



Disponibilização “Wireless” de Temperaturas do Óleo e Enrolamentos de Transformadores de Potência Para Operação em Tempo Real e de Modo Remoto

José Mak e Thomaz G. A. de Faria, B&M¹
 Lázaro Partamian Carriel e Izonel Henriques Pereira Júnior, QUANTUM²
 Flávio Faria, ELEKTRO³

Resumo: Este projeto apresenta o desenvolvimento de metodologia que possibilita as medições de temperatura dos transformadores em tempo real, dispensando a instalação de sensores nos transformadores, a adaptação dos instrumentos existentes a um novo hardware e a disponibilização de um canal de comunicação entre as subestações e o centro de controle da Elektro¹²³.

Palavras-chave: Transformadores de Potência, Temperatura do Óleo, Temperatura do Enrolamento, Operação em Tempo Real.

I. INTRODUÇÃO

A evolução da manutenção nas últimas décadas eliminou a prática de retirada anual de operação dos transformadores para ensaios preventivos. Atualmente somente se retira um transformador de serviço por indicação de falha incipiente. Com isso, a calibração dos termômetros de óleo e da imagem térmica dos enrolamentos que deveria ser efetuada a cada dois anos tem sido sistematicamente postergada, resultando em um parque de transformadores protegidos por termômetros não confiáveis.

Por outro lado, a falta de recursos para expansão dos sistemas resultou nas recomendações do COPESP (Comissão de Operação e Planejamento do Estado de São

Paulo) em 1991, de que as concessionárias deveriam se preparar para operar e planejar por temperatura nominal, abandonando o critério de potência nominal. Entretanto o cumprimento destas recomendações é fortemente dependente da confiabilidade destes termômetros.

Estudos foram desenvolvidos durante a década de 90 no sentido de monitoramento das principais grandezas medidas em subestações, num esforço de disponibilizá-las à distância, em centros de supervisão e controle. Entretanto o alto custo por subestação desencorajou o setor elétrico a utilizar o critério de operar os transformadores por temperatura.

A plena utilização da capacidade disponível enseja, entretanto, o controle da temperatura em tempo real, evitando as possíveis particularidades de ajustes e imperfeições da correlação do carregamento registrado no tempo e a temperatura equivalente esperada para cada condição operativa do sistema elétrico.

A partir da determinação de algoritmos adequados e com base nas informações disponibilizadas e nas análises dessas informações, apresenta-se neste relatório o estabelecimento dos requisitos, modelamento e desenvolvimento de software da função de cálculo das temperaturas do enrolamento. Estas medições de temperatura dos transformadores em tempo real dispensa a instalação de sensores nos transformadores, a troca de termômetro e imagem térmica por equipamentos digitais, a adaptação dos instrumentos existentes a um novo hardware e a disponibilização de um canal de comunicação entre as subestações e o centro de controle.

Esta metodologia inovadora permite acompanhamento em tempo real, em qualquer microcomputador que tenha acesso à internet. A Figura 1, no final deste documento, representa uma visão geral do

¹ José Mak e Thomaz G. A. de Faria trabalham na B & M Pesquisa e Desenvolvimento (E-mail: josemak@terra.com.br e thomaz2@terra.com.br).

² Lázaro Partamian Carriel e Izonel Henriques Pereira Junior trabalham na Quantum Tecnologia e Inovação).

³ Flávio Faria trabalha na Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

projeto.

Além do estabelecimento do “estado-da-arte” deste projeto de pesquisa e desenvolvimento, foram apresentados os formulários para coleta e tratamento de dados e para aplicação da metodologia e, em seguida, foram coletados, e analisados, dados de vários transformadores, onde foram apresentados dois exemplos completos de como esta coleta de dados é realizada e os principais procedimentos para ajustar alguns parâmetros.

Deste elenco, foram selecionadas algumas unidades mais significativas para a realização de inspeção e ensaio completo. A relação das unidades selecionadas encontra-se na tabela que se segue.

