

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE CUSTOS DA INDISPONIBILIDADE DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM SUBESTAÇÕES BRASILEIRAS

Filipe Possatti Campanhola; Dion Prediger Feil; Jones L. Schaefer;
Tiago Bandeira Marchesan; Julio Cesar Mairesse Siluk
Universidade Federal de Santa Maria
Santa Maria/RS, Brasil
filipe.campanhola@ufsm.br; dionlenonpf@gmail.com;
engjlschaefer@yahoo.com.br; tiago@ufsm.br; jsiluk@ufsm.br

Resumo: O Brasil possui um dos maiores sistemas de transmissão do mundo. Dentro deste sistema, os transformadores de potência correspondem a cerca de 60% do custo total das subestações de alta tensão. Neste contexto, este artigo tem como objetivo propor uma metodologia para analisar os custos da indisponibilidade desses transformadores de potência devido ao envelhecimento adicional causado aos demais equipamentos ao suprir sua demanda. Os resultados mostram que o custo da indisponibilidade é consideravelmente maior quando da ocorrência de desligamentos programados. Ressalta-se que 5 transformadores estudados são responsáveis por 93% do custo de indisponibilidade, e o fato em comum entre estes é a média de carregamento normal estar acima de 50%. Perante estes achados, conclui-se que a metodologia é capaz de auxiliar na tomada de decisão relacionada à gestão destes equipamentos que podem ser considerados críticos devido ao seu alto custo de indisponibilidade, acarretando consequências econômicas significativas no longo prazo.

Palavras Chave: Gestão de Energia. Indisponibilidade de Transformadores. Transformadores de Potência.

I. INTRODUÇÃO

O sistema brasileiro de geração e transmissão de energia é um sistema de grande porte onde mais de 99% da capacidade de produção de eletricidade do país se encontra interligada através do Sistema Interligado Nacional [1];[2]. Os transformadores de potência, instalados nas subestações, são componentes cruciais do setor de transmissão [3] e apresentam um elevado custo para o sistema, sendo o equipamento de maior valor dentro das subestações de alta tensão, correspondendo a cerca de 60% do investimento total para a instalação de uma subestação de alta tensão [4].

A gestão dos transformadores, geralmente, é considerada como o elemento mais crítico em relação aos equipamentos do sistema elétrico, devido aos altos custos envolvidos, à difícil determinação do melhor prazo para a substituição do equipamento, ao papel crítico que o equipamento apresenta na rede e ao atual estágio de envelhecimento da infraestrutura do sistema energético [5]. Para fazer frente a esta criticidade, provendo informações relevantes para a

gestão desses equipamentos, são acumulados dados durante o ciclo de vida de um transformador, que servem como base para os diagnósticos técnicos destes equipamentos. Assim, a partir de informações obtidas com o tratamento desses dados, decisões mais assertivas podem ser tomadas.

O envelhecimento dos transformadores de potência vem se tornando uma preocupação, tanto em termos técnicos pela maior vulnerabilidade [6], quanto em termos econômicos, onde as considerações sobre a confiabilidade e a redução de custos de manutenção, de capital e de custos relacionados às indisponibilidades constituem uma base para uma política de melhoria na gestão dos ativos [7]. Ref. [4] destacam ainda que a procura crescente por melhores desempenhos técnicos e financeiros vem pressionando a maioria das concessionárias a acompanhar melhor a situação de seus equipamentos, buscando dados econômicos e técnicos para auxiliar os gestores na tomada de decisão da substituição de equipamentos.

O desligamento de um transformador ou uma falha súbita na operação do equipamento, devido a danos, exploração de recursos ou fatores externos [8] são distúrbios que fazem com que, quando possível, os demais equipamentos que operam no fornecimento de energia, tenham a sua carga elevada, a fim de suprir as necessidades de abastecimento da rede transmissão. Essa elevação no carregamento leva a maiores perdas, causando um aumento na temperatura de operação do equipamento, elevando a velocidade de degradação do papel de isolamento do transformador e causando assim uma queda na vida do equipamento [9]. A redução da vida útil, por sua vez, implica em um custo para a concessionária, devido à antecipação na substituição do ativo, que possui elevado valor financeiro.

