



Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica - LabPlan – UFSC - Brasil
Temario: A (Calidad Del Servicio y Producto)

MONITORAÇÃO REMOTA DOS TRANSFORMADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SUBTERRÂNEAS

Fabiano Ferreira Andrade
Jorge Coelho

Roberto de Matos
Antônio A. M. Fröhlich
Rafael Pereira Pires

Vitor L. Guimarães
Celso Ternes Leal
Walério S. C. Moreira

LabPlan - UFSC

LISHA - UFSC

CELESC S/A

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: LABPLAN - EEL- CTC-UFSC - Campus Universitário Trindade

Localidad: Florianópolis – SC

Código Postal: CEP 88040-900

País: Brasil

Teléfono: +55 48 3721-9731 / 3721-9933

Fax: +55 48 3721-7538

E-Mail: coelho@labplan.ufsc.br, andrade@labplan.ufsc.br.

RESUMO

Ao longo dos últimos anos as empresas de distribuição de energia elétrica têm considerado cada vez mais a construção de redes subterrâneas para a realização da expansão dos seus sistemas, principalmente nos centros das grandes cidades. Em razão dos maiores custos destes equipamentos e do atendimento aos consumidores prioritários da distribuidora, as Redes de Distribuição Subterrâneas (RDSs) requerem um sistema de monitoramento específico. Este artigo propõe uma monitoração da qualidade de fornecimento de redes subterrâneas de distribuição, com uso de novas tecnologias de medição e transmissão de dados, que permite uma gestão mais eficiente tanto dos transformadores quanto dos alimentadores da rede. A partir do embasamento técnico que alicerça o processo de avaliação dos dados medidos na câmara subterrânea, como tensões, correntes e temperaturas, o texto aborda a eficiência da gestão dos equipamentos da rede. Conforme a normatização disponível, foram realizados estudos sobre os limites de carregamento, estimação das temperaturas internas dos transformadores, perda de vida útil diária, e de riscos de sobrecarga. A partir destes conhecimentos foi elaborado um Sistema Especialista de Monitoramento das Redes de Distribuição Subterrânea (SEMREDS), que auxilia a operação dos centros de distribuição tanto na monitoração, por meio de alarmes on-line, quanto na gestão do planejamento da expansão do sistema, com relatórios diários sobre a condição de uso dos ramais secundários e do transformador de cada câmara. Com objetivo de ilustrar o processo de avaliação do uso do transformador são apresentadas simulações para três condições diárias de carregamento. Ressalta-se ainda, a importância do conhecimento real do estado de utilização dos equipamentos da rede de distribuição subterrânea para a definição das melhores estratégias de uso ao longo de sua vida útil.

PALAVRAS-CHAVE: *transformadores de distribuição, monitoração remota via GPRS, redes subterrâneas de distribuição, qualidade do serviço, monitoração dos ramais secundários.*

1. INTRODUÇÃO

O objetivo principal deste trabalho é apresentar de que forma o monitoramento das RDS permite acompanhar e avaliar, remotamente, o carregamento dos transformadores no interior das câmaras subterrâneas. Por meio da medição das correntes e tensões nos alimentadores secundários e da temperatura do óleo, pode-se realizar uma avaliação do carregamento temporal do transformador. O monitoramento em tempo real via GPRS, permite que se estabeleça a correlação entre demanda de energia e a sobrecarga nos transformadores, correntes nos alimentadores, indicando aos usuários a necessidade ou não de expansão física ou de manobra de circuitos. Além dos impactos positivos diretos relacionados (aumento da eficiência e aumento da qualidade), a distribuidora de energia elétrica terá condições de reduzir as perdas de energia

Outro motivador importante no aspecto de Qualidade da Energia entregue é a definição do perfil de cargas da rede e a diminuição do risco de operação do sistema de distribuição por consequência de manobras desnecessárias, transferindo fluxos de potência por todos os ramais da rede sem maiores considerações. Com a visibilidade do monitoramento em tempo real, este tipo de risco tende a valores menores [1]. Com um sistema de monitoração remota das RDSs, fazendo uso de tecnologias de comunicação digital sem fios, pode-se aperfeiçoar a operação, bem como subsidiar a análise de alternativas de expansão, com forte impacto positivo na qualidade de fornecimento das redes subterrâneas em questão [2].

Em suma, a proposta de monitoração sem fios inova o processo gerenciamento das redes de distribuição subterrâneas não apenas pela medição em locais de difícil acesso, mas principalmente pela capacidade de avaliação em tempo real da forma de utilização dos transformadores e alimentadores. Em função do alto custo inicial de implantação e a prioridade das cargas atendidas, as RDS deveriam, sempre que possível, dispor de monitoramento remoto das suas condições de uso. A figura abaixo ilustra os equipamentos e as ligações do sistema de monitoração para um transformador de 500 KVA refrigeração natural a óleo da ABB.

