



XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2010 – 22 a 26 de novembro

São Paulo - SP - Brasil

Maximização da Utilização do Transformador de Potência

Adriano Cabrino	Akira Higa	Aluizio Vilela
ELEKTRO	ELEKTRO	ELEKTRO
adriano.cabrino@elektro.com.br	akira.higa@elektro.com.br	aluizio.vilela@elektro.com.br

Gilberto Martins	Lauro Ribeiro	Leandro Rodrigues
ELEKTRO	ELEKTRO	ELEKTRO
gilberto.martins@elektro.com.br	lauro.ribeiro@elektro.com.br	leandro.rodrigues@elektro.com.br

Luiz Alexandre	Luis Lopes
ELEKTRO	Tree Tech
luiz.alexandre@elektro.com.br	luis.lopes@treetech.com.br

Palavras-chave

Maximização do Ativo
Modicidade Tarifária
Sistema de Monitoramento On-Line
Transformador de Potência

Resumo

O presente trabalho visa estudar os resultados da implementação do projeto piloto de maximização da utilização do transformador de potência, sem comprometer a vida útil do equipamento e a confiabilidade do sistema elétrico, utilizando-se o sistema de monitoramento on-line. O artigo descreve os pontos considerados na implementação do projeto piloto, a subestação escolhida, a definição do sistema de monitoramento on-line, o detalhamento das alternativas e análise dos resultados obtidos quanto aos quesitos técnico-econômico e regulatório, com atenção à modicidade tarifária. Por fim, houve análise dos resultados obtidos, entre eles a definição do sistema de monitoramento on-line do projeto piloto como a melhor alternativa para maximização da utilização do transformador de potência e o desencadeamento de outros estudos para aplicação do sistema.

1. Introdução

O presente trabalho cinge-se à análise da execução do projeto piloto de maximização da utilização do transformador de potência, que foi implementado em 2006 e cujo término está previsto para abr/2010, quando a subestação será ampliada. Ainda, analisou-se a forma segundo a qual o referido projeto foi executado. Para isso, houve levantamento dos pontos considerados na implementação do projeto piloto, como transformador de potência, planejamento da expansão do sistema elétrico, sistema de monitoramento on-line e outras informações complementares. Na sequência, descreveu-se as

características da subestação escolhida. Quanto à definição do sistema de monitoramento on-line, foram elencados os pontos determinantes para a sua escolha. Em seguida, visando análise do projeto piloto, foram detalhadas as alternativas existentes.

Os resultados do projeto piloto foram analisados quanto aos quesitos técnico-econômico e regulatório, este com especial enfoque na modicidade tarifária (deve ser garantida conforme Contrato de Concessão de Distribuição), a qual não é comumente considerada nos estudos técnicos. Esses mesmos resultados determinaram a utilização do sistema de monitoramento on-line do projeto piloto, porque o indicaram como a melhor alternativa para maximização da utilização do transformador de potência. Além disso, originaram outros estudos para aplicação do sistema, como por exemplo, a revisão do escopo dos novos projetos de digitalizações das subestações, o processo de solicitação de acesso, o processo de manutenção e a postergação de investimento de preservação.

2. Desenvolvimento

Na realização do primeiro ciclo de revisões tarifárias, a ANEEL emitiu a Resolução nº 493, de 03 de setembro de 2002, que estabeleceu a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração regulatória (BRR), visando remunerar os investimentos prudentes requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição com qualidade. Isso significa que o nível de investimento a ser remunerado mediante a cobertura tarifária não deve incentivar o excesso de investimentos no setor, nem tampouco o atraso ou a interrupção dos projetos [1].

Para avaliação dos ativos imobilizados em serviço, como máquinas e equipamentos da subestação, para fins de incluir na base de remuneração regulatória (BRR), é aplicado um índice de aproveitamento (IAS) que considera o fator de utilização da subestação e a expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação para os próximos 10 (dez) anos. Esse índice está limitado a 100% e é calculado da seguinte forma [2]:

$$FUS = DM / PTI \quad \text{eq. 1}$$

$$ECC = (1 + TCA_1) \times (1 + TCA_2) \times \dots \times (1 + TCA_{10}) \quad \text{eq. 2}$$

$$IAS(\%) = FUS \times ECC \times 100 \quad \text{eq. 3}$$

onde:

IAS → Índice de aproveitamento para subestação (%);

FUS → Fator de utilização da subestação (%);

DM → Demanda máxima em MVA verificada nos dois últimos anos;

PTI → potência total instalada em MVA (ONAF);

TCA → estimativa percentual de crescimento anual de carga máxima atendida pela subestação;

ECC → Expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação para o período projetado de 10 anos, comprovada pelos demonstrativos de aumento de demanda dos quatro últimos anos. Para efeitos de verificação de consistência, será utilizada a evolução de carga dos últimos 4 anos, bem como as premissas de desenvolvimento econômico da área atendida pela respectiva subestação.