Assim, este artigo objetiva a proposição de uma metodologia para quantificar a redução de vida útil dos transformadores das subestações de alta tensão, quando os mesmos suprem a demanda de outros equipamentos da rede e avaliar os custos envolvidos. Esses valores calculados para cada transformador afetado, serão apurados para o transformador que saiu de operação, sendo então levantado o

custo indireto desse desligamento. A avaliação desses custos traz mais uma contribuição para a tomada de decisão, mostrando custos indiretos de operação que não são de fácil acesso para a concessionária, assim, ações podem ser planejadas no sentido de minimizar esses custos e auxiliar na decisão sobre a substituição dos equipamentos.

As principais contribuições apresentadas nesse artigo são os impactos financeiros causados pelo desligamento de um transformador que, normalmente, não são apurados de forma direta pelas concessionárias. O artigo também apresenta uma metodologia que pode ser replicada para qualquer rede de transmissão, independente do porte, desde que seja possível obter os dados de todo o sistema estudado.

II. METODOLOGIA PROPOSTA

O envelhecimento equivalente de um transformador depende basicamente de suas condições de operação e as condições climáticas a que está sujeito. O papel isolante dos transformadores é submetido a um processo contínuo de degradação, devido à ação da água, do oxigênio e dos ácidos presentes no óleo isolante. Considerando as condições desses contaminantes do óleo como constantes, o envelhecimento do papel isolante depende principalmente da temperatura à qual está submetido e tem efeito cumulativo. Para aplicação da norma, o envelhecimento está baseado na vida esperada do transformador e depende do efeito da temperatura de operação no isolante ao longo do temp. A temperatura no isolante, por sua vez, depende também da carga à que o transformador está submetido.

Segundo o guia IEEE StdC57.91, para aplicação à transformadores da classe 65°, a deterioração do papel isolante, em função do tempo e da temperatura de operação para transformadores com óleo mineral isolante, segue uma adaptação da teoria de Arrhenius, como apresentado em (1), sendo calculada em função da temperatura do ponto mais quente do enrolamento - θH .

$$Vida_u = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\theta H + 273}\right)} \quad (1)$$

Enquanto o envelhecimento equivalente de um transformador pode ser obtido com base na temperatura do ponto mais quente do enrolamento, conhecida como temperatura de *Hot Spot* [10]. Sendo assim, o envelhecimento adicional a que está sendo submetido um transformador pode ser calculado através de (2).

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta H + 273}\right)} \quad (2)$$

O fator de aceleração do envelhecimento é usado para se obter a taxa em que a vida útil do equipamento é reduzida, quando seu enrolamento está submetido a uma determinada temperatura de operação, usando como referência a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, podendo assim determinar a diminuição de vida de um equipamento quando submetido a uma carga diferente da carga normal de operação, por exemplo, no caso de suprimento da carga de um transformador que opera em paralelo quando o mesmo

sai de operação.

Devido à dificuldade de obtenção direta das temperaturas no interior do transformador, a qual pode ser medida diretamente através de fibra ótica, porém esse sistema possui elevado custo e não está instalado na maioria dos transformadores presentes em subestações, o cálculo da temperatura do ponto mais quente do enrolamento (*Hot Spot*) é realizado através de um modelo térmico que considera as características dos materiais envolvidos, os aspectos construtivos do transformador, o carregamento a que está submetido e a temperatura ambiente do local onde o equipamento está instalado [11].

Diversos autores desenvolveram modelagens, validação ou comparação de metodologias utilizadas para cálculo das temperaturas no interior do transformador, tais como [12], [13], [14] e [15], porém o modelo mais utilizado é o apresentado no anexo G do guia IEEE StdC57.91, servindo como parâmetro de referência na grande maioria dos trabalhos publicados referentes ao assunto, incluindo o presente estudo.

Como os transformadores de potência encontram-se em subestações pertencentes ao SIN, o desligamento de um equipamento, quando possível, é compensado por outros equipamentos do sistema, fazendo com que as redes de distribuição e seus consumidores não sejam desabastecidos. Assim, quando um equipamento é desligado, outros equipamentos do sistema são afetados, aumentando seu carregamento e, conseqüentemente, sua temperatura de operação, causando uma redução na vida útil do equipamento, antecipando, dessa forma, sua substituição, o que causa um custo adicional para a concessionária. Este custo pode ser calculado através dos valores dos equipamentos e do tempo de antecipação da substituição. Para a realização dos cálculos desses custos foi seguida a metodologia apresentada na Figura 1.