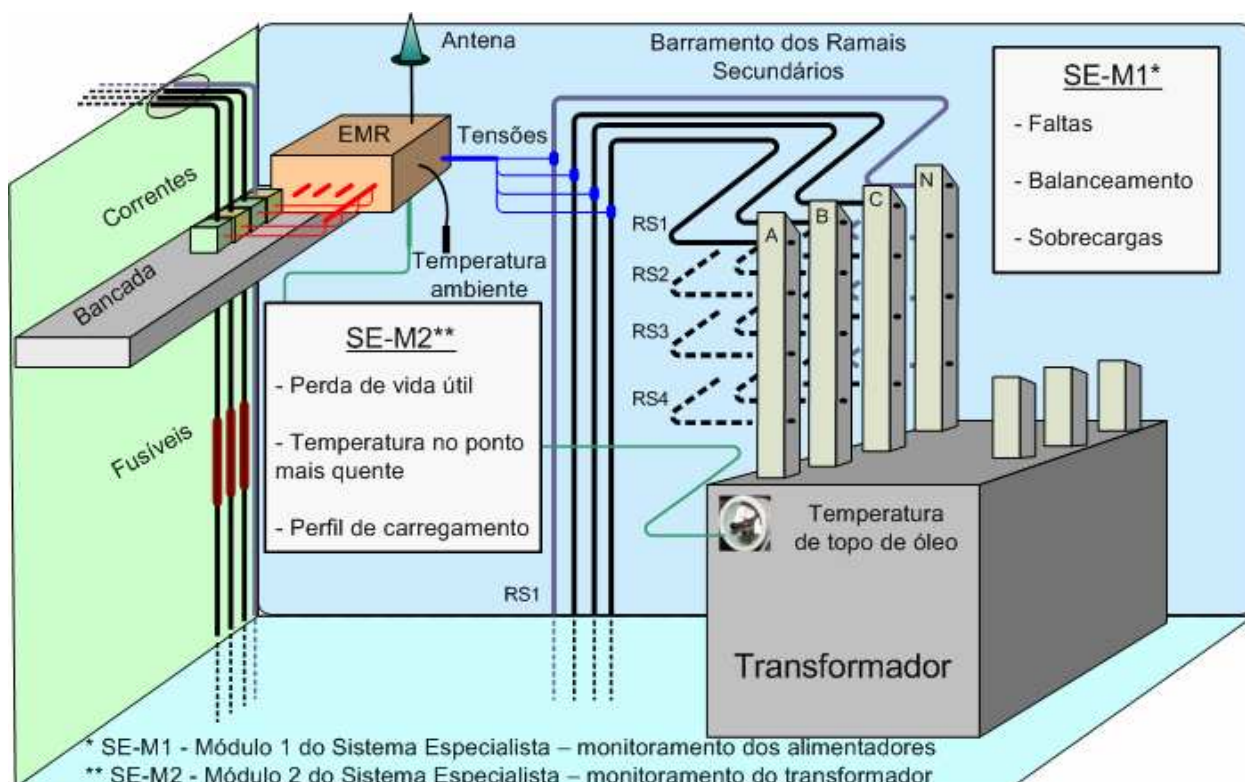


Figura 1 - Diagrama do Sistema de Monitoração na Câmara Subterrânea

2. MONITORAMENTO DAS UNIDADES TRANSFORMADORAS

O primeiro módulo do monitoramento das redes de distribuição subterrâneas tem por objetivo acompanhar e avaliar, remotamente, o carregamento dos transformadores no interior das câmaras. Com a medição das correntes e tensões nos alimentadores secundários e da temperatura do óleo, pode-se realizar uma avaliação da qualidade do uso do transformador, por meio da sinalização de estados de atenção (níveis de cor, por exemplo) nos modos de operação on-line, off-line (relatórios mensais), e no sistema de alarmes. Porém, todas as rotinas de cálculo para avaliação dos equipamentos monitorados devem prescindir de um adequado embasamento técnico. Após o estudo das normas disponíveis para a avaliação dos transformadores e alimentadores pôde-se construir o sistema especialista de monitoração das redes subterrâneas de distribuição da concessionária.

A ANSI – American National Standards Institute em conjunto com o IEEE apresenta recomendações sobre a utilização de transformadores de energia elétrica. Destacam-se para a presente aplicação, a norma C57.91-1995 [3], IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers, e sua correção de 2002 [4]. A relação entre o padrão de carregamento, as condições de temperatura de óleo e de ambiente, e a duração/intensidade das sobrecargas são condições fundamentais para a avaliação da qualidade do uso que se faz dos transformadores de distribuição. Os tópicos seguintes apresentam uma síntese dos principais aspectos abordados na norma americana que auxiliaram na construção do módulo de monitoração das unidades transformadoras do Sistema Especialista

2.1. A Estimação da Vida Útil do Isolamento de Transformadores

O papel isolante do transformador de distribuição é um dos principais componentes utilizados para a isolação dos enrolamentos e partes ativas no interior do mesmo, sendo que o principal inconveniente da sua utilização está nas condições de temperatura às quais o papel pode ser submetido. No caso de haver sobreaquecimento acima do valor nominal do papel há um envelhecimento precoce deste material, como apresentado em [3]. Segundo [5], com o intuito de realizar uma melhor estimativa na vida remanescente do isolamento, vários métodos são propostos. Os principais e mais difundidos têm como desvantagem a necessidade da abertura do transformador. Para solucionar o problema de estimação da vida útil dos transformadores no escopo deste trabalho optou-se por um método de medição indireta, uma vez que as Temperaturas Ambiente (TA) e de Topo de Óleo (TO) estarão disponíveis on-line para o sistema especialista. Este método consiste na observação do envelhecimento do papel isolante mediante o acompanhamento das temperaturas internas do transformador. Isto pode ser feito devido à relação existente entre o aquecimento do papel e sua deterioração. O gráfico das Figuras 3 e 4 mostram o comportamento do envelhecimento do papel isolante mediante a variação de temperatura [3]. Observa-se que com pequeno aumento da temperatura obtém-se uma aceleração do envelhecimento do papel e uma redução da vida útil do transformador.