TABELA 1
UNIDADES SELECIONADAS

Subestação	Unidade	Fabricante
Andradina	TR1	BBC
Andradina	TR2	BBC
Araras 2	TR1	TUSA
Guarujá 2	TR1	TRAFO
Mogi Guaçu 2	TR1	ASEA
Pirassununga	TR2	ITEL
Rio Claro 3	TR1	TRAFO
S.J. Boa Vista	TR1	ITEL
S.J. Boa Vista	TR2	ITEL

A metodologia foi testada quanto à sua aplicabilidade em condições reais no sistema com um sucesso superior ao esperado e já está disponível na Internet, para uso restrito da Elektro até a conclusão do processo de registro da patente do processo **TempOnline®** e a respectiva propriedade intelectual, conforme acordo estabelecido no plano de trabalho.

II. ASPECTOS METODOLÓGICOS

No plano de trabalho original foram apresentadas as seguintes etapas para desenvolvimento do projeto:

- Estabelecimento dos transformadores piloto e levantamento completo de suas características de projeto e construtivas, dados de placa, ensaios em fábrica, histórico operativo e de manutenção.
- Levantamento em campo das temperaturas reais através de medições com instrumentos padrões, coincidentes

com temperaturas ambientes e correntes de carga envolvidas, tendo por objetivo a determinação de não conformidades do modelo a ser desenvolvido, respeitando os limites e as características dos equipamentos em estudo.

- Estudo dos algoritmos disponíveis na literatura mundial e escolha do mais promissor para desenvolvimento de metodologia de cálculo das temperaturas do óleo e enrolamento.
- Incorporação de critérios à metodologia centrada em múltiplos objetivos, de modo a permitir a implementação em um instrumento moderno de envio e recepção de dados.
- Desenvolvimento de software para captura dos dados de entrada para os cálculos, e para disponibilização da informação em todos os níveis da concessionária de energia.
- Desenvolvimento de estudo piloto de aplicação da metodologia proposta em parte representativa da empresa, verificação de não conformidades utilizando-se o software desenvolvido, a fim de validar a metodologia desenvolvida.
- Acompanhamento da implementação metodologia por meio do treinamento de equipes.

O modelo proposto aplica-se a transformadores e autotransformadores de:

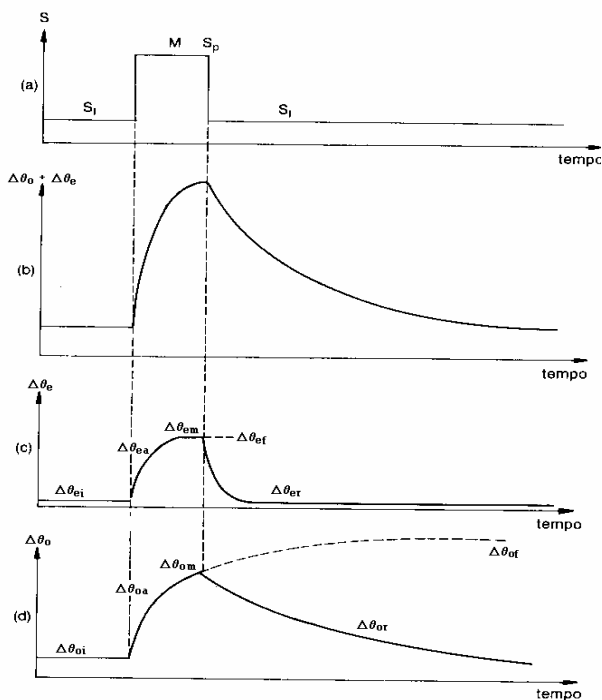
- Classe 55°C:** são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 55°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 65°C; e
- Classe 65°C:** são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 65°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 80°C.

Ainda, neste modelo, foram utilizadas as seguintes definições:

- **Temperatura do óleo:** Temperatura do ponto mais quente de toda a massa de óleo isolante no tanque do transformador.
- **Imagem Térmica:** Dispositivo desvinculado fisicamente do enrolamento no qual simula-se a temperatura do ponto mais quente do cobre.
- **Potência Nominal:** Capacidade do transformador, em MVA, submetido a 40°C ambiente e a corrente nominal, conforme estabelecido na NBR 5356.
- **Temperatura Nominal:** Temperatura de 105°C conforme estabelecido na NBR 5416/97.
- **Temperatura Ambiente:** A temperatura ambiente é um fator importante para a

determinação da capacidade de carga do transformador, uma vez que a elevação de temperatura para qualquer carga deve ser acrescida à ambiente para se obter a temperatura de operação. Preferencialmente, utiliza-se a medição da temperatura ambiente real para se determinar a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a capacidade de carga do transformador.

