

MODELO DE CONFIABILIDADE DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA CONSIDERANDO SOBRECARGAS

Suelen C. Freitag, Mauricio Sperandio
Universidade Federal de Santa Maria UFSM
Santa Maria - Brasil
suelenfreitag@gmail.com, mauricio.sperandio@ufsm.br

Abstract— This paper has the objective of developing a methodology through the Markov model, in order to determine the probabilities of failure, maintenance, overload and shutdown of the power transformers, thus enabling the optimization in the detection of equipment failures. The application of the study will lead to greater assertiveness of the investments, providing technical support, scientific and greater agility in the decision making for the maintenance management of transformers.

Keywords— Failure rate, Markov model, Power Transformer, Probability, Reliability.

I. INTRODUÇÃO

A rede de transmissão de energia elétrica tem papel fundamental no sistema elétrico, sendo o elo entre a geração e carga, e são planejadas e operadas visando a maior confiabilidade possível. Entretanto, essas redes estão sujeitas a interrupções, defeitos e mau funcionamento de vários equipamentos presente em seu sistema.

Os transformadores de potência constituem um dos principais equipamentos dentro das subestações do sistema de transmissão, e sua perda de função gera grandes transtornos operacionais, principalmente sobrecargas em outros transformadores. Quando ocorre um desligamento por falha ou defeito interrompe-se o fluxo de uma grande quantidade de energia. Além disso, a sua substituição ou manutenção é dificultosa, podendo levar várias semanas, vazamentos podem provocar sérios impactos ambientais, e, portanto, tem altos custos financeiros.

Particularmente segundo [1], os transformadores de potência são equipamentos confiáveis, com baixa taxa de falha, porém por serem equipamentos muito caros e de difícil transporte busca-se sempre o aprimoramento da manutenção de seus componentes, com finalidade de aumento da vida útil e redução da taxa de falha do equipamento.

Para atingir o objetivo de aumentar a confiabilidade dos transformadores, as causas da falha do equipamento devem ser pesquisadas e os tempos de interrupção devem ser verificados. Este assunto tem sido investigado muito na literatura. Em [2] mais de mil falhas ocorridas entre 1968 e 1978 são coletadas, verificando que, em geral, a taxa de falha de um transformador de potência é cerca de 2% por unidade ano, sendo que no artigo as falhas são categorizadas por componente falhado, origem da

falha e também sua causa. Em [3] também se realizou pesquisas quanto ao local de falha, causa e classificação do modo de falha, que permitiu uma análise mais detalhada apresentada em [4], em relação a classificação das falhas em transformadores durante o período de 1996 a 2006. Em [5], o diagrama de árvore de falhas é descrito, onde o modelo consiste nos possíveis sistemas que podem causar uma falha nos transformadores e subsistemas que podem falhar. É um mapeamento das falhas do sistema com as possíveis causas iniciais.

Assim, avaliar a vida do transformador e prever as suas falhas é muito importante, a fim de melhorar a confiabilidade desses equipamentos. A medida que o equipamento do sistema está envelhecendo e tende a se deteriorar gradualmente, a probabilidade de interrupção do serviço devido às falhas aumenta. Para o sistema elétrico, a condição de operação do equipamento é de grande importância porque as receitas são afetadas pela condição do equipamento quando a demanda da carga se torna alta.

Determinar os modelos de interrupção de equipamentos, usando falhas e seus efeitos, é um dos métodos importantes na investigação da confiabilidade, e também o primeiro passo na avaliação do risco no sistema [6]. Esse modelo também é conhecido como modelo de Markov, e utilizado para vários tipos de equipamentos. Em, [7]–[9], os modelos de Markov de dispositivos de proteção foram obtidos. Mas nenhum trabalho semelhante foi feito para transformadores. Neste trabalho é desenvolvido um modelo de Markov para o transformador de potência, contemplando estados de interrupção como falha, manutenção, desligamento e sobrecarga, com o objetivo de ranquear os transformadores com maior probabilidade de falha no sistema, visando direcionar ações preditivas de manutenção, reforços, ampliações ou sua substituição, a fim de elevar os índices de confiabilidade dos sistemas de transmissão de energia elétrica.

O artigo está organizado da seguinte forma: Na Seção II é apresentado a representação por espaço de estados utilizando o modelo de Markov. Na seção III é proposto a metodologia do modelo de confiabilidade do transformador de potência. A Seção IV trata dos resultados de confiabilidade do transformador e, finalmente, o artigo é concluído na Seção V.