2.2. A Temperatura no Ponto Mais Quente do Transformador

Durante o período de operação dos transformadores seu desempenho termodinâmico é diretamente influenciado pela temperatura ambiente (câmara subterrânea) e em menor grau pela altitude do local e tipo de material de revestimento do transformador (efeitos da radiação). A validação deste projeto com a monitoração de uma câmara subterrânea (sombra) na cidade de Florianópolis (nível do mar) permite que sejam desprezados os efeitos da altitude e radiação citados anteriormente. Por outro lado, a consideração da temperatura ambiente torna-se ainda

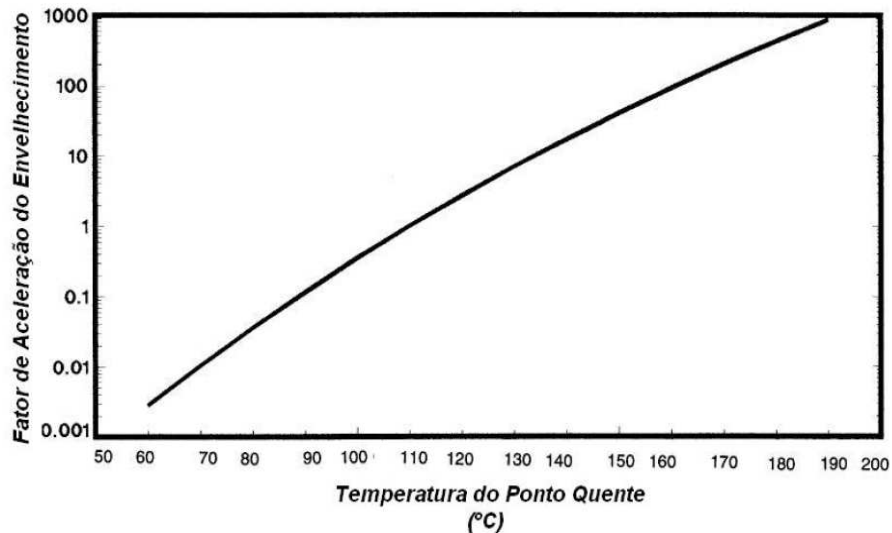


Figura 3 - Fator de aceleração de envelhecimento versus temperatura do ponto quente.

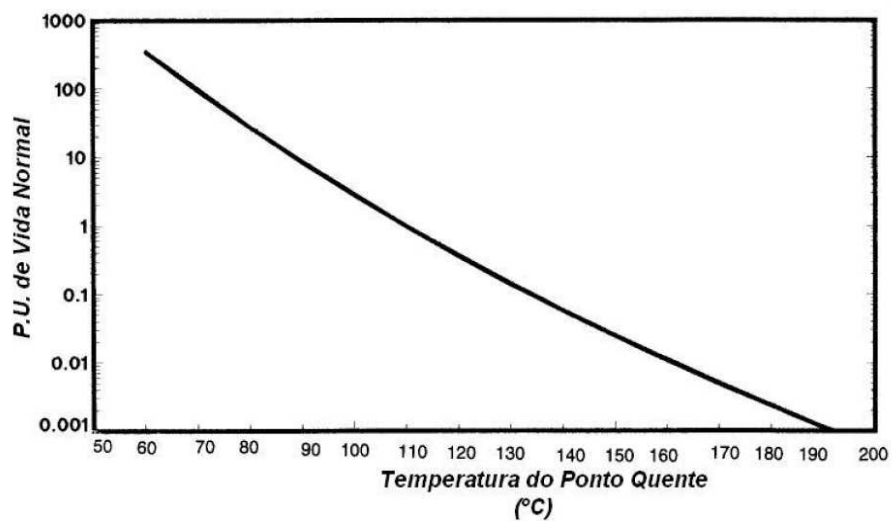


Figura 4 - Vida útil do papel isolante versus Temperatura do ponto quente.

mais relevante em função das piores condições de ventilação das câmaras subterrâneas em comparação com o ambiente externo.

A temperatura ambiente é um importante fator para determinação da capacidade de carregamento dos transformadores, pois seu valor deve ser adicionado à variação de temperatura tanto do óleo quanto do enrolamento. O envelhecimento do isolamento no interior dos transformadores é função da temperatura e do tempo duração no qual o equipamento foi submetido. Na maioria das vezes não ocorre uma distribuição normal da temperatura no interior do transformador, sendo que a temperatura de operação (topo do óleo - TO) medida é inferior à temperatura mais alta a que se sujeita o papel isolante (*hottest-spot temperature*). A maioria dos estudos a respeito deste envelhecimento considera o valor da temperatura no ponto mais quente (TH) do transformador para avaliar a perda de vida útil dos transformadores. Como essa temperatura não pode ser medida diretamente nos transformadores comerciais devido às dificuldades técnicas de instalação de um detector próximo ao enrolamento, são propostas diferentes técnicas para sua estimativa.