Diante desse novo cenário regulatório, as empresas de distribuição de energia elétrica foram novamente desafiadas a buscar harmonia entre as questões técnicas e econômicas, especialmente voltadas ao planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico.

Para revisar os critérios de planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico, foi desenvolvido um projeto piloto que maximiza a utilização do transformador de potência para o atendimento desse novo critério de avaliação dos investimentos prudentes.

A execução do projeto piloto foi estruturada da seguinte maneira:

- Levantamento dos pontos considerados na implementação do projeto piloto;
- Escolha da subestação;
- Definição do sistema de monitoramento on-line;
- Detalhamento das alternativas
- Análise dos resultados obtidos.

2.1 Levantamento dos pontos considerados na implementação do projeto piloto

Transformador de Potência

- O limite dos acessórios (transformadores de corrente e buchas) superior 50% à corrente nominal;
- Os relés de proteção microprocessados;
- Sistema de preservação do óleo selado (vedação com bolsa);
- Sistema de ventilação forçada e vedação, cablagem, acessórios e comutador em boas condições de operação e manutenção;
- Envelhecimento térmico da isolamento com grau de polimerização acima de 500;
- Histórico de manutenção sem ocorrências que influenciam na confiabilidade e/ou desgaste prematuro;
- Sem limitação de sobrecarga detectada a partir do diagnóstico de gás-cromatografia;

Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico

- Sistema elétrico (linha de transmissão e transformador) dimensionado para operar em sobrecarga sem perda na qualidade do fornecimento;
- Sistema com carga sazonal (mitigação dos riscos);
- Atendimento do critério de expansão do sistema (início da execução do empreendimento quando o carregamento da subestação for maior do que 90% e o término quando o carregamento atingir 100%) [3];
- Subestação com Índice de Aproveitamento (IAS) abaixo de 100% na Revisão Tarifária de 2007.

Sistema de Monitoramento On-Line

- Além das características básicas (aquisição e armazenamento), o sistema deverá ter a capacidade de realizar tratamento de dados, de maneira a permitir o diagnóstico do estado atual do transformador e, em alguns casos, baseado na progressão dos valores coletados no decorrer do tempo, o prognóstico de eventuais problemas que se encontrem ainda em sua fase inicial de desenvolvimento;
- No cálculo da perda de vida útil da isolamento do transformador de potência, deverá ser considerado o cálculo do teor de água no papel para correção automática da aceleração da perda térmica em caso de teores de água elevados.

Informações Complementares

- Na norma NBR-9368/86 [4], apenas 5 potências nominais preferenciais ONAN/ONAF para 34,5/13,8 kV e 69/13,8 kV; e 6 para 138/13,8 kV;
- Existência de sistemas com baixa taxa de crescimento vegetativo;

- A operação de qualquer equipamento fora de suas condições nominais é sempre uma situação de risco;
- Transformador de potência é o ativo mais valioso e importante de uma subestação.

2.2 Escolha da subestação

A partir dos pontos considerados para implementação do projeto piloto, escolheu-se a subestação cuja carga é tipicamente residencial com demanda máxima no inverno (ver figuras 1 e 2). A subestação possui 2 transformadores de 138/13,8 kV de 15/18,75 MVA, que operam em paralelo.

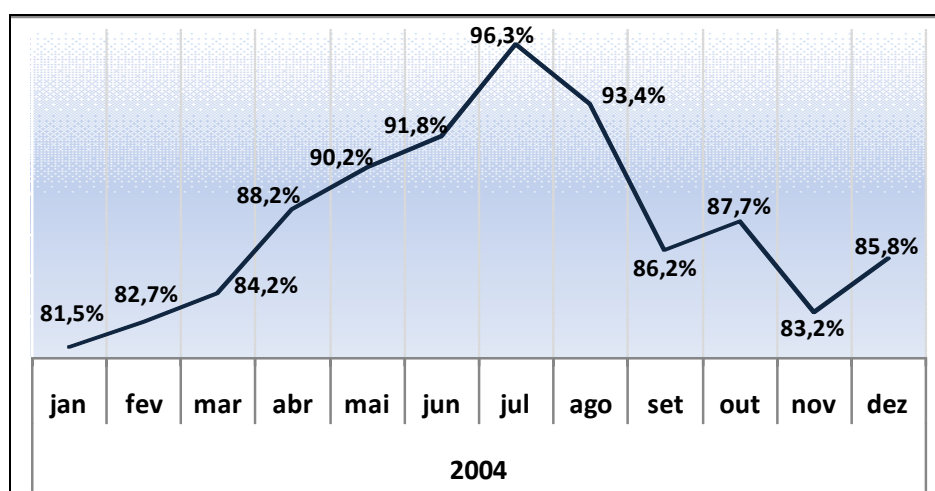


Figura 1 – Demanda Máxima por Mês.