II. REPRESENTAÇÃO POR ESPAÇO DE ESTADOS

A representação dos equipamentos para modelos de Markov permite determinar a probabilidade de cada estado com base no seu histórico operativo. Sendo assim, dado que os estados operativos de todos os elementos podem ser considerados eventos mutuamente exclusivos, é possível determinar a probabilidade de ocorrência de cada estado do sistema através do produto das probabilidades de ocorrência de cada elemento.

Idealmente, todos os estados deveriam ser analisados para que os índices de confiabilidade fossem precisamente calculados. No entanto, dado o tamanho dos sistemas reais, torna-se necessária a adoção de técnicas eficazes que consigam selecionar um subconjunto de estados capaz de retratar o comportamento do sistema com uma precisão aceitável.

Desta forma, os diagramas de estados são comumente usados na modelagem de Markov de manutenção de equipamentos devido a duas vantagens principais [10]. Em primeiro lugar, os diagramas de estados são capazes de fornecer modelos gráficos simples para equipamentos, combinando procedimentos de deterioração, inspeção e manutenção. Em segundo lugar, os diagramas de estados podem ser convertidos diretamente em modelos matemáticos que podem ser resolvidos usando métodos padrão e equações analíticas. Para esses processos, um modelo é desenvolvido para definir os esquemas de interrupção do transformador.

Entende-se como estado de um componente, o conjunto de possíveis valores que seus parâmetros podem assumir. Esses parâmetros são chamados variáveis de estado e descrevem a condição do componente. O espaço de estados é o conjunto de todos os estados que um componente pode apresentar.

Portanto, a análise do espaço de estados pode ser resolvida utilizando a técnica da cadeia de Markov, técnica que representa eventos dependentes e permite o cálculo da evolução temporal dos estados de um sistema desde que as probabilidades de transição entre estes estados permaneçam constantes.

A. Modelo de Markov

Dentre os métodos de avaliação de confiabilidade e disponibilidade de um sistema, a análise Markoviana é uma das mais importantes técnicas de modelagem conhecidas. Esse método de análise permite a modelagem de processos estocásticos – definido como um conjunto de variáveis aleatórias que descrevem o comportamento de um processo ao longo do tempo –, sendo, portanto, de fundamental importância no cálculo da confiabilidade e disponibilidade de sistemas, uma vez que os parâmetros de entrada para tal cálculo são variáveis aleatórias.

Na análise de confiabilidade e disponibilidade, um sistema baseado em processos estocásticos é representado usando-se um diagrama de transições entre estados discretos. Cada estado representa uma condição específica em que o sistema pode ser encontrado em um determinado momento. Para a análise de Markov, os estados do modelo devem representar as situações de funcionamento do sistema, desde sua operação até as situações em que o sistema deixa de operar. A sequência de falhas e reparos que podem ocorrer dão origem às possíveis transições do sistema.

Descrevemos uma cadeia de Markov da seguinte maneira: seja $S = \{E_1, E_2, \dots, E_k\}$ um conjunto de estados. A probabilidade de o sistema estar no estado E_j em qualquer observação se na observação imediatamente anterior estava no estado E_i , é denotada por p_{ij} e é chamada probabilidade de transição do estado E_i para o estado E_j .

Uma maneira de facilitar a resolução de um problema, usando cadeias de Markov, é através do diagrama de transição, que é uma representação gráfica da cadeia de Markov. Neste diagrama são visualizados os estados, representados por círculos; as transições, representadas por “setas” e as probabilidades de transições representadas genericamente por p_{ij} .

A Fig. 1 ilustra o diagrama de um sistema de 2 estados que servirá de exemplo para a construção de um modelo de Markov, onde λ é taxa de falha e μ taxa de reparo.

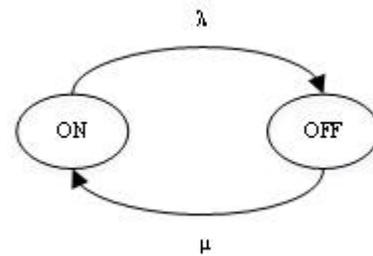


Fig. 1. Diagrama de Transição de Dois Estados

A matriz das probabilidades de transição, ou simplesmente matriz de transição para um processo de Markov com k estados, é definida como sendo a matriz quadrada, conforme Eq.(1).