A estimativa utilizada neste artigo baseia-se no cálculo das temperaturas internas do transformador de acordo com a recomendação de [3], a qual fornece um modelo simplificado para que se possa estimar a temperatura do ponto quente do enrolamento e também são avaliadas a evolução das temperaturas em alguns pontos internos ao equipamento, utilizando como entrada de dados os valores dos parâmetros típicos para o modelo do equipamento, tais como quantidade

de cobre nos enrolamentos, quantidade de ferro no núcleo e condições de temperatura ambiente média na região.

A forma mais completa para se determinar o aumento da temperatura no ponto mais quente em relação à temperatura de topo de óleo exige o conhecimento da constante de tempo do enrolamento do transformador:

$$\Delta\Theta_H = (\Delta\Theta_{H,U} - \Delta\Theta_{H,i}) \left(1 - \text{EXP}^{-\frac{1}{\tau_w}} \right) + \Delta\Theta_{H,i}$$

EXP = 2,71828 (base do logaritmo natural);

$\Delta\Theta_H$ é a diferença entre as temperaturas no ponto mais quente e de topo de óleo, °C;

$\Delta\Theta_{H,i}$ é a diferença inicial entre as temperaturas no ponto mais quente e de topo de óleo, °C;

$\Delta\Theta_{H,U}$ é a diferença final entre as temperaturas no ponto mais quente do enrolamento e de topo de óleo, considerando um carregamento L, °C;

τ_w é a constante de tempo do enrolamento no ponto mais quente, horas.

2.3. A Avaliação do Carregamento através das Temperaturas

Em virtude dos efeitos cumulativos da temperatura e do tempo, os fatores causais do desgaste no isolamento dos transformadores ainda não estão totalmente estabelecidos. Por isso, é impossível prever com algum grau de precisão a duração de suas vidas mesmo que em condições constantes ou controladas, quanto mais sob condições reais de serviço.

O carregamento básico de um transformador de distribuição da classe 65 °C (dTO) com uma expectativa normal de vida-útil considera uma operação contínua no patamar de carga nominal sujeito a uma temperatura ambiente de 30 °C. Nessas condições considera-se, como um equivalente térmico, que a temperatura no ponto mais quente do transformador manteve-se em 110 °C durante todo o ciclo diário de operação (fator de aceleração do envelhecimento = 1, vide Tabela 1). Os testes de modelagem indicam que os transformadores de potência e distribuição, sob essas condições, têm uma vida útil de 20,55 anos. Na hipótese de carregamento dos transformadores de distribuição acima do valor nominal, além da aceleração da vida útil, outros fatores limitantes devem ser considerados: expansão do óleo, pressão nas partes seladas, capacidade térmica das buchas, cabos, reatores, disjuntores, fusíveis, chaves e transformadores de corrente. A Tabela 1 apresenta alguns exemplos da relação existente entre os fatores de aceleração e de perda diária para a vida útil conforme a duração e intensidade do carregamento e a temperatura no ponto mais quente [3].

Tabela 1 - Fator de Aceleração e Perda Diária da Vida Útil

Hot spot temp °C	F _{AA}	Percent loss of life*						
		0.0133 [†]	0.02	0.05	1	2	3	4
110	1.00	24	—	—	—	—	—	—
120	2.71	8.86	13.3	—	—	—	—	—
130	6.98	3.44	5.1	12.9	—	—	—	—
140	17.2	1.39	2.1	5.2	10.5	20.9	—	—
150	40.6	0.59	0.89	2.2	4.4	8.8	13.3	17.7
160	92.1	0.26	0.39	0.98	1.96	3.9	5.9	7.8
170	201.2	0.12	0.18	0.45	0.89	1.8	2.7	3.6
180	424.9	0.06	0.08	0.21	0.42	0.84	1.27	1.7
190	868.8	0.028	0.04	0.10	0.21	0.41	0.83	1.66
200	1723	0.014	0.02	0.05	0.10	0.21	0.31	0.42

3. MONITORAMENTO DOS ALIMENTADORES DA RDS

O monitoramento em tempo real da RDS permite que se acompanhe a demanda de energia dos alimentadores secundários do transformador, disponibilizando o disparo de alarmes conforme os estados operativos da rede (faltas, manobras de circuitos, atuação da proteção, e etc.). Através do sistema desenvolvido poderão ser realizadas análises individuais do estado de carregamento dos ramais da RDS, subsidiando inclusive o planejamento da expansão da distribuição. Além dos impactos positivos diretos, relacionados ao aumento da eficiência e da qualidade, a distribuidora de energia elétrica terá condições de reduzir o percentual das perdas de energia.

A normatização brasileira que estabelece os limites para as tensões de operação nas redes de distribuição é dada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através do Módulo de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica. O Sistema Especialista elaborado monitora o atendimento segundo os critérios de tensão para operação normal ou em contingência no Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT.

