento fora da ponta de carga é quase sempre inferior a 50% da potência nominal, o carregamento na ponta poderá ser elevado até o limite de 150% da potência nominal sem causar perda de vida superior à normal, como pode ser visto na figura 6.

5. Análise de Riscos e Incertezas

Todos os resultados obtidos anteriormente foram calculados a partir de valores de entrada que permanecem constantes durante toda a análise e, dessa forma, não há nenhuma consideração sobre uma possível variação desses valores no decorrer do tempo. Os resultados obtidos são então valores pontuais e não possuem nenhuma consideração sobre eventuais alterações.

Optou-se então por seguir uma metodologia que considerasse na apuração dos resultados uma técnica de tratamento de incertezas nos dados de entrada. Essa é uma prática comum tanto em análises econômicas e financeiras.

Em primeiro lugar, para se aplicar uma análise de incertezas a qualquer caso que se deseja estudar é necessário identificar os dados de entrada que possuem influência significativa nos resultados obtidos e ainda os dados que possuam variações em sua estimativa, ou seja, sejam representados por uma faixa de valores.

Para a análise do custo econômico de transformadores de distribuição deve-se considerar os dados dos custos de instalação, preço do equipamento e custo das perdas elétricas. Este último é diretamente relacionado ao ciclo de carga aplicado ao transformador.

O cálculo das temperaturas máximas nos enrolamentos e no topo de óleo além da perda de vida em um transformador depende de dados característicos do equipamento como, por exemplo, a

potência nominal, o tipo de resfriamento e a classe de temperatura além da curva de carga aplicada ao equipamento.

É possível perceber que a curva de carga é um dado importante em todos os cálculos de limite de carregamento em transformadores de distribuição e este é o principal objeto de estudo durante a análise que se deseja realizar.

A forma mais usual é a utilização de curvas de carga típicas considerando os tipos de consumidores alimentados por aquele transformador.

A metodologia para a análise da influência da curva de carga nos resultados obtidos consiste em executar inúmeros cálculos repetidas vezes para se construir uma faixa de resultados, todos possíveis de ocorrerem e resultado de uma combinação dos valores de entrada (Mattos, 1989).

Cada resultado obtido possui uma probabilidade de ocorrência dependendo de como os dados de entrada foram combinados. A partir da utilização da análise de incertezas, pode-se dizer que os resultados obtidos anteriormente são, na verdade, apenas um dos inúmeros resultados encontrados para cada simulação realizada.

O aplicativo desenvolvido foi então implementado para fornecer como saída não apenas um valor, mas uma distribuição de probabilidade.

Aplicativo para o cálculo de transformadores econômicos incorporando incertezas

O aplicativo calcula 500 simulações considerando uma variação de na curva de carga aplicada no transformador em $\pm 10\%$ do valor original.

As saídas, que eram pontos isolados, passam então a ser distribuições, conforme ilustrados nas figuras 7 e 8 a seguir.

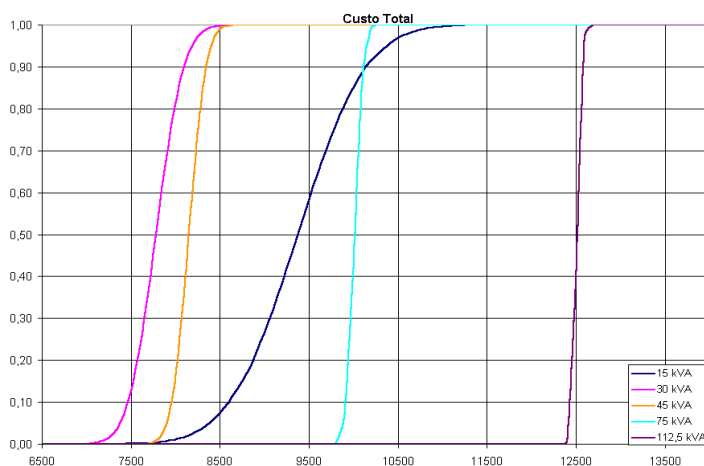


Figura 7 - Distribuição acumulada do custo total em função da potência nominal do transformador