- **Ciclo de Carga:** Os transformadores, usualmente, operam em um ciclo de carga que se repete a cada 24 horas. Este ciclo de carga pode ser constante ou pode ter um ou mais picos durante o período de 24 horas.
- **Elevações de Temperaturas do Óleo e do Enrolamento:** Quando aplicado um ciclo de carga ao transformador, as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento crescem e decrescem exponencialmente, conforme mostrado na Figura 2.



- (a) Ciclo genérico com dois níveis de carga;
- (b) Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o ambiente;
- (c) Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo;
- (d) Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente

Figura 2 - Ciclo genérico com dois níveis de carga e temperaturas resultantes

III. RESULTADOS ALCANÇADOS

Para a seleção das instalações piloto e dos transformadores cujos dados subsidiaram o estudo, utilizou-se o critério de divisão em três famílias constituídas por fabricante e por tensão:

- Tipo 1: Subestações de 138 kV
- Tipo 2: Subestações de 88 kV
- Tipo 3: Subestações de 69 kV

Várias subestações, separadas em grupos, tiveram as respectivas temperaturas do enrolamento de seus transformadores avaliados em tempo real, em função das temperaturas internas, como apresentado no exemplo da Figura 3.

Foi realizada uma investigação do nível de confiabilidade dos valores resultantes dos sistemas estudados. Tomou-se como referência o transformador TR1 da subestação Andradina. Foram calculados, a partir de dados deste transformador e de outros que fazem parte do plano piloto, os valores térmicos resultantes da aplicação dos algoritmos do modelo para cálculo das temperaturas do óleo isolante e do ponto mais quente do enrolamento.

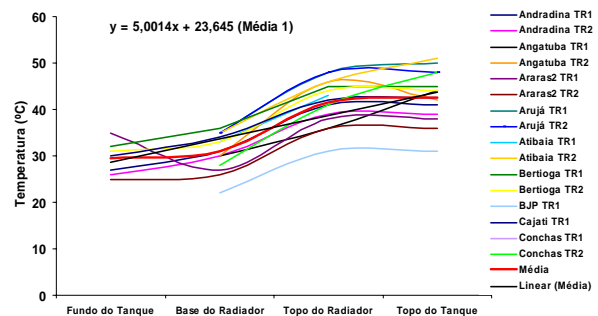


Figura 3 - Medição das temperaturas internas dos transformadores do Grupo 1

Os dados de entrada e os resultados obtidos estão descritos a seguir.

Foram comparadas as temperaturas medidas e calculadas, para cada unidade, conforme exemplo da Figura 4.

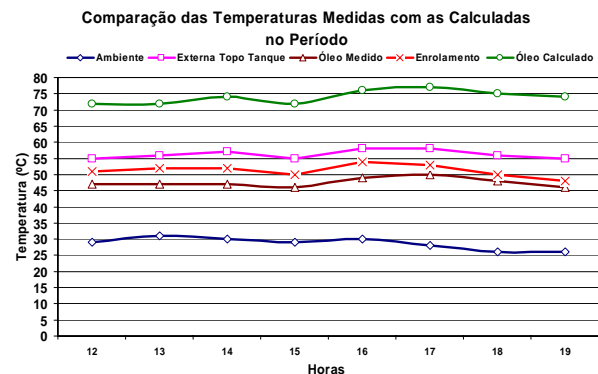


Figura 4 - S/E Rio Claro (TR1).

A partir dos dados levantados da verificação das medições de temperatura do óleo, pode-se constatar na Figura 5, a seguir, os resultados das análises para o transformador TR2 da S/E Andradina.

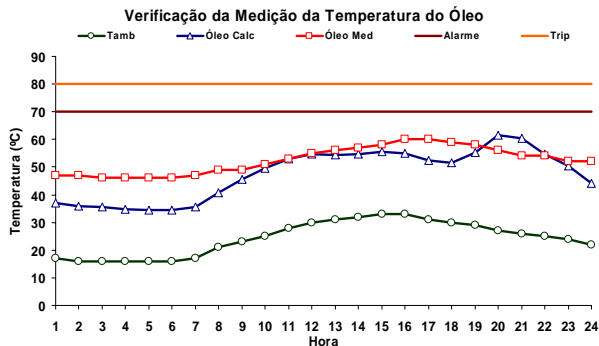


Figura 5 - Verificação da medição da temperatura do óleo.