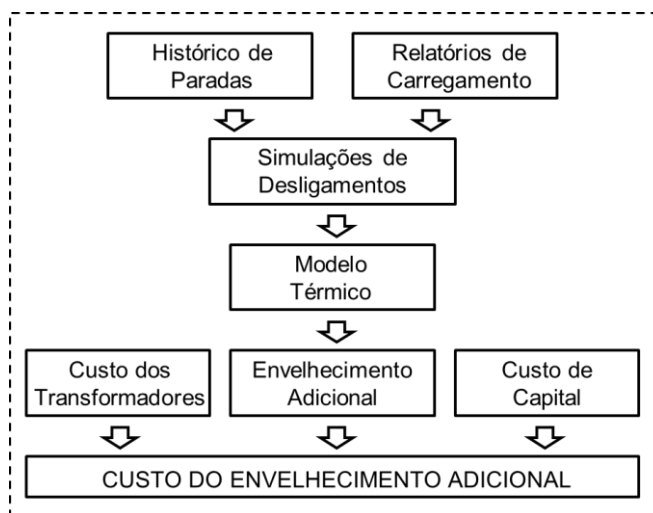


Fig. 1. Metodologia para custo do envelhecimento adicional.

A fase inicial consta do levantamento do carregamento médio de cada um dos equipamentos ligados ao sistema e do levantamento dos históricos de paradas dos mesmos. Em seguida, é feita a simulação do desligamento de cada um dos equipamentos, individualmente, para simular o quanto o

carregamento de cada transformador é afetado por cada desligamento, tendo assim, um novo carregamento para cada equipamento do sistema em cada situação de desligamento, como exemplificado na Tabela I.

Os dados são gerados em carga unitária (p.u.), correspondendo ao percentual de carregamento a que cada transformador está submetido.

TABELA I: CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES

Deslig.	TR01	TR02	TR03	TR n
Nenhum	75%	67%	78%	60%
TR01	0%	111%	86%	148%
TR02	123%	0%	94%	92%
TR03	93%	76%	0%	128%
TR n	75%	78%	90%	0%

Após a simulação dos carregamentos, para da um dos transformadores, é feita a comparação do seu carregamento em situação normal de operação de toda a rede com o carregamento quando um dos equipamentos da rede é desligado. Comparando os dados, é verificado quais transformadores são afetados por cada desligamento, podendo ser realizada a análise de envelhecimento adicional apenas para os equipamentos afetados.

Com base nos transformadores impactados e nos dados do histórico de desligamento, são determinadas as temperaturas de *Hot Spot* de cada unidade transformadora a partir do modelo térmico que segue anexo G do guia IEEE StdC57.91, para cada um dos transformadores afetados pelo desligamento, considerando o envelhecimento normal num período de 24 horas e o envelhecimento quando o equipamento está sujeito a um carregamento adicional causado pelo desligamento de outro transformador da rede.

A partir das temperaturas de *hot spot*, é determinado o Fator de Envelhecimento Equivalente, FEQA, para cada uma das situações simuladas, o qual representa basicamente o quanto cada equipamento envelheceu durante as 24 horas de uso simuladas. Tendo os fatores de envelhecimento equivalente para os equipamentos nas duas situações, ou seja, com todos os transformadores em operação (Situação 1) e na situação de desligamento de um dos equipamentos (Situação 2), é possível realizar o cálculo do envelhecimento adicional ocorrido nos equipamentos devido ao desligamento de um dos transformadores, através de (3).

$$\Delta FEQA = FEQA2 - FEQA1 \quad (3)$$

Esse fator representa o envelhecimento adicional, em horas, de cada um dos transformadores afetados pelo desligamento de um equipamento específico da rede.

Com base no envelhecimento adicional dos transformadores, é calculado o custo do envelhecimento adicional – CEA, dado por (4), onde CAS é o custo da antecipação da substituição, dado em R\$/h.

$$CEA = \Delta FQA \times CAS \quad (4)$$

O valor do Custo de Antecipação da Substituição, por sua vez, é dado pelo custo do capital investido no equipamento, ou seja, o valor do equipamento multiplicado pela taxa de juros desse capital investido, como mostra (5), sendo Ct o custo do transformador e Cc o custo do capital para o investimento.

$$CAS = (Ct \times Cc) / (365 \times 24) \quad (5)$$

O custo da antecipação da substituição é o valor por hora gerado pela queda de vida de cada equipamento.