Margem de Segurança	Transformador [kVA]				
	15	30	45	75	112,5
5%	8.300,00	7.300,00	7.900,00	9.800,00	12.400,00
10%	8.600,00	7.400,00	7.900,00	9.900,00	12.400,00
25%	8.900,00	7.600,00	8.000,00	9.900,00	12.400,00
50%	9.300,00	7.700,00	8.100,00	10.000,00	12.500,00
75%	9.700,00	7.900,00	8.200,00	10.000,00	12.500,00
80%	9.800,00	7.900,00	8.200,00	10.000,00	12.500,00
85%	10.000,00	8.000,00	8.300,00	10.000,00	12.500,00
90%	10.100,00	8.000,00	8.300,00	10.100,00	12.500,00
95%	10.300,00	8.100,00	8.400,00	10.100,00	12.500,00

Figura 8 - Dados de Saída do aplicativo

A partir da figura 6.4 é possível concluir que o transformador que apresenta os menores custos é o de 30 kVA. O custo máximo obtido neste transformador é igual a R\$ 8.100,00 com 95% de probabilidade de não ser excedido e, além disso, existe uma probabilidade de 90% do custo total estar entre R\$ 7.300,00 e R\$ 8.100,00.

Em seguida, é possível observar que o custo obtido para o transformador de 45 kVA possui um valor muito próximo ao valor encontrado para o transformador de 30 kVA com um custo máximo de R\$ 8.400,00 com 95% de probabilidade de não ser excedido. Existe ainda a probabilidade de 90% do custo total para este transformador se encontrar entre R\$ 7.900,00 e R\$ 8.400,00.

Aplicativo para o cálculo da temperatura máxima e perda de vidas

De forma similar para o cálculo da temperatura máxima e perda de vida as saídas passam a ser conforme as figuras 9 e 10 a seguir.



Figura 9 - Distribuição acumulada da perda de vida para 500 simulações

Margem de Segurança	Perda de Vida	Temperatura nos Enrolamentos [°C]	Temperatura no topo do óleo [°C]
10%	0,00170	99,0	60,5
25%	0,00220	101,0	60,9
50%	0,00280	104,0	61,4
75%	0,00330	107,0	61,9
80%	0,00350	107,0	62,0
85%	0,00360	108,0	62,2
90%	0,00380	109,0	62,3
95%	0,00410	110,0	62,6
100%	0,09630	160,0	80,0

Figura 10 - Dados de saída do aplicativo

É possível afirmar que o valor da perda de diária vida encontrada, considerando as simulações realizadas, é de 0,0041%, com 95% de probabilidade de não ser excedido, que é um valor inferior à perda de vida normal, ou seja, a aplicação deste ciclo de carga é satisfatória do ponto de vista dos limites da degradação do material isolante do equipamento.

6. Carregamento Econômico de Transformadores de Distribuição considerando Crescimento de Carga

O estudo de carregamento econômico de transformadores de distribuição desenvolvido capítulo anterior considera a aplicação do mesmo valor de carregamento máximo no transformador durante todo o período de estudo.

Esta análise estática é suficiente para o presente estudo cujo objetivo é limitar o carregamento considerando a relação entre custo do equipamento e o custo das perdas elétricas associadas à aplicação de um determinado ciclo de carga.

A consideração de que até o fim do horizonte de estudo o carregamento aplicado ao transformador terá sofrido um aumento considerável implica alguns fatores que devem ser levados em conta como, por exemplo, a substituição dos transformadores cuja potência máxima admissível foi excedida pelo carregamento imposto.

Para a realização da análise proposta será necessário o levantamento das características dos transformadores disponíveis e suas respectivas potências nominais, além da monitoração do carregamento máximo admissível, considerando os efeitos causados no equipamento durante a aplicação de cargas acima da permitida e que foram estudados nos itens anteriores.