Na literatura, diversos trabalhos têm determinado os indicadores da qualidade do serviço de maior importância para o monitoramento de sistemas de distribuição de energia elétrica em condições semelhantes às encontradas neste projeto [6-8]. Por meio do monitoramento e da avaliação do sistema especialista, deverão ser realizadas algumas tarefas de obtenção de variáveis ou de detecção de eventos indicativos da qualidade de energia:

- 1) Obtenção do valor eficaz da tensão (V_{rms}) através do método do RMS verdadeiro, mais adequado para as ondas senoidais com ou sem distorção [7];
- 2) Ocorrência de interrupção sustentada da tensão – valores abaixo de 0,1 p.u. que, segundo a ANEEL, persistirem por mais de um minuto [9];
- 3) Classificação da tensão na BT quanto ao nível de conformidade. De acordo com [10], para o valor nominal fase-neutro de 220 V nos ramais secundários dos transformadores da RDS, tem-se: Tensão adequada ($201 \leq V \leq 231$); Tensão precária ($189 \leq V \leq 201$ ou $231 \leq V \leq 233$) e Tensão crítica ($V < 189$ ou $V > 233$);

4. SISTEMA ESPECIALISTA DE MONITORAÇÃO DA RDS

A prática operativa da concessionária exige que seus sistemas de controle sejam cada vez mais precisos, rápidos e funcionais. Nesse sentido, foi elaborado um sistema especialista de monitoramento dos transformadores e alimentadores que consiste de rotinas computacionais com indicações aos usuários sobre o estado de utilização dos equipamentos. Este sistema consiste de rotinas computacionais que indicam aos usuários como estão sendo utilizados os equipamentos, a partir de dados medidos on-line por meio da estação de medição remota instalada na câmara subterrânea.

A Figura 5 apresenta um fluxograma geral do sistema especialista implementado no ambiente MatLab. As Figuras 6 e 7 apresentam as características dos módulos de monitoramento dos alimentadores e do transformador da RDS, respectivamente.

Com a experiência adquirida pela equipe de operação da distribuidora, podem-se estabelecer parâmetros de cálculo e limites para as grandezas físicas monitoradas pelo sistema. Situações normais, de atenção ou de emergência podem ser facilmente configuradas no programa do sistema especialista de monitoração do transformador.