Como resultado da análise constatou-se:

- Os erros entre os valores medidos e o calculado se situam na faixa de $-6,52$ a $+11,44^{\circ}\text{C}$;
- Como a temperatura do óleo é praticamente uma medição direta, o erro deve ficar na faixa de 3°C no máximo;
- Se houver dias de grande insolação e carregamentos maiores, os erros tenderão a ser maiores do que os apresentados.

A partir dos dados levantados da verificação das medições de temperatura do enrolamento, pode-se constatar na Figura 6, a seguir, os resultados das análises para o transformador TR2 da S/E Andradina, onde DT é a diferença da temperatura do enrolamento menos a temperatura do óleo e “Desvio” é a diferença entre os valores de DT calculados e encontrados.

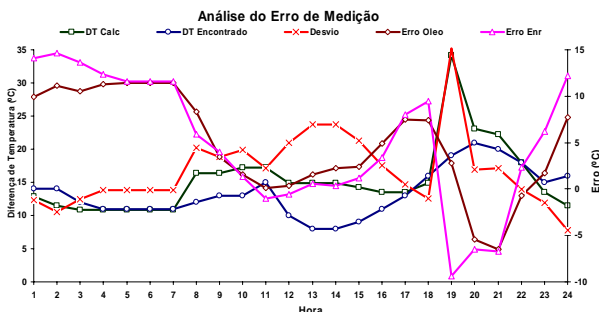


Figura 6 - Análise dos erros e desvios de medição.

Observou-se que os maiores desvios encontram-se nos horários de maiores carregamentos e maiores temperaturas ambientes, particularmente por volta das 19:00 horas e que os erros de medição de temperatura do óleo e dos enrolamentos são

altamente discrepantes, com comportamento inverso nas horas de maior e menor carregamento.

Em seguida, procedeu-se a verificação do termômetro do enrolamento, conforme observado na Figura 7.

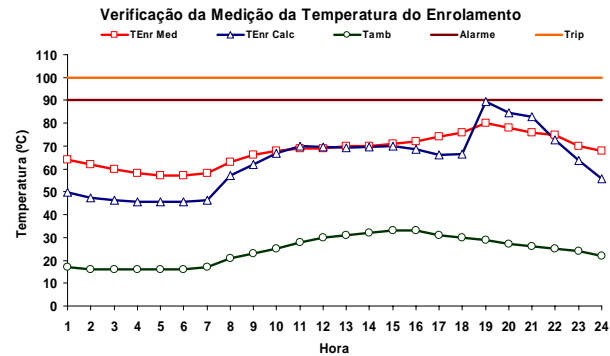


Figura 7 - Verificação da medição da temperatura do enrolamento.

Como resultado da análise constatou-se:

- O erro entre os valores medidos e o calculado se situam na faixa de $-9,49$ a $+14,60^{\circ}\text{C}$;
- O transformador apresenta temperatura média de funcionamento do enrolamento em torno de 67°C , em razão do perfil de carga aplicado, de características construtivas e sua instalação;
- Como a temperatura dos enrolamentos é usada como a principal proteção para o transformador, ou seja, é responsável pela partida do sistema de resfriamento e proteção ao carregamento aplicado, recomenda-se que o erro se situe na faixa entre 1 e 3°C no máximo;
- Se houver dias de grande insolação e carregamentos maiores, os erros tenderão a ser maiores do que os apresentados;
- Para que uma calibragem destes termômetros possa ser efetuada na prática, não deve ser considerado o período da madrugada para avaliação de temperatura. Aconselha-se utilizar para análise os horários das 9:00 até as 21:00 horas. Este procedimento deve-se ao indício de que os instrumentos de medição estão com poços de óleo superdimensionados, ocasionando uma inércia na resposta. Por se tratar de problema que calibração e aferição não resolvem, concentrou-se no período com solução prática.

Foram feitas algumas recomendações sobre os termômetros, uma vez que estão necessitando de aferição e calibração. O termômetro de enrolamento está necessitando de calibração. O termômetro de óleo não atuará na hora devida, por

estar com constante térmica menor do que necessária, antecipando em três horas o valor máximo do ciclo diário.