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \dots & p_{1k} \\ p_{21} & p_{22} & \dots & p_{2k} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ p_{k1} & p_{k2} & \dots & p_{kk} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Em que p_{ij} é um número real, $p_{ij} \in [0, 1]$ com $1 \leq i, j \leq k$. Usado também a notação $P = [p_{ij}]$.

Se P é a matriz de transição de uma cadeia de Markov qualquer de k estados, então para cada i temos que:

$$p_{i1} + p_{i2} + \dots + p_{ik} = 1 \quad (2)$$

No exemplo do diagrama de transição correspondente a Fig. 1 a matriz de transição é dada por:

$$P = \begin{matrix} & \begin{matrix} ON & OFF \end{matrix} \\ \begin{matrix} ON \\ OFF \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1-\lambda & \lambda \\ \mu & 1-\mu \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3)$$

Note que o termo $1 - \lambda$ significa probabilidade do estado operando (ON) permanecer no estado operando e μ significa a probabilidade do estado não operando (OFF) migrar diretamente para o estado operando.

Em geral, não se pode determinar com certeza o estado de um sistema em uma cadeia de Markov. O melhor que se pode realizar, é especificar as probabilidades para cada um dos estados possíveis. Por exemplo, descreve-se o estado possível do sistema, em certa observação em uma cadeia de Markov com k estados, por um vetor linha:

$$x = [x_1 \quad x_2 \quad \dots \quad x_k] \quad (4)$$

Em que x_i é a probabilidade do sistema estar no primeiro estado, x_2 é a probabilidade de estar no segundo estado e x_k é a probabilidade do sistema estar no k -ésimo estado. Em geral, temos a seguinte definição: O vetor de estado de uma observação de uma cadeia de Markov com k estados, é definido com um vetor linha x , cuja i -ésima componente x_i é a probabilidade de o sistema estar, naquela observação, no i -ésimo estado.

As entradas em qualquer vetor de estado de uma cadeia de Markov são não negativas e têm a soma igual a 1. Um vetor linha com essas propriedades é denominado de vetor de probabilidades. No exemplo, os vetores de probabilidades são:

$$x_{ON} = \begin{bmatrix} ON & OFF \\ 1-\lambda & \lambda \end{bmatrix} \quad (5)$$

E

$$x_{OFF} = \begin{bmatrix} ON & OFF \\ \mu & 1-\mu \end{bmatrix} \quad (6)$$

A seguir, denota-se por x_i o vetor de estado na i -ésima observação de uma cadeia de Markov. Suponha-se, agora, que seja conhecido o vetor de estado x_0 de uma cadeia de Markov em uma observação inicial. O teorema a seguir nos permite determinar os vetores de estado

$$x_1, x_2, \dots, x_n, \dots \quad (7)$$

Se P for a matriz de transição de uma cadeia de Markov e x_n for o vetor de estado na n -ésima observação, então

$$x_{n+1} = x_n T \quad (8)$$

Deste teorema:

$$\begin{aligned} x_1 &= x_0 T \\ x_2 &= x_1 T = x_0 T^2 \\ &\vdots \\ x_n &= x_{n-1} T = x_0 T^n \end{aligned} \quad (9)$$

Desta maneira, o vetor de estado inicial x_0 e a matriz de transição P determinam x_n para $n \geq 1$. Retomando ao exemplo, cuja matriz de transição está representada pela Eq. (3), determina-se a probabilidade de um estado, atualmente operando, ter migrado para o estado não operando de modo que o vetor de estado inicial é

$$x_o = [ON \quad OFF] \quad (10)$$

Pela Eq. (8), segue que:

$$x_1 = x_0 P = [ON \quad OFF] \begin{bmatrix} 1-\lambda & \lambda \\ \mu & 1-\mu \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} x_{ON} &= -\lambda \bullet ON + \mu \bullet OFF \\ x_{OFF} &= \lambda \bullet ON - \mu \bullet OFF \end{aligned} \quad (12)$$

Substituindo uma das equações por $ON+OFF=1$, e resolvendo este sistema, obtemos as probabilidades de estar em cada estado, como apresentado nas Eq. (13) e (14).

$$P_{ON} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (13)$$

$$P_{OFF} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (14)$$

Assim, a probabilidade do sistema encontrar em estado operando (ON) e não operando (OFF) são encontradas pelas Eq. (13) e (14) respectivamente.