Nesses cálculos deve-se levar em conta uma taxa de crescimento anual para o carregamento proposto para determinar o carregamento ao final do período de estudo.

A definição do máximo carregamento permitido a cada transformador segue as mesmas regras estabelecidas nos itens anteriores considerando que os limites estabelecidos para as temperaturas máximas e para a perda de vida útil não sejam excedidos.

A partir da determinação dos anos limite em que cada transformador pode suprir a carga determina-se uma árvore de decisão considerando todas as combinações possíveis de serem realizadas

e, a partir destes resultados define-se uma política ótima para a utilização dos equipamentos considerando o menor custo total entre todas as escolhas possíveis.

É fácil de se concluir que o custo total de cada transformador em uma rede de distribuição será referente apenas ao período que ficará instalado e, após a substituição deste por outro de maior capacidade nominal os custos serão referentes apenas ao segundo transformador. Assim, é necessário se calcular a amortização de cada transformador no período de sua utilização.

O fator de amortização deve ser calculado durante o período de utilização do equipamento. Desta forma, assim que o valor do carregamento aplicado for maior que a capacidade máxima admissível do transformador deve-se efetuar a substituição por um outro de maior capacidade considerando também o custo da substituição realizada.

Como a metodologia calcula o menor valor presente dos custos totais, deve-se encontrar o valor presente do custo de substituição nas trocas.

Por fim, é necessário calcular os custos das perdas elétricas associadas a cada transformador no período em que este atendeu a carga.

São então calculadas as perdas no ferro e nos enrolamentos.

Sabendo que as perdas no ferro independem da variação da carga, pode-se considerar o seu valor igual ao de uma parcela fixa, porém é importante lembrar que seu valor é referente apenas ao período de utilização do equipamento.

De posse de todas as equações de cálculo do custo total, deve-se definir qual a melhor política de utilização de transformadores, ou seja, qual transformador será utilizado inicialmente e quais transformadores deverão ser utilizados nos períodos de troca.

Para isso criou-se uma árvore de decisão em que todos os transformadores passíveis de serem utilizados são considerados com seus respectivos custos operacionais. Após a criação da árvore, a escolha da combinação a ser utilizada se dará pelo menor custo total.

Aplicativo para o cálculo do carregamento econômico considerando crescimento de carga

O aplicativo apresenta como saídas a árvore de decisão com todas as possibilidades de utilização de transformadores e seus custos associados.

A figura 11 ilustra essa tela de saída para um transformador de 30 kVA.

0	10	10	22	22	29	29	38	38	45
30	4863,02	30	6810,06	45	7377,55	75	7790,06	112,5	7982,65
				75	7439,25	112,5	7829,56	112,5	8022,15
				112,5	7561,93	112,5	7851,76	112,5	8044,34
				112,5	7561,93	112,5	7891,26	112,5	8083,84
		45	6974,07	45	7541,56	75	7954,07	112,5	8146,66
				75	7603,26	112,5	7993,57	112,5	8186,16
				112,5	7725,94	112,5	8015,77	112,5	8208,35
				112,5	7725,94	112,5	8055,27	112,5	8247,85
		75	7538,63	75	8167,82	75	8580,33	112,5	8772,91
				112,5	8290,51	112,5	8619,83	112,5	8812,41
				112,5	8290,51	112,5	8742,52	112,5	8935,10
				112,5	8253,27	112,5	9005,15	112,5	9457,16
112,5	8253,27	112,5	9005,15	112,5	9457,16	112,5	9649,74		

Figura 11 - Árvore de decisão para transformador de 30 kVA

Além disso, é possível determinar o menor custo total em função do carregamento máximo admissível, para uma condição de crescimento de carga. A figura 12 ilustra essa saída.