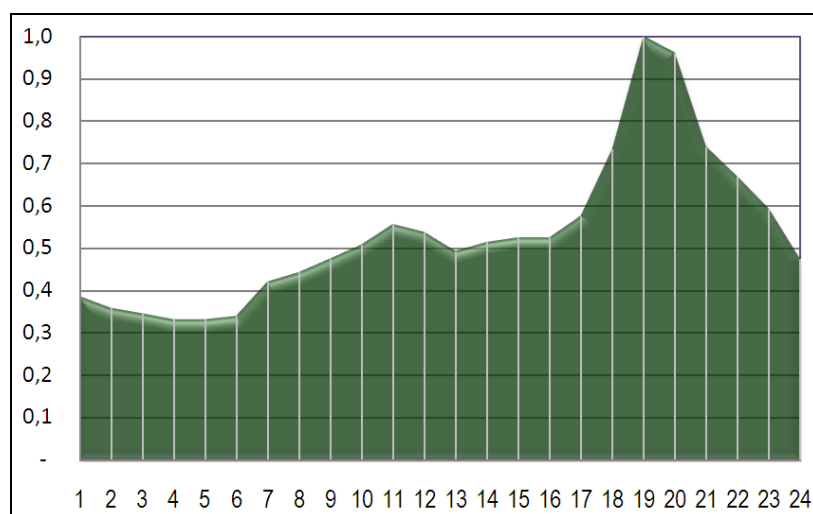


Figura 2 - Curva de Carga Típica [pu] da subestação.

2.3 Definição do sistema de monitoramento on-line

Entre os sistemas de monitoramento disponíveis no mercado, escolheu-se o SIGMA (Sistema Integrado de Gerenciamento de Manutenção) do fornecedor Tree Tech. Seguem abaixo os pontos determinantes para a escolha:

- Os sensores de umidade, temperatura e regulador de tensão presentes no transformador são Tree Tech, não sendo necessário adquirir e/ou adaptar; e
- Do ponto de vista técnico-econômico, foi a melhor alternativa, uma vez que houve disponibilidade de alugar todo o sistema de monitoramento on-line e infraestrutura, sendo desnecessária a aquisição do software e expansão do sistema de TI.

Na figura 3, apresenta-se o detalhe da arquitetura do sistema de monitoramento:

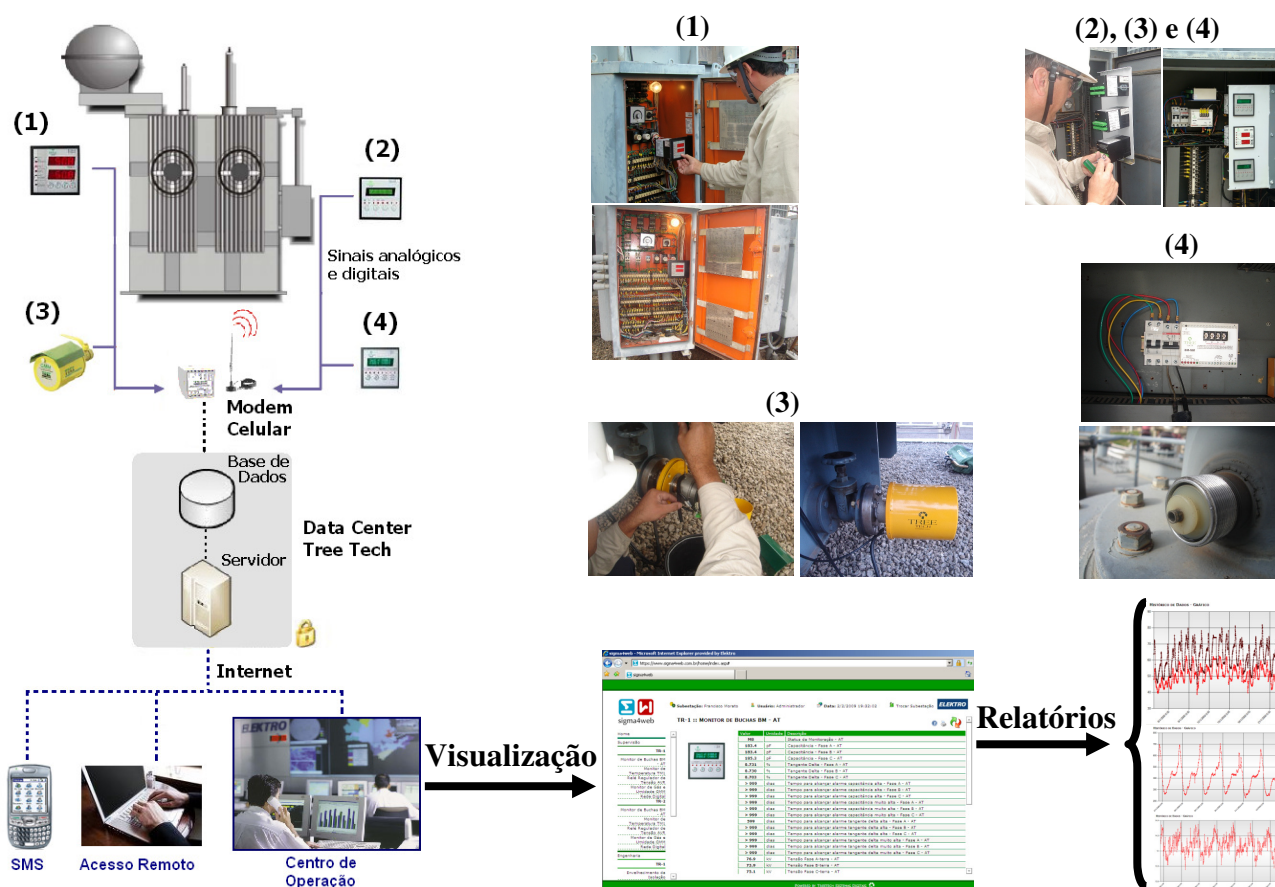


Figura 3 – Arquitetura do Sistema: (1) Monitor de Temperatura; (2) Relé Regulador de Tensão; (3) Monitor de Gás (H₂) e Água (H₂O) do Óleo; e (4) Monitor de Bucha.

2.4 Detalhamento das alternativas

Para estudar os resultados do projeto piloto, levantaram-se as informações com e sem sua implementação.

Informações Gerais

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Taxa de Crescimento (%)	-	2,19	1,63	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Carregamento (MVA)	36,1	36,9	37,5	37,9	38,3	38,7	39,2	39,6	40,0	40,4	40,9	41,3	41,8
Carregamento (%)	96,3	98,4	100	101	102	103	104	106	107	108	109	110	111

Tabela 1 – Informações em relação ao Plano de Investimento 2006-2010 – Valores realizados em 2004 e previstos de 2005 a 2016.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Taxa de Crescimento (%)	-	0,53	3,31	5,74	10,1	-5,9	4,51	4,79	4,07	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79
Carregamento (MVA)	36,1	36,3	37,5	39,7	43,7	41,1	42,9	45,0	46,8	48,6	50,5	52,4	54,3	56,4	58,5	60,7	63,0
Carregamento (%)	96,3	96,8	100	106	116	110	115	120	125	130	135	140	145	150	156	162	168

Tabela 2 – Informações em relação ao Plano de Investimento 2010-2014 – Valores realizados de 2004 a 2008 e previstos de 2009 a 2020.

Alternativa 01: Com a Implementação do Projeto Piloto

Empreendimento 1: Instalação do Monitoramento On-Line nos Transformadores de Potência TR01 e TR02

Ano de Término: 2006¹

Custo Total: R\$ 188 mil

Empreendimento 2: Ampliação da Subestação – Substituição do TR01 de 15/18,75 MVA para 25/33,3 MVA

Ano de Término: 2010

Custo Total: R\$ 2.290 mil

IAS para Revisão Tarifária 2007: 111,4% (ver eq. 03 e tabela 1)

IAS para Revisão Tarifária 2011: 121,1% (ver eq. 03 e tabela 2)

R\$ mil						
2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
-	45	-	36	182	2.231	2.494

Tabela 3 – Cronograma de desembolso da alternativa 01.

Alternativa 02: Sem a Implementação do Projeto Piloto

Empreendimento 1: Ampliação da Subestação – Substituição do TR01 de 15/18,75 MVA para 25/33,3 MVA

Ano de Término: 2006¹

Custo Total: R\$ 2.290 mil

IAS para Revisão Tarifária (RT) 2007: 80,3% (ver eq. 3 e tabela 1)

IAS para Revisão Tarifária (RT) 2011: 121,1% (ver eq. 3 e tabela 2)

(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Valor Base de Remuneração da SE Francisco Morato (R\$ mil)	Empreend. 1	Total (A)+(B)	IAS (RT 2007)	Valor Base de Remuneração Não Remunerado (R\$ mil)	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11
386,2	2.290	2.676	80,3%	527	77	87	87	91

Tabela 4 – Receita não Obtida com os Ativos Imobilizados em Serviço (AIS) na subestação na Revisão Tarifária (RT) 2007.

¹ Necessidade diagnosticada no Plano de Investimento 2006-2010 (ver tabela 1). E a partir do item 2.1 (Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico), foi definido o ano de término do empreendimento.

(A) Valor validado pela ANEEL na Revisão Tarifária 2007;

(E) Ativo não Remunerado = (C) x (100 – (D))%

(F) Receita Não Obtida = (E) x (Taxa de Remuneração Regulatória = 9,95% a.a.)² x (Taxa de Depreciação = 4,63%)³

(G, H e I) Receita Não Obtida Corrigida = (E) x (Taxa de Remuneração Regulatória = 9,95% a.a.) x (Taxa de Depreciação = 4,63%) x (1 + Variação do IGP-M em relação a 2007-08)

R\$ mil							
2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
90	2.200	32	81	87	88	53	2.632

Tabela 5 – Cronograma de desembolso da alternativa 02, com a receita não obtida dos Ativos Imobilizados em Serviço (AIS) da subestação⁴.