III. METODOLOGIA

No modelo deste artigo, presume-se que os transformadores de potência são dispositivos reparáveis. Dado que o equipamento está operando em suas condições normais, ele pode passar para outros quatro estados, o estado de falha, que por sua vez pode ocasionar uma sobrecarga ou um desligamento. O estado de sobrecarga por sua vez pode ocasionar uma falha. O estado de desligamento por sua vez pode levar a uma manutenção. Sendo que todos, dado a sua taxa de reparo, podem levar ao estado inicial do transformador, operação normal. Esse modelo de cinco estados para um transformador, pode ser reduzido a dois estados – operando e não operando (ON – OFF). O estado ON ou operando, contempla os estados “Operação Normal” e “Sobrecarga”, e o estado OFF ou não operando, inclui os estados “Falha”, “Desligamento” e “Manutenção”. As taxas de transição entre os estados são descritas nas próximas sessões, sendo estatisticamente independentes e constantes.

A. Modelo de Confiabilidade do Transformador de Potência

Entende-se como estado de um componente, o conjunto de possíveis valores que seus parâmetros podem assumir. Esses parâmetros são chamados variáveis de estado e descrevem a condição do componente. O espaço de estados é o conjunto de todos os estados que um componente pode apresentar.

Dessa forma, a análise do espaço de estados pode ser resolvida utilizando a técnica da cadeia de Markov. Esta técnica representa eventos dependentes e permite o cálculo da evolução temporal dos estados de um sistema desde que as probabilidades de transição entre estes estados permaneçam constantes.

Neste trabalho, propõe-se um modelo de cinco estados para um transformador, conforme ilustrado na Fig.2.

Para a definição dos parâmetros de taxas de falha e reparo uma série de dados deve ser observado por um período de tempo T .

A taxa de falha (λ_f) consiste na probabilidade de ocorrência de falha em um determinado intervalo de tempo, determinada

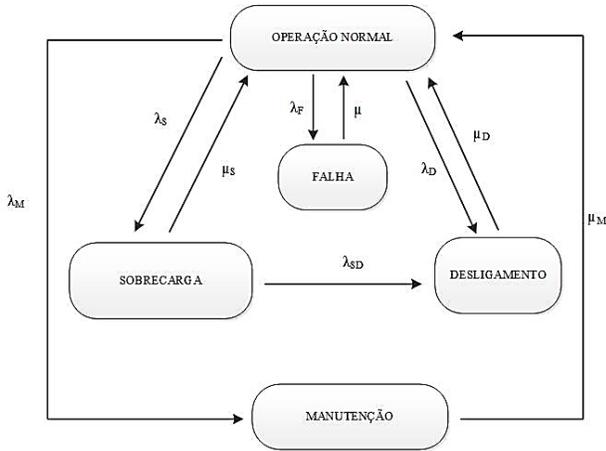


Fig. 2. Diagrama de Transição de Dois Estados

por $\lambda_F = n_f/T_o$ (onde n_f é número de falhas, T_o é o tempo do equipamento em operação observado em T).

A taxa de manutenção (λ_M) corresponde à manutenção programada, ou seja, a taxa a qual é realizada a manutenção no determinado equipamento, determinada por $\lambda_M = n_m/T_M$ (onde n_m é o número de manutenção programada, T_M é o tempo do equipamento em manutenção observado em T).

A taxa de sobrecarga (λ_S) determinada por $\lambda_S = n_s/T_S$ (onde n_s é o número de sobrecargas, T_S é o tempo do equipamento em sobrecarga observado em T).

A taxa de sobrecarga que ocasiona um desligamento (λ_{SD}) determinada por $\lambda_{SD} = n_{SD}/T_{SD}$ (onde n_{SD} é o número de sobrecargas que ocasionaram um desligamento, T_{SD} é o tempo do equipamento desligado devido à sobrecarga observado em T).

A taxa de desligamento (λ_D) que representa um desligamento involuntário, não forçado por falha, determinado por $\lambda_D = n_D/T_D$ (onde n_D é o número de desligamentos, T_D é o tempo do equipamento desligado observado em T).

A taxa de reparo (μ) consiste no número de reparos de uma falha por tempo, determinado por $\mu = n_F/\sum_{f=1}^{n_F} r_f$ (onde r_f é o tempo da i -ésima falha observada em T).