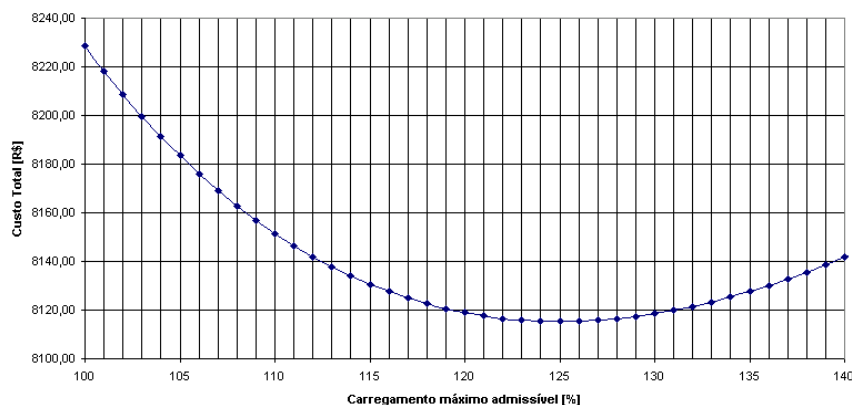


Figura 12 - Custo Total em função do carregamento máximo admissível nos transformadores

7. Conclusões

A metodologia de faixas de carregamento econômico em transformadores de distribuição é uma excelente ferramenta no dimensionamento do atendimento a consumidores, porém o seu uso deve ser efetuado em conjunto com outras metodologias que limitam o carregamento considerando degradações físicas no equipamento.

O artigo utilizou metodologias que calculam limites físicos e econômicos de carregamento em transformadores de distribuição em função de ciclos de carga equivalentes com dois patamares de carga: ponta e fora de ponta.

Sabe-se que algumas concessionárias de distribuição não dispõem de curvas de carga típicas em seus transformadores, adotando então os ciclos equivalentes mencionados anteriormente. Estas curvas carregam um erro agregado da aproximação dos valores reais nos patamares utilizados e assim, os resultados muitas vezes podem ser diferentes dos encontrados em medições de campo.

O objetivo principal do trabalho foi utilizar metodologias mais flexíveis no dimensionamento de transformadores de distribuição evoluindo, assim, no desenvolvimento de aplicativos que considerassem todos os pontos amostrados de uma curva de carga típica.

Apresentou-se metodologia para o cálculo do custo total de transformadores utilizando o fator de carga e um fator k para a aproximação do fator de perdas da curva e desenvolveu-se um aplicativo para encontrar as faixas econômicas de carregamento em todos os equipamentos disponíveis.

Notou-se que, para a utilização de ciclos de carga neste aplicativo, o usuário deveria aproximar o valor de fator de carga da curva para os valores disponíveis nas planilhas causando um erro considerável no cálculo do custo total nos transformadores. Assim, durante o trabalho optou-se por incorporar a utilização de curvas de cargas típicas, evitando-se assim o uso de aproximações nos fatores de carga e de perdas.

O cálculo das temperaturas máximas nos enrolamentos e no óleo também partiu de uma metodologia que considerava ciclos de carga equivalente e que acabou evoluindo, com o auxílio de vários projetos sobre o assunto, para a utilização de um equacionamento ponto-a-ponto na curva de carga típica.

Por fim, a partir do conjunto destas duas novas metodologias de cálculo de carregamento foi possível efetuar um dimensionamento dos transformadores utilizando curvas de cargas, encontrando assim resultados mais próximos aos valores reais de temperaturas nos enrolamentos e no topo do óleo e, ainda, para a perda de vida nos transformadores, além dos valores reais dos custos encontrados a partir da aplicação deste ciclo nos transformadores.

Considerou-se ainda no decorrer do trabalho, eventuais janelas na duração ou no carregamento na ponta de carga e a influência desta variação na perda de vida útil do transformador. A partir dos aplicativos desenvolvidos é possível encontrar, além da perda de vida causada pela aplicação de uma determinada curva de carga, os valores máximos de carregamento na ponta em função de sua duração que levem a valores estimados anteriormente de degradação no equipamento, fornecendo ao usuário uma análise mais clara da perda de vida obtida devido à aplicação de um ciclo de carga com suas eventuais alterações.