Assim, através do somatório dos custos do envelhecimento adicional de todos equipamentos afetados pelo desligamento, é calculado o custo da redução de vida gerada por cada um dos equipamentos, através de (6).

$$CRV = \sum CEA \quad (6)$$

O custo de redução de vida representa o custo total gerado pelo desligamento de um transformador no que afeta a vida dos demais equipamentos pertencentes ao mesmo sistema, sendo um fator importante para contabilizar o real custo do desligamento de um equipamento para a concessionária à qual os equipamentos pertencem.

III. ESTUDO DE CASO

Para a contextualização da metodologia proposta neste trabalho, um estudo de caso é aplicado em transformadores de potência da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), com dados reais de indisponibilidades dos transformadores das subestações da região de atuação da concessionária. A CEEE-GT é responsável pela maioria das instalações que compõe a Rede Básica de Transmissão do Rio Grande do Sul, a qual pertencem os equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV, realizando o suprimento de energia para todas as distribuidoras que atuam no estado e também para potenciais consumidores livres. Atualmente, as instalações sob sua responsabilidade somam 66 subestações [16].

O levantamento de dados na área de atuação da CEEE-GT foi elaborado englobando um histórico de desligamentos de cinco anos. Durante o período, foi observado um total de 240 saídas de operação distribuídas entre as 69 Funções Transformação analisadas. Foram considerados no estudo 79 transformadores de potência da rede básica de transmissão, os quais apresentavam dados disponíveis, com tensão de entrada igual ou superior a 230 kV, considerando os transformadores trifásicos e os bancos de transformadores monofásicos, os quais estão distribuídos em 27 subestações.

Conforme a ANEEL, os desligamentos são divididos em desligamentos programados, quando é dado aviso prévio sobre o mesmo, e outros desligamentos, quando o aviso não é dado com antecedência. Para uma melhor apuração dos resultados, o presente trabalho também adotou a mesma divisão dos dados. Assim, podem-se analisar separadamente os resultados dos desligamentos programados, os quais geralmente possuem maior duração e maior gestão da

concessionária quanto ao período e duração de sua realização.

No período analisado, foi registrado um total de 240 desligamentos, sendo 125 programados e 115 não programados. Quanto à duração dos desligamentos, tem-se um tempo total de 149.577 minutos, ou seja, aproximadamente 2.493 horas em que algum dos transformadores analisados apresentava indisponibilidade operativa. Desse tempo total, 2.278 horas se referem aos desligamentos programados, representando 91,4% do tempo total de desligamentos, enquanto 215 horas (8,6%), são referentes aos desligamentos não programados. Essa grande diferença é reflexo da duração de cada desligamento, enquanto nos desligamentos programados a duração média do desligamento é de 18,23 horas, nos desligamentos não programados esse tempo é de 1,87 horas.

Como mostrado, os desligamentos programados possuem uma duração média muito superior aos não programados a qual pode ocorrer devido a serviços mais complexos de manutenção durante esses desligamentos. Tais serviços, principalmente as manutenções preventivas de rotina, demandam uma maior equipe e de diversos serviços durante o mesmo desligamento. Outro fator que pode influenciar na duração do desligamento é o maior valor das penalidades aplicadas, podendo ser até 15 vezes maior para os desligamentos não programados, gerando uma preocupação maior da concessionária em reduzir a duração dos mesmos.

Na primeira etapa, foi realizado o levantamento dos carregamentos médios dos transformadores em condições normais de operação e, após, simulando o desligamento de um equipamento por vez, tendo assim, os impactos nos transformadores afetados por cada desligamento. Com base nos relatórios de carregamento base e de carregamento em cada condição de saídas de operação, foi elaborada a matriz com todos os dados de carregamento em percentual unitário, como pode ser visualizado parcialmente na Tabela II.