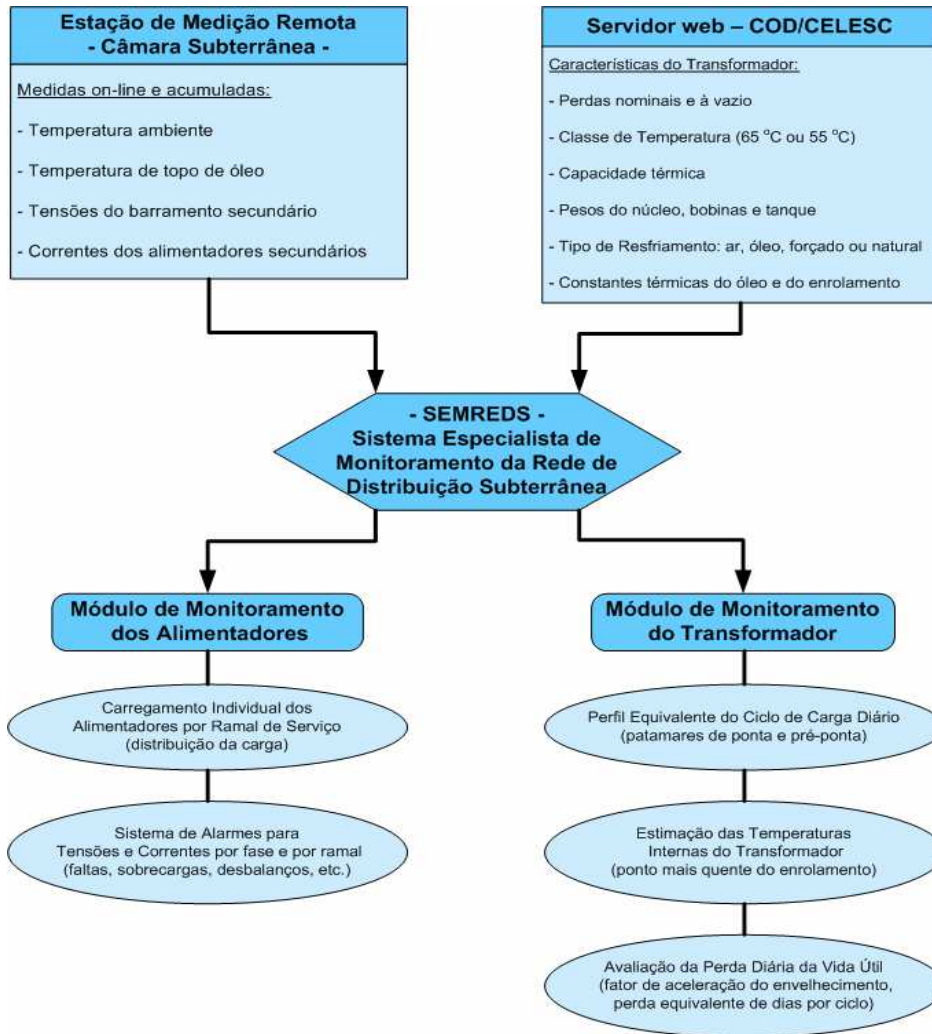


Figura 5 - Fluxograma do Sistema Especialista

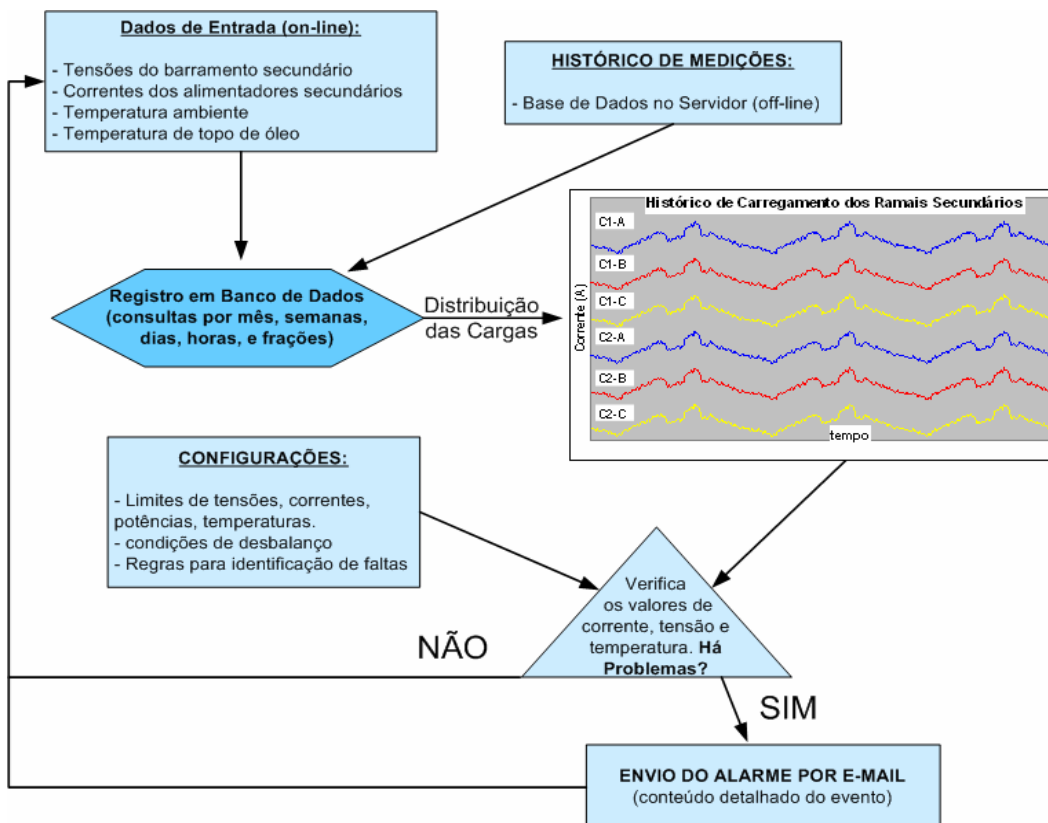


Figura 6 – Fluxograma do Módulo 1: Monitoramento dos Alimentadores

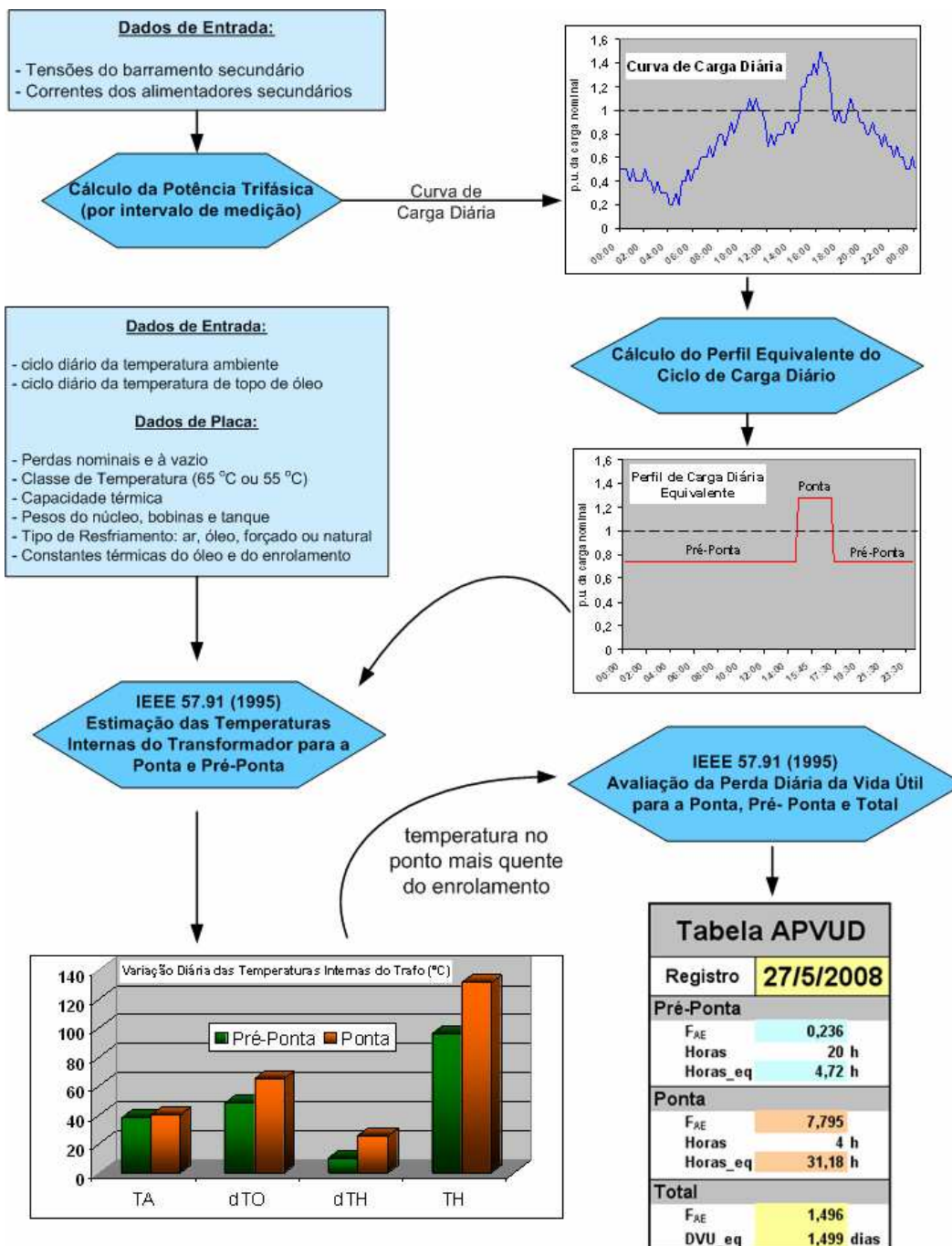


Figura 7 – Fluxograma do Módulo 2: Monitoramento do Transformador

5. RESULTADOS

Com objetivo de demonstrar as funcionalidades do Módulo 2 do SEMREDS foram construídas e testadas três curvas de carga diárias típicas para as condições de carregamento do transformador: normal, sobrecarga média, e sobrecarga alta. Em todos os três casos simulados considerou-se o mesmo intervalo, entre 14h e e18h, para o período de ponta. Dessa forma, o carregamento do transformador foi avaliado considerando uma pré-ponta de 20 horas e uma ponta de 4 horas. Outras premissas consideradas nesta simulação constam da Tabela 2.

Os resultados agrupados na Figura 8 têm por objetivo demonstrar como a perda de vida útil é dependente das temperaturas internas do transformador e conseqüentemente da intensidade e da duração da sobrecarga à qual ele é submetido. Pode-se observar que o comprometimento da vida útil diária do transformador (DVU_eq) para a curva de carga mais leve, com pouca carga

durante a maior parte do ciclo, equivale a 0,305 de um dia de uso nominal. Por outro lado, as sobrecargas podem ter grande impacto na vida útil do equipamento. É como se em um único dia o carregamento comprometesse o equivalente a 1,499 dias e 19,67 dias de uso nominal para as condições de sobrecarga média e pesada, respectivamente. Ou seja, pequenas variações de temperatura em torno dos valores nominais permitem grandes variações na taxa de desgaste do transformador.

Tabela 2 – Parâmetros Considerados para Simulação dos Transformadores (500 KVA)

Parâmetro	Fonte	Valor
Perdas máximas à vazio	NBR 9369	1300 W
Perdas máximas nominal	NBR 9369	6400 W
n e m (expoentes p/ estimar as temperaturas)	IEEE C57.91-1995	0,8
Constante de tempo do óleo	IEEE C57.91-1995	3,5 horas
Temperatura ambiente média	estimada	38 °C a 40 °C
Peso do transformador	CELESC	2780 Kg
Diferença nominal das temperaturas no ponto mais quente e de topo de óleo	IEEE C57.91-1995	15 °C
Diferença nominal das temperaturas de topo de óleo e ambiente	IEEE C57.91-1995	65 °C (classe)