2.5 Análise dos resultados obtidos

2.5.1 Análise Econômica

Para analisar, calculou-se o valor presente em 2005 das alternativas (ver eq. 4).

$$V_p = V_n / (1 + j)^n \quad \text{eq. 4}$$

onde:

V_p = Valor Presente do Investimento

V_n = Valor Atual do Investimento

j = Taxa Anual de Juros⁵

n = Número de Anos

Portanto, o valor presente das alternativas é:

Alternativa 01 = R\$ 1.581 mil

Alternativa 02 = R\$ 2.323 mil

Logo, a implementação do projeto piloto (alternativa 01) resultou em um ganho econômico de **R\$ 742 mil** em relação à alternativa 02. Além disso, independente da alternativa, tem-se a expectativa de remuneração integral do ativo imobilizado em serviço na subestação na Revisão Tarifária 2011.

2.5.2 Análise Técnica

2.5.2.1 Perda de Vida Útil da Isolação do Transformador de Potência

No período de 22/12/2008 a 08/02/2010 (ver figura 4), a perda de vida útil da isolação foi:

² Valor definido na Revisão Tarifária 2007 (ver Nota Técnica nº 267/2009 [5]).

³ Valor definido na Revisão Tarifária 2007 (ver Nota Técnica nº 267/2009 [5]).

⁴ O ano tarifário para ELEKTRO, por exemplo, para o ano 2007-08 é ago/2007 a jul/2008. Portanto, na elaboração do cronograma de desembolso, considerou-se para o ano 2007 (5/12) e para o ano 2008 (7/12) do valor total R\$ 77 mil calculado na tabela 4.

⁵ Considerou-se o valor de 9,95% a.a., que é a Taxa de Remuneração Regulatória da ELEKTRO, definido na Revisão Tarifária 2007 pela ANEEL (ver Nota Técnica nº 267/2009 [5]).

	(%)		(Ano)	
	Calculada ⁶	Regulatória ⁷	Calculada	Regulatória
TR01	0,050	2,836	0,020	1,134
TR02	0,045	2,836	0,018	1,134

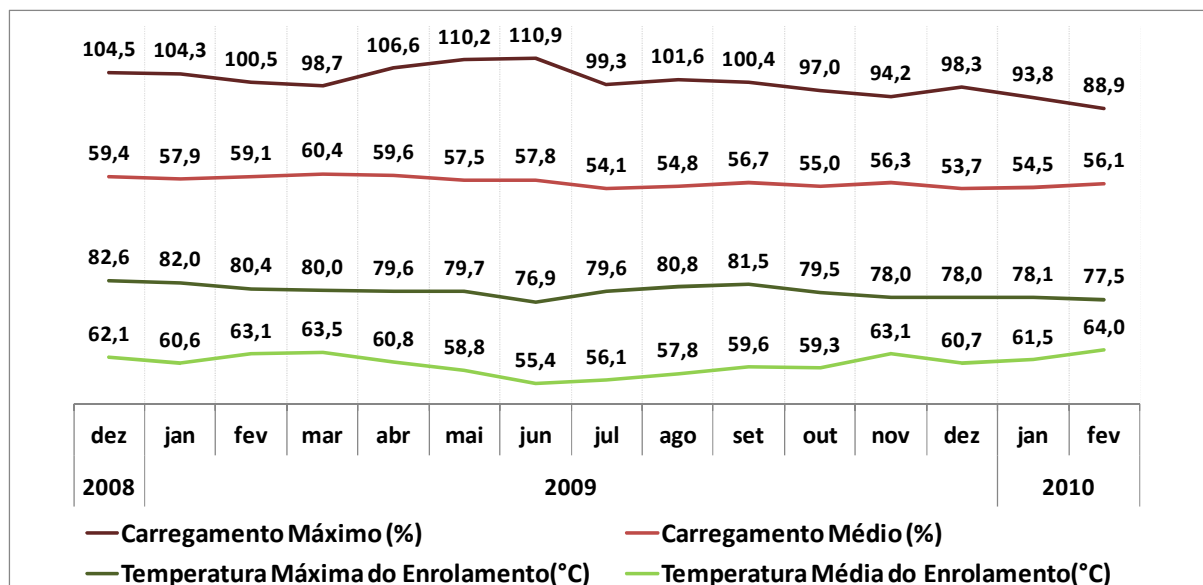


Figura 4 – Carregamento e Temperatura do Enrolamento do Transformador de Potência TR01 Máxima e Média por mês, no período de 22/12/2008 a 08/02/2010.

Nesse período, mesmo operando acima da capacidade nominal, a perda de vida útil da isolamento calculada nos transformadores de potência TR01 e TR02 foi, respectivamente, 57 e 63 vezes inferior à perda regulatória. A diferença entre a perda de vida útil da isolamento calculada do TR01 e TR02 está diretamente relacionada à diferença da temperatura média do enrolamento⁸ (ver tabela 6).