TABELA II: CARREGAMENTOS SIMULADOS

BASE	ALE2-TR1	ALE2-TR2	BAG2-TR1	BAG2-TR2	CAM-TR1	CAM-TR5	CBO-TR1	CBO-TR2	CBO-TR7
ALE2-TR1	0.1255	0.0000	0.2346	0.1255	0.1255	0.1255	0.1255	0.1255	0.1255
ALE2-TR2	0.1287	0.2355	0.0000	0.1287	0.1287	0.1287	0.1287	0.1287	0.1287
BAG2-TR1	0.4987	0.4987	0.4987	0.0000	1.0135	0.4987	0.4987	0.4987	0.4987
BAG2-TR2	0.4987	0.4987	0.4987	1.0112	0.0000	0.4987	0.4987	0.4987	0.4987
CAM-TR1	0.3019	0.3019	0.3019	0.3019	0.0000	0.6088	0.3019	0.3019	0.3019
CAM-TR5	0.3004	0.3004	0.3004	0.3004	0.6089	0.0000	0.3004	0.3004	0.3004
CBO-TR1	0.4355	0.4355	0.4355	0.4355	0.4355	0.0000	0.6531	0.6689	0.6689
CBO-TR2	0.4336	0.4336	0.4336	0.4336	0.4336	0.4336	0.6517	0.0000	0.6659
CBO-TR7	0.4538	0.4538	0.4538	0.4537	0.4537	0.4537	0.6820	0.6805	0.0000

A matriz elaborada é composta pelos 69 transformadores analisados, localizados na primeira coluna, após, estão presentes os dados dos carregamentos médios de cada equipamento na situação em que todos os equipamentos estão em operação, dando assim o caso base de operação do sistema. A partir da terceira coluna são apresentados os dados de carregamento com simulação do desligamento de cada um dos equipamentos, assim a coluna ALE2-TR1 mostra o carregamento de todos os equipamentos quando o transformador ALE2-TR1 está desligado, podendo ser visualizado que o carregamento do referido transformador consta como zero e o transformador ALE2-TR2, pertencente à mesma subestação, teve seu carregamento aproximadamente duplicado, suprimindo a demanda gerada pelo desligamento do TR1.

Finalizado o levantamento dos carregamentos em todas as situações propostas, foi elaborada uma segunda matriz, apresentada na Tabela III, a qual é composta pela variação do carregamento de cada transformador em cada situação, a fim de analisar os transformadores afetados por cada desligamento, assim como o grau de impacto de tal desligamento.

TABELA III: IMPACTO DOS DESLIGAMENTOS

	CAM-TR1	CAM-TR5	CBO-TR1	CBO-TR2	CBO-TR7	GRA2-TR1M	GRA2-TR2M	GRT-TR1	GRT-TR2	GRT-TR7
CAM-TR1	-100.00%	101.66%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%
CAM-TR5	102.72%	-100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%
CBO-TR1	-0.01%	-0.01%	-100.00%	49.97%	53.99%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%
CBO-TR2	-0.01%	-0.01%	50.30%	-100.00%	53.99%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%
CBO-TR7	-0.01%	-0.01%	50.30%	49.97%	-100.00%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%
GRA2-TR1M	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%	0.01%	-100.00%	81.14%	0.00%	0.00%	0.00%
GRA2-TR2M	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%	0.01%	76.32%	-100.00%	0.00%	0.00%	0.00%
GRT-TR1	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-100.00%	50.31%	52.25%
GRT-TR2	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	49.52%	-100.00%	52.25%
GRT-TR7	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	49.52%	50.31%	-100.00%
PAL8-TR1	-0.01%	-0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	13.96%	15.37%	0.00%	0.00%	0.00%
PAL8-TR2	-0.01%	-0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	13.96%	15.37%	0.00%	0.00%	0.00%
PAL8-TR3	-0.01%	-0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	13.96%	15.37%	0.00%	0.00%	0.00%

Na primeira coluna da matriz, novamente tem-se a lista dos transformadores do sistema, enquanto cada uma das colunas seguintes indica a situação após o desligamento de determinado equipamento. Assim, como exemplo, o desligamento do banco de transformadores GRA2-TR1M da subestação de Gravataí, causa um aumento de 76% no banco TR2M de Gravataí, e também um acréscimo de 14% em cada um dos três transformadores da subestação PAL8, de Porto Alegre, para atender a demanda gerada.

A etapa seguinte consiste em realizar a simulação dos carregamentos dos transformadores afetados em cada um dos desligamentos da base de dados através do *software* ANAREDE simulando o impacto de cada equipamento da rede, como pode ser exemplificado na Tabela IV.

Nessa etapa, cada um dos desligamentos teve seu impacto nos transformadores afetados simulado para um período de 24 horas. Como exemplo, no Quadro 3, tem-se o desligamento do transformador CAM-TR1, no dia 27/07/2014, com duração de 5 horas, afetando o transformador CAM-TR5 e dobrando seu carregamento durante o período do desligamento. Com base nas simulações, foi possível obter o Fator de Envelhecimento Equivalente – FEQA, para cada um dos transformadores afetados, comparando as condições normais de operação com o carregamento adicional durante as saídas de operação.