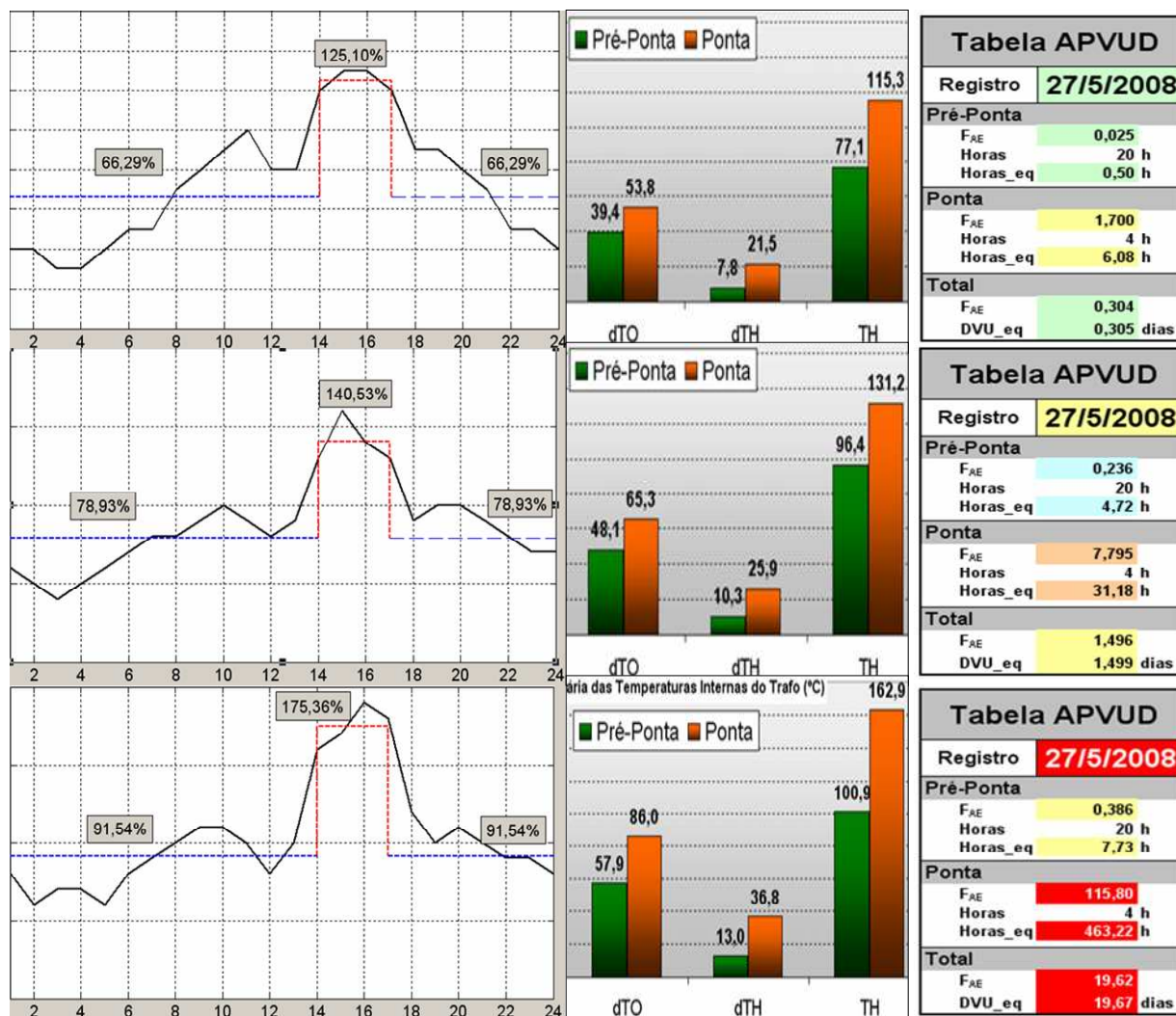


Figura 8 – Resultados Simulados para Avaliação Diária da Utilização do Transformador.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Embora não exista um ambiente competitivo no segmento de distribuição de energia elétrica da maioria dos países, a busca pela eficiência na prestação dos serviços e adequação às normas de atendimento aos consumidores, apresentam-se como os principais argumentos para justificar o investimento na monitoração das RDSs por parte das concessionárias. O monitoramento da rede subterrânea e a aplicação desta metodologia por meio de um sistema computacional de interface amigável, possibilitam acompanhar e avaliar, remotamente via o sistema wireless desenvolvido, o carregamento dos equipamentos por meio da medição das correntes, tensões e da temperatura do óleo e ambiente.

A gestão dos equipamentos do sistema de distribuição tem sido modificada de acordo com as necessidades das empresas devido ao aprimoramento das políticas de fornecimento de energia a consumidores residenciais e industriais. Assim passa-se a uma nova abordagem para aplicação de carga aos transformadores, incluindo-se o termo de sobrecarga térmica. Isto leva a um melhor aproveitamento das suas características, limitando a aplicação de carga sobre o equipamento de acordo com a sua real capacidade.

Portanto, entende-se que aumento da eficiência do negócio de distribuição passa pela escolha da maneira se usufruir dos seus equipamentos. Nesse sentido, a monitoração das redes de distribuição subterrâneas apresenta-se como um importante meio para a descoberta e o aprimoramento de uma nova forma de gestão mais eficiente do sistema.

BIBLIOGRAFIA

- [1] GAUCHE, Edward; ANDRADE, Fabiano F.; COELHO, Jorge; et al. “Monitoração de Redes Subterrâneas para a Melhoria da Qualidade na Distribuição”. VII CBQEE – Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica. Santos, 2007.
- [2] ANDRADE, F. F.; MATOS, R.; COELHO, J.; et al. “Monitoração Remota dos Transformadores das Redes Subterrâneas de Distribuição de Energia Elétrica”. CLADE – Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica. CIER. Mar del Plata, 2008.
- [3] IEEE Std.C57.91-1995, “Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”, 1995.
- [4] IEEE Std.C57.91 – 1995/Cor 2002, “Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”. IEEE, New York, 2002.
- [5] SILVA, Juliano Ricardo. “Modelagem para Monitoramento Térmico de Transformadores em Operação e Avaliação do Envelhecimento em Função do Carregamento”. Dissertação. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2005.
- [6] MELHOM, C. J.; HOFMANN, P.; SAMOTYIJ, M. “Characterization of power quality problems associated with large commercial customers served from large underground distribution network systems”. Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference - IEEE, 1994.
- [7] NAKAMURA, S. et al. “Conductor Temperature Monitoring in Underground Power Transmission XLPE Cable Joints”. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 7, Nº 4, 1992.
- [8] BEZERRA, U. H. et al. “Desenvolvimento do Protótipo de um Instrumento para o Monitoramento da Qualidade de Energia Elétrica de uma Concessionária de Energia Elétrica”. Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica – I CITENEL. Brasília, 2001.
- [9] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução nº 24, de 27/01/2000”.
- [10] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Resolução nº 505, de 26/11/01”.