Os ajustes padrões que deverão ser feitos na aferição da unidade TR2 são:

- Para o termômetro do enrolamento:
 - Entrada da ventilação: 65°C
 - Alarme: 105°C
 - Trip: 136°C
- Para o termômetro do óleo:
 - Alarme: 75°C
 - Trip: 90°C

O erro deixado após os novos ajustes deverá se situar na faixa de $\pm 3^\circ\text{C}$ em relação ao padrão.

Os ajustes de temperatura deverão ser os seguintes:

Ação	Temperatura ($^\circ\text{C}$)	
	Óleo	Enrolamento
Entrada dos Ventiladores	-	65
Alarme	75	105
Trip	90	136

IV. DESENVOLVIMENTO DO PROGRAMA

Com base nos resultados obtidos em campo nos transformadores da S/E Andradina em confronto com os algoritmos propostos, pode-se concluir que o modelamento térmico adotado é adequado e que o sistema computacional que seria desenvolvido a partir destes algoritmos estudados seria confiável.

Dessa forma, procedeu-se o desenvolvimento do software da função de cálculo das temperaturas do enrolamento, assim como do teste aplicabilidade da metodologia em condições reais no sistema.

V. CONCLUSÕES

Existem várias metodologias, ou projetos, para medição das temperaturas internas de transformadores, mas apesar de serem até bem eficientes, por utilizarem equipamentos e processos sofisticados, são geralmente dispendiosos tornando sua adoção inviáveis economicamente.

Por várias restrições, já mencionadas, somadas à conjuntura adversa, as concessionárias têm evitado estes tipos de soluções, com graves conseqüências aos

equipamentos e ao próprio sistema. Então era necessário encontrar uma alternativa viável, ou pelo menos mais atrativa.

A concepção básica deste projeto, logo de início, era propor uma solução relativamente econômica, flexível e confiável que desempenhasse as mesmas funções destes projetos sem utilizar sensores, eliminando, além dos elevados custos, toda a rotina de aquisição, instalação, canais de comunicação, adaptação, inspeção, manutenção, controle e supervisão.

A metodologia e o software foram exaustivamente testados em confronto com medições em campo com pleno sucesso, apontando para o fato de que esta é realmente a solução (esperada) mais adequada e plenamente viável técnica e economicamente que pode substituir a utilização dos dispendiosos processos que utilizam sensores.

O grande mérito deste projeto é a vantagem (além daquelas inerentes do projeto) de permitir o acompanhamento em tempo real, em qualquer lugar, por qualquer pessoa autorizada (que tenha login e senha do programa) em um microcomputador que tenha acesso à Internet. Em outras palavras, não é restrito às instalações da concessionária, pode ser acessado em qualquer lugar do mundo, a qualquer instante, até das residências dos profissionais, como foi feito durante a fase de desenvolvimento.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Jardini, José A. , Brittes, J. L. P., "Power Transformer Temperature Evaluation for Overloading Conditions", IEEE, Nov. 2002.
- [2] NBR 5416, "Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência – Procedimento". Jul. 1997.
- [3] McNutt, W.J. Internacional Seminar on Transformer Loading, Rio de Janeiro, Eletrobrás, Set. 1990.
- [4] Brittes, J. L. P., "Função de Controle de Carregamento de Transformadores de Força por Temperatura", STPC, Natal-Brasil, Nov. 2000.
- [5] Withman, L. C., Holcomb, J. E.. "Transient Temperature Rise of Transformer", AIEE Transactions, Fev. 1963.

- [6] Silva, J. A. P. "Estudo Térmico de Transformadores", Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 1981.
- [7] McNutt, W.J. Internacional Seminar on Transformer Loading, Rio de Janeiro, Eletrobrás, Set. 1990.
- [8] CEI/IEC 76-1, "Power Transformers – Part 2 – Temperature Rise". 1993-04.
- [9] IEEE std C57.91-1995 IEEE "Guide for Loading Mineral – Oil Immersed Transformer", 1995.
- [10] IEC 354 "International Standard Loading Guide for Oil Immersed Power Transformers", 1991-09.
- [11] PC 57.119 "Draft Recommended Practice for Performing temperature Rise Tests on Oil Immersed Power Transformers at Loads Beyond Nameplate Rating", IEEE, October 1996
- [12] Swift G, Molinski T. S., Lehn W. "A Fundamental Approach to Transformer Thermal Modeling - Part I: Theory and Equivalent Circuit", IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 16, April 2001, pp 171-175.