	Temperatura Média do Enrolamento (°C)	Corrente Média do Enrolamento ⁹ (A)
TR01	60,15	437
TR02	59,15	433

Tabela 6 – Temperatura e Corrente Média no Enrolamento dos Transformadores de Potência TR01 e TR02, no período de 22/12/2008 a 08/02/2010.

A figura 5 representa o período em que o TR01 teve a maior perda de vida útil calculada. Mesmo nesse período, verifica-se que a perda calculada foi inferior à perda regulatória.

Na comparação de um período com carregamento acima do nominal e outro com a maior perda de vida útil calculada (ver figura 6), constata-se a grande influência da temperatura ambiente.

⁶ Para o cálculo da perda de vida útil da isolamento do transformador de potência foi considerado o cálculo do teor de água no papel.

⁷ Conforme Resolução Normativa nº 367/2009, de 02 de junho de 2009 [6], a taxa de depreciação anual do transformador de potência é 2,5% (vida útil regulatória de 40 anos e taxa de depreciação diária de 0,00685%).

⁸ Conforme a lei de Arrhenius, quanto maior a temperatura do enrolamento, menor é a expectativa de vida da isolamento do transformador de potência (ver NBR-5416/97 [7]).

⁹ A diferença da corrente média do enrolamento entre os transformadores de potência TR01 e TR02 está relacionada à diferença na impedância.

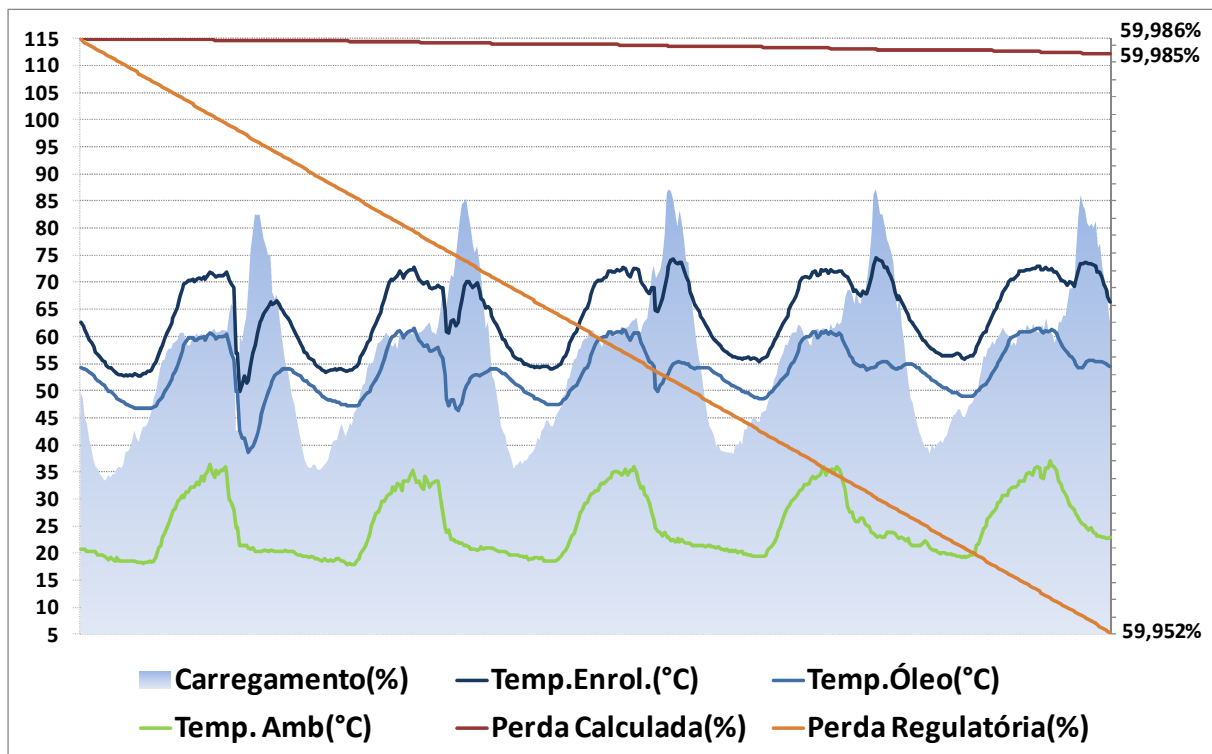


Figura 5 – Medições realizadas no período de 01/02 a 05/02/2010 do transformador de potência TR01.