Foi possível verificar também a influência do comportamento da curva de carga nos resultados obtidos anteriormente a partir da aplicação de análise de incertezas. A partir desta análise, verificou-se a variação obtida nos resultados quando se alteram os valores instantâneos da curva de carga. Esta consideração é importante, pois muitas vezes o ciclo de carga no transformador é calculado a partir de agregação de curvas médias dos consumidores atendidos pelo equipamento e possui em seus cálculos aproximações estatísticas.

Por fim, ao considerar uma taxa de crescimento anual da carga atendida no decorrer do estudo obtém-se, resultados mais realistas, pois, na prática, essa consideração deve ser efetuada. A análise se torna ainda mais completa ao se realizar o estudo juntamente com as metodologias de cálculo de temperaturas máximas e perda de vida, limitando o carregamento máximo admissível a valores que gerem menores custos e não causem degradação nos equipamentos.

Bibliografia

- [1] Relatório CODI 3.2.19.25.1: **Método de cálculo de carregamento econômico de transformadores aéreos de distribuição**, Março de 1996.
- [2] Relatório CODI 3.2.19.34.0 – Anexo D: **Cálculo dos custos unitários das perdas técnicas**.

- [3] **Depreciação de Ativos: Conceito e Principais Métodos Utilizados.** Disponível em: www.univercidade.edu/html/cursos/graduacao/admin/ensino/revista_rea/rea3pdf/DepreciacaoAtivos.pdf, Acesso em Março de 2004.
- [4] Fernando Monteiro de Figueiredo, **Apostila de Distribuição de Energia Elétrica**, Março 2003.
- [5] NBR 5416, 1997: **Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento**, Julho 1997.
- [6] Relatório CODI 3.2.19.24.0: **Metodologia de cálculo do limite máximo de carregamento de transformadores de distribuição**, Março de 1995.
- [7] *Cooling Classes of Transformers*, **Definição das classes de resfriamento de Transformadores.** Disponível em <http://www.netaworld.org/files/ItemFileA433.pdf>, Acesso em Abril de 2004.
- [8] Maurício Mendonça Valença, **Carregamento de transformadores de distribuição utilizando a metodologia de cálculo da curva de carga diária**, CIER, Agosto 1999.
- [9] Carlos F. Fassheber Júnior, Gerson Luiz Antunes Nunes e Edison Aquino dos Santos, **Carregamento térmico de transformadores**, CIER, Agosto 1999.
- [10] Carlos J. Dupont e José A.M. Chaves, **Metodologia para avaliação das condições admissíveis de sobrecarregamento e da perda de vida útil de transformadores**, XV SNPTEE, Outubro 1999.
- [11] NBR 5416, 1981: **Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento**, Dezembro 1981.
- [12] **Diretrizes para aplicação de carregamento em transformadores de até 100 MVA no CCON**, Julho 1987.
- [13] Antônio Carlos M. Mattos, **A análise de sensibilidade**, Janeiro 1989.
- [14] **Resolução Aneel nº 456**, de 29 de novembro de 2000.
- [15] **Resolução Aneel nº 417**, de 25 de agosto de 2003.
- [16] José Antônio Jardini, **Curvas de Carga de Consumidores e Aplicações na Engenharia de Distribuição**, São Paulo 1999.
- [17] Edson da Costa Bortoni e Afonso Henriques Moreira Santos, **Introdução às Técnicas de Análise Econômica em Condições de Riscos e Incertezas**.
- [18] Lanier Peterson Castelo Branco Sampaio, Projeto Final de Graduação: **Utilização de curvas de carga no planejamento de sistemas de distribuição**, Setembro de 2002.
- [19] Relatório CODI 3.2.19.31.0: **Especificação do modelo de evolução de redes secundárias aéreas de distribuição – Horizonte de médio prazo**, Novembro de 1996.