TABELA IV: SIMULAÇÕES DOS DESLIGAMENTOS

Desligado	Afetado	Data	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CAM-TR1	CAM-TR5	27/07/2014	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
CAM-TR1	CAM-TR5	27/07/2014	0.300	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609
CAM-TR1	CAM-TR5	11/01/2015	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
CAM-TR1	CAM-TR5	11/01/2015	0.300	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609	0.609
GRA2-TR2M	GRA2-TR1M	10/11/2013	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390
GRA2-TR2M	GRA2-TR1M	10/11/2013	0.390	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706
GRA2-TR2M	PAL8-TR1	10/11/2013	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470
GRA2-TR2M	PAL8-TR1	10/11/2013	0.470	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542
GRA2-TR2M	PAL8-TR2	10/11/2013	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477
GRA2-TR2M	PAL8-TR2	10/11/2013	0.477	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550
GRA2-TR2M	PAL8-TR3	10/11/2013	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495
GRA2-TR2M	PAL8-TR3	10/11/2013	0.495	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571
GRA2-TR2M	GRA2-TR1M	06/04/2014	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390	0.390
GRA2-TR2M	GRA2-TR1M	06/04/2014	0.390	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706	0.706
GRA2-TR2M	PAL8-TR1	06/04/2014	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470	0.470
GRA2-TR2M	PAL8-TR1	06/04/2014	0.470	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542	0.542
GRA2-TR2M	PAL8-TR2	06/04/2014	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477
GRA2-TR2M	PAL8-TR2	06/04/2014	0.477	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550	0.550
GRA2-TR2M	PAL8-TR3	06/04/2014	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495	0.495
GRA2-TR2M	PAL8-TR3	06/04/2014	0.495	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571

Realizadas as simulações para todos os desligamentos, os dados foram determinadas as temperaturas de *Hot Spot*, através do modelo térmico, que segue anexo G do guia IEEE StdC57.91, considerando as características físicas de cada transformador, a temperatura média do dia no local em que o

transformador está instalado e os dados de carregamento levantados. Obteve-se assim, como retorno das simulações, o FEQA diário para cada transformador afetado em condições normais de operação em durante cada saída de operação.

Com base nos dados de FEQA, através de (5), foi calculado o envelhecimento adicional em cada um dos equipamentos afetados e, posteriormente, multiplicado pelo custo da antecipação da substituição de cada transformador. Esse custo, por sua vez, é dado pelo custo de substituição do transformador multiplicado pelo custo de capital para a concessionária, como mostrado em (7). O custo dos transformadores e bancos de transformadores foi definido com base no banco de preços da ANEEL [17] e o custo de capital (12,26% a.a.) conforme o submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET [18]. Após, foram somados os custos adicionais de todos os transformadores afetados por cada um dos desligamentos, chegando-se assim ao custo do envelhecimento adicional nos equipamentos para cada uma das saídas de operação analisadas.

Os custos dos desligamentos foram discriminados em programados e não programados, a fim de realizar uma análise mais detalhada dos dados. Assim, a Figura 4 mostra os custos, por transformador, para os desligamentos não programados.

Devido à curta duração na maioria dos desligamentos não programados, motivada tanto pela não programação de reparos complexos, quanto pela tentativa de minimizar os custos gerados pelas multas, os valores referentes ao envelhecimento adicional gerado tendem a valores mais baixos que os de desligamentos programados.

Na Figura 2, onde o gráfico foi apresentado em escala logarítmica, para melhor apresentação dos dados, vista a grande amplitude de variação entre os valores, pode-se observar que apenas dois transformadores apresentaram valores acima da faixa de R\$ 1.000,00, sendo o transformador PPE-TR7 com custo de R\$ 6.736,63 e o SRO1-TR1, registrando R\$ 9.496,94. Além disso, das 69 unidades analisadas, apenas 16 apresentaram valores acima de R\$ 1,00.