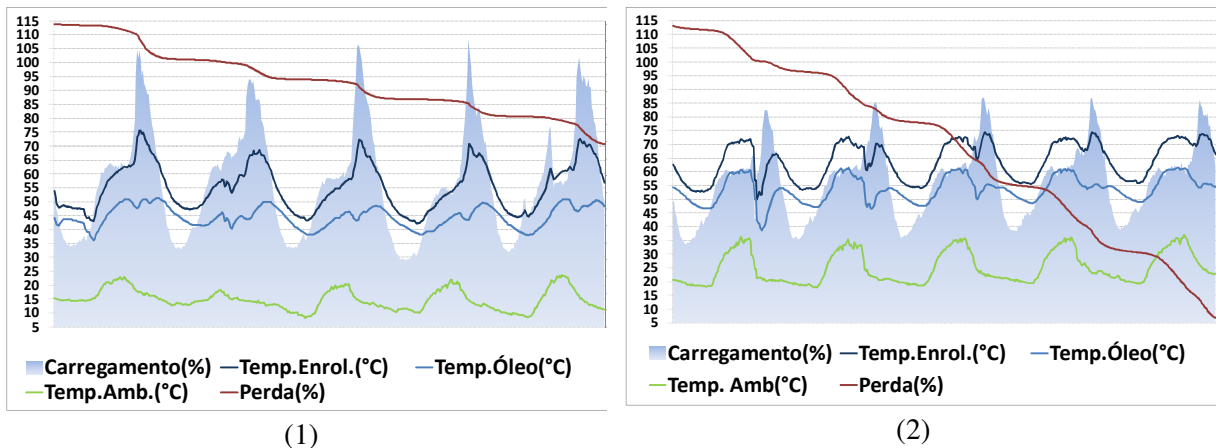


Figura 6 – Medições realizadas do transformador de potência TR01 nos períodos: (1) 11/06 a 15/06/2009 e (2) 01/02 a 05/02/2010 (estão plotados na mesma escala).

O tempo restante de vida da isolação extrapolado para os transformadores TR01 e TR02, calculado em função do percentual de vida restante¹⁰ e da taxa média de perda de vida da isolação pelo sistema de monitoramento, é superior a 50 anos.

Com relação à perda de vida útil da isolação, conclui-se que os transformadores instalados na subestação podem operar em sobrecarga contínua, desde que os equipamentos atendam aos pontos considerados no item 2.1 e as suas condições físico-químicas não superem os limites que ocasionam aceleração do processo de envelhecimento da isolação.

¹⁰ O percentual de vida restante dos transformadores de potência TR01 e TR02, analisado antes do início do monitoramento da perda de vida útil da isolação através do grau de polimerização do papel, é, respectivamente, 60% e 45%. Por sua vez, o percentual de vida restante regulatória é 25% (equipamentos fabricados em 1978).

2.5.2.2 Análise do Óleo Isolante do Transformador de Potência

Físico-Química

Durante o processo de monitoramento, as 3 coletas realizadas para análise físico-química dos transformadores de potência TR01 e TR02 apresentaram os seguintes resultados:

	Limites da NBR 10576/2006	Unidade	TR01			TR02		
			13/3/2007	15/7/2008	13/3/2009	13/3/2007	15/7/2008	13/3/2009
Tensão Interfacial a 25°C	22 mínimo	mN/m	33.8	33.5	33.2	30	26,9	27
Teor de Água (Corrigido a 20°C)	15 máximo	ppm	8	4	5	10	11	9
Índice de Neutralização	0,15 máximo	mg KOH/g	0.018	0.022	0.021	0,047	0,066	0,053
Rigidez Dielétrica (Calota)	50 mínimo	kV/2,5mm	72.0	75.0	75.0	76,8	76	73

Constata-se que os valores físico-químicos não tiveram alteração.

Cromatografia Gasosa

Com relação ao diagnóstico de gás-cromatografia, os valores se mantiveram constantes.

Análise Final

Pode-se afirmar que o óleo isolante não foi afetado pelo período de sobrecarga. Esse resultado se deve à gestão do ativo baseada nas manutenções preditivas, que foram realizadas nos períodos corretos, retardando o processo de oxidação, hidrólise e pirólise.

2.5.2.3 Confiabilidade Operacional

O sistema de monitoramento on-line do projeto piloto proporcionou uma grande confiabilidade para que o Centro de Operação da Distribuição (COD) pudesse tomar decisões em tempo real. As razões para isso foram a certeza de que, se houvesse alguma falha, o sistema de monitoramento on-line iria antecipar e o fato de o sistema ter informado que a sobrecarga não estava comprometendo a expectativa de vida útil da isolação. Além disso, todas as intervenções realizadas nos sensores do sistema de monitoramento foram realizadas com o transformador de potência em operação, aumentando a confiabilidade do sistema elétrico.

Conforme os resultados já apresentados, não houve nenhum alarme e/ou aviso emitido pelo sistema de monitoramento. Na tabela 7, encontra-se a comparação entre as ferramentas disponibilizadas pelos sistemas de monitoramento on-line existente e projeto piloto.