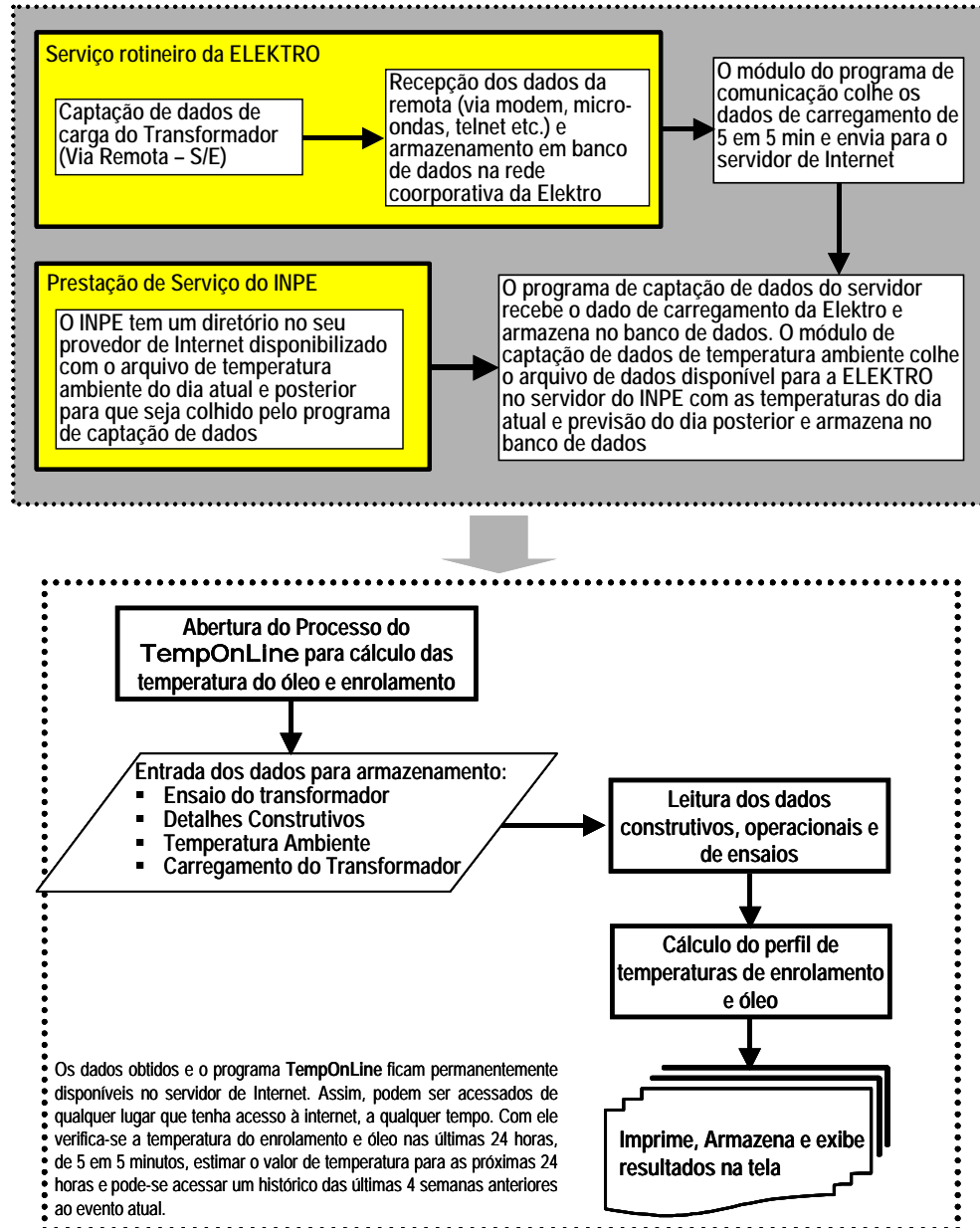


Figura 1 - Visão geral do projeto.