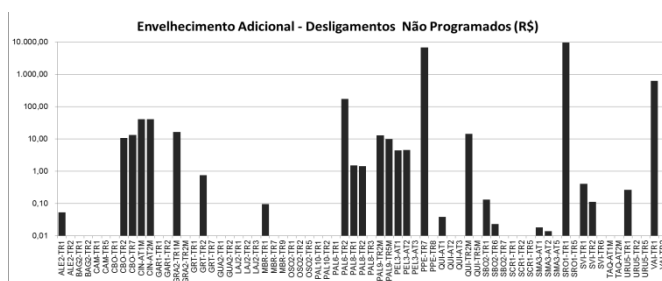


Fig. 2. Custo do envelhecimento adicional – Desligamento não-programado

Quanto aos desligamentos programados, devido à sua maior duração na maioria das ocorrências, tem-se um maior impacto gerado nos transformadores da rede, acarretando em 88% dos custos de envelhecimento adicional, como mostra a Figura 3.

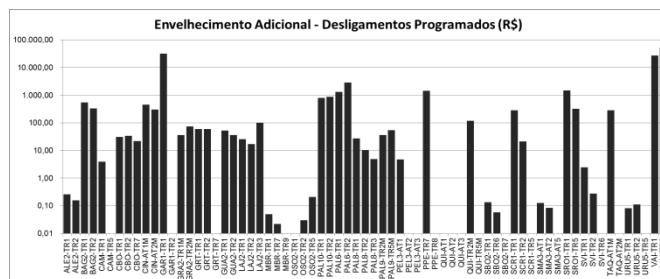


Fig. 3. Custo do envelhecimento adicional – Desligamento programado

Os resultados do custo devido ao envelhecimento adicional causado pelos desligamentos programados mostram também uma grande amplitude na variação dos valores, com cerca de 50% dos transformadores apresentando custos baixos, inferiores a R\$ 10,00 por equipamento, porém com elevados impactos em alguns equipamentos, destacando-se os transformadores GARI-TR1, com custos de R\$ 31.373,32 e os equipamentos VAI-TR1 e TR2, R\$ 27.291,45 e R\$ 51.558,38, respectivamente.

A Figura 4 apresenta os valores totais referentes ao envelhecimento adicional causado pelas saídas de operação analisadas, tanto programadas quanto não programadas.

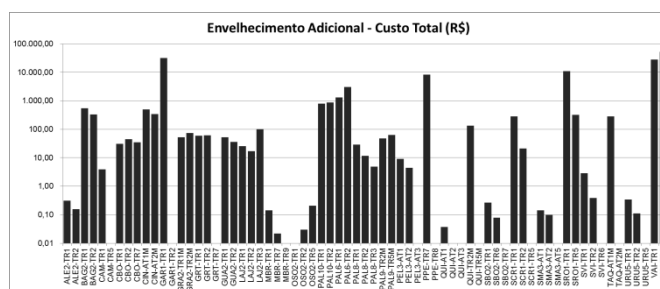


Fig. 4. Custo do envelhecimento adicional por transformador

Os resultados finais do envelhecimento adicional mostram também a discrepância de valores, com os transformadores com maiores custos, GARI-TR1, PPE-TR7, SRO1-TR1, VAI-TR1 e VAI-TR2, correspondendo a mais de 93% do custo total do envelhecimento adicional. Como aspecto comum, esses transformadores possuem um carregamento médio elevado, acima de 50%, e um único transformador sendo fortemente impactado, assumindo carregamento médio acima de 100% da capacidade no período de desligamento, o que causa grande elevação da temperatura de operação e, consequentemente, um maior envelhecimento adicional do equipamento.

IV. CONCLUSÃO

Conclui-se que o artigo cumpriu seu objetivo propondo uma metodologia de análise dos custos de indisponibilidade de transformadores de potência de grande porte devido ao sobrecarregamento causado aos demais transformadores da rede. Esta metodologia apresentada pode ser usada como uma ferramenta para auxílio na tomada de decisão na gestão dos equipamentos por parte das concessionárias. Da mesma forma, auxilia a trazer à tona dados financeiros que podem, aliados aos parâmetros técnicos e estratégicos da concessionária, compor uma importante ferramenta de

tomada de decisão para a priorização adequada na substituição dos equipamentos ou na reconfiguração do sistema.