Itens Monitorados no Transformador de Potência	Sistema de Monitoração On-Line Existente	Sistema de Monitoração On-Line Projeto Piloto
Monitoramento da Temperatura do Enrolamento e Óleo	X	X
Monitoramento da Tensão	X	X
Monitoramento do Carregamento	X	X
Monitoramento de Gás (H2)		X
Monitoramento de Água (H2O)		X
Monitoramento de Bucha		X
Monitoramento do Envelhecimento Térmico da Isolação		X
Previsão das Temperaturas Futuras do Óleo e dos Enrolamentos		X
Previsão e Cálculo da Temperatura Máxima do Enrolamento Permitida sem Risco de Formação de Bolhas		X
Cálculo da Temperatura Mínima do Óleo Permitida para formação de água livre		X
Monitoração da Eficiência do Sistema de Resfriamento Natural e Forçado		X
Simulação das Condições Atuais de Carga e Ambiente		X
Simulação das Condições Hipotéticas de Carga e Ambiente		X
Diagnóstico, Recomendação de Ações Corretivas/Preventivas e Prognóstico de Complicações Caso não se Corrija o Defeito		X

Tabela 7 – Comparação dos itens monitorados no transformador de potência nos sistemas de monitoramentos on-line existente e projeto piloto.

2.5.3 Análise Regulatória

Para realizar análise regulatória, considerou-se na simulação do FATOR X [2] a execução hipotética da alternativa 02. Para isso, acrescentou-se na base de remuneração regulatória de 2007 o valor de R\$ 1.763 mil¹¹ e se reduziu o valor de R\$ 1.899 mil¹² no plano de investimento informado à ANEEL. Segue abaixo o resultado da simulação:

Tarifa Média (2007-08 a 2010-11) – Acréscimo de 0,102% em relação ao valor calculado na Revisão Tarifária 2007¹³.

Verifica-se que, além de ter sido considerado um investimento prudente, conforme resultado apurado pelo IAS e análise técnica, o projeto piloto proporcionou também a modicidade tarifária, a qual deve ser garantida pela concessionária de distribuição, segundo consta na primeira subcláusula da cláusula terceira do Contrato de Concessão de Distribuição ANEEL-ELEKTRO nº 187/1998 [8].

¹¹ Deduzido o valor de R\$ 527 mil referente ao Índice de Aproveitamento da Subestação (IAS) de 80,3% (ver tabela 4).

¹² Valor corrigido pelo IGP-M, uma vez que a planilha de simulação do FATOR X utiliza a base ago/2007.

¹³ Os investimentos previstos na alternativa 01 foram contemplados no cálculo.

3. Conclusões

Os resultados obtidos da implementação do projeto piloto foram:

- a) ganho econômico de R\$ 742 mil;
- b) perda de vida útil da isolação calculada nos transformadores de potência TR01 e TR02 foi, respectivamente, 57 e 63 vezes inferior à perda regulatória;
- c) não houve degradação do papel isolante dos transformadores de potência;
- d) aumento da confiabilidade operacional, mesmo com os transformadores de potência operando em sobrecarga;
- e) modicidade tarifária garantida.

Os resultados do projeto piloto, além de terem definido a utilização do sistema de monitoramento on-line do projeto piloto como a melhor alternativa para maximização da utilização do transformador de potência, originaram outros estudos para aplicação do sistema, como, por exemplo:

- a) a revisão do escopo dos novos projetos de digitalizações das subestações (possíveis ganhos, p.e., alteração do critério do restabelecimento automático da subestação, cujo transformador de potência remanescente tem capacidade limitada, atualmente, em 100% da sua carga nominal).
- b) o processo de solicitação de acesso, com antecipação do atendimento até o término da ampliação da subestação;
- c) o processo de manutenção, visando alteração do método preventivo, baseado por tempo, para preditivo, que considera o estado do equipamento, para que seja possível no futuro a implementação da manutenção centrada em confiabilidade (MCC) (possíveis ganhos, p.e., redução do seguro dos transformadores de potência e redução da frequência de manutenção);
- d) a postergação de investimento de preservação (renovação), para aqueles casos nos quais o transformador de potência esteja com alto risco de falha;

Portanto, conclui-se que o projeto piloto, além de ter obtido resultados técnico-econômicos plenamente positivos, normalmente analisados nos projetos técnicos, obteve também resultado regulatório considerável.

4. Referências bibliográficas e/ou bibliografia

- [1] ALBUQUERQUE, Lincoln José Silva, CARVALHO, João Carlos Martins, CARVALHO, Claudio Elias, CHEBERLE, Luciano Augusto Duarte. 3º ciclo de revisões tarifárias. In: Revista O Setor Elétrico. São Paulo, Ed. Atitude.Editorial, 2009, p. 98-107;
- [2] Resolução ANEEL n° 338/2008;
- [3] Instrução I-PLA-001. Planejamento da expansão do sistema elétrico de distribuição. ELEKTRO, Fevereiro/2009;
- [4] NBR-9368/86 – Transformadores de potência de tensões máximas até 145 kV – Características elétricas e mecânicas;
- [5] Nota Técnica ANEEL n° 267/2009;
- [6] Resolução ANEEL n° 367/2009;

[7] NBR-5416/97 – Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento;

[8] Contrato de Concessão de Distribuição ANEEL-ELEKTRO nº 187/1998.