Pode-se perceber uma diferença relativamente grande entre os resultados dos custos de envelhecimento adicional provenientes de desligamentos não programados e programados. O custo de envelhecimento adicional de desligamentos programados chega a 88% do valor total contra 12% de desligamentos não programados. Este fato pode ser explicado pela duração de tais desligamentos serem diferentes devido a decisões de gestão relacionadas às multas pagas face à indisponibilidade de um equipamento. Porém, enquanto a concessionária está pagando uma multa menor pelo equipamento estar desenergizado, o custo do envelhecimento adicional cresce a cada desligamento programado de longa duração. Isto leva a crer que, mesmo que a multa seja menor em um desligamento programado, deve-se atentar para que a programação de atividades que demandam o desligamento dos equipamentos consuma o menor tempo possível para minimizar o custo do envelhecimento adicional.

Outro ponto que merece ser mencionado foi que, no estudo de caso realizado, 5 transformadores foram responsáveis por 93% do custo de envelhecimento adicional. O fator comum entre esses equipamentos é o carregamento médio superior a 50%. Isto leva a crer que é preciso haver um monitoramento do carregamento médio desses equipamentos no sentido de iniciar um planejamento de ampliação ou reforço das instalações. Desta forma, o carregamento médio dos transformadores ficaria inferior a 50%, evitando danos e custos em longo prazo nos equipamentos já instalados.

Por fim, os resultados também mostram o alto impacto financeiro indireto causado por esses desligamentos, principalmente os de longa duração, podendo a concessionária traçar estratégias para reduzir a duração de tais desligamentos, principalmente para os transformadores que apresentam as características levantadas que causam elevados custos, como o alto carregamento e a maior parte da carga suprida por apenas um equipamento da rede, não sendo distribuída em um número maior de transformadores.

Como limitações, o estudo de caso foi aplicado em uma única concessionária de energia, podendo ser expandido para a rede completa mediante a disponibilidade de dados e capacidade computacional para realizar as simulações. Outro aspecto relevante seria a aplicação do estudo com monitoramento em tempo real do carregamento de cada equipamento.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

[1] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Sistema Interligado Nacional. 2020.

- [2] ZAMBON, R. C. A operação dos reservatórios e o planejamento da operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional. *Revista USP*, São Paulo, n.104, jan./mar. 2015.
- [3] MIHALCEA, Cornel; MUNTEANU, Florin; BAICEANU, Florin. An Integrated Probabilistic Approach for Power Transformers Availability. In: 2018 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE). IEEE, 2018. p. 1-6.
- [4] JAHROMI, A. N. et al. An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 25, n.2, mar./abr. 2009.
- [5] ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; BARTNIKAS, R. A Techno-Economic Method for Replacing Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 26, n. 2, Apr. 2011.
- [6] AWADALLAH, Selma KE; MILANOVIĆ, Jovica V.; JARMAN, Paul N. The influence of modeling transformer age related failures on system reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 2, p. 970-979, 2014.
- [7] CAMPELO, F. et al. Multicriteria transformer asset management with maintenance and planning perspectives. *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol.10, ISS. 9. 2016.
- [8] BARDYK, E.; BOLOTNYI, N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 3, n. 8-93, p. 6-15, 2018.
- [9] LIMA, Shigeaki L.; SAAVEDRA, Osvaldo R.; MIRANDA, Vladimiro. A two-level framework to fault diagnosis and decision making for power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 1, p. 497-504, 2014.
- [10] IEEE.C57.91: IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. IEEE Standards Association. Mar. 2012.
- [11] SILVA, J. R. Modelagem para monitoramento térmico de transformadores em operação e avaliação do envelhecimento em função do perfil de carregamento. 2005. 122p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.
- [12] SUSA, D.; LEHTONEN, M.; NORDMAN, H. Dynamic thermal modeling of distribution transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n.3, Jul. 2005.
- [13] SUSA, D.; LEHTONEN, M. Dynamic thermal modeling of Power transformers: further Development-part I. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, n.4, Oct. 2006.
- [14] SUSA, D.; LEHTONEN, M. Dynamic thermal modeling of Power transformers: further Development-part II. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, n.4, Oct. 2006b.
- [15] CUI, Y. et al. Moisture-Dependent Thermal Modelling of Power Transformer. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 31, n. 5, joct. 2016.
- [16] CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica. A CEEE Geração e Transmissão. 2019.
- [17] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 758, de 6 de janeiro de 2009. Homologa as Metodologias para definição e atualização do Banco de Preços de Referência ANEEL a ser utilizado nos processos de autorização, licitação para outorga de concessão e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica.
- [18] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 443, de 26 DE JULHO DE 2011. Estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e dá outras providências.