A taxa de saída de sobrecarga (μ_S) constitui o período que o equipamento leva para voltar ao estado de operação normal após a ocorrência da sobrecarga, determinada por $\mu_S = n_S/\sum_{s=1}^{n_S} r_s$ (onde r_s é o tempo da i -ésima sobrecarga observada em T).

A taxa de reparo de desligamento (μ_D) compõe o restabelecimento da operação normal após a ocorrência de um desligamento, determinada por $\mu_D = n_D/\sum_{d=1}^{n_D} r_d$ (onde r_d é o tempo do i -ésimo desligamento observado em T).

A taxa de reparo da manutenção (μ_M) compõem o restabelecimento da operação normal após realizada manutenção, determinada por $\mu_M = n_M/\sum_{m=1}^{n_M} r_m$ (onde r_m é o tempo da i -ésima manutenção observado em T).

A partir do conhecimento do número de estados e das taxas de transições entre os estados, pode-se calcular a probabilidade do sistema estar em cada estado. Da mesma forma conhecendo

o estado atual, pode-se determinar a chance de se atingir certo estado ou estimar o tempo para se atingir determinado estado (número de transições).

Conhecendo então os estados e as taxas de transições da Fig. 2 calcula-se a probabilidade de o transformador estar em cada estado. A matriz de transições para o estudo é apresentada na Tabela I, considerando os Estados Operação Normal (N), Falha (F), Sobrecarga (S), Desligamento (D) e Manutenção (M).

TABELA I
MATRIZ DE TRANSIÇÃO DO DIAGRAMA DE ESTADOS DA FIG. 2

	N	F	S	D	M
N	$1-(\lambda_S+\lambda_F+\lambda_D+\lambda_M)$	λ_F	λ_S	λ_D	λ_M
F	μ_F	$1-\mu$	0	0	0
S	μ_S	0	$1-\mu_S$	λ_{SD}	0
D	μ_D	0	0	$1-\mu_D$	0
M	μ_M	0	0	0	$1-\mu_M$

Encontrando assim a probabilidade de o transformador estar em cada estado, sendo os valores de probabilidade obtidos para o modelo apresentado na Fig. 2, ilustra o impacto das taxas de falha na confiabilidade do transformador.

IV. RESULTADOS

Nesta seção, são realizadas análises numéricas para o modelo de confiabilidade do transformador. A partir destas análises são ilustrados os impactos na disponibilidade de variações do transformador nas taxas de falha.

O trabalho é desenvolvido através dos dados fornecidos da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, concessionária de serviços de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul, Brasil. A CEEE Geração e Transmissão é a responsável pela maioria das instalações que compõem a Rede Básica de Transmissão do Estado, viabilizando o transporte e suprimento de energia às Concessionárias de Distribuição que atuam no RS e ao Sistema Interligado Nacional.

Para a contextualização do método proposto, são consideradas, para estudo de caso, uma amostra de 15 unidades transformadoras da área de concessão da transmissão da CEEE-GT, rede básica 230 kV, região metropolitana, distribuídas em 8 subestações. As taxas de transições dos estados da Fig. 2, para os transformadores de potência, são apresentados na Tabela II. Os dados são obtidos a partir da análise e classificação dos históricos de serviço da concessionária, onde os mesmos foram classificados em [11], sendo coletados em uma amostra de quinze anos (2001-2015).

Desta forma, conhecendo o tamanho da amostra (tempo em que a unidade está em operação) e o número de falhas que ocorreram neste período observado, obtém-se as respectivas taxas. Dado que se conhece as taxas, pode-se calcular as probabilidades de estar em cada estado para análise de confiabilidade.

TABELA II
TAXAS DE FALHA E REPARO DOS TRANSFORMADORES

SE	TR	λ	λ_M	λ_S	λ_D	λ_{SD}
		Falhas/ano				
CIN	TR1	1,0329	0,1936	0,6455	0,6455	0,1936
CIN	TR2	1,6783	0,0645	1,0973	0,0645	0,0645
GUA2	TR1	1,0973	0,1291	0,1936	1,0327	0,1291
GRA2	TR1	1,1618	0,2582	0,0645	0,0645	0,0645
GRA2	TR3	0,3227	0,1936	1,6783	0,0645	0,0645
PAL4	TR4	1,1618	0,2582	1,9365	0,1291	0,1936
PAL6	TR1	2,1306	0,4518	1,7428	0,4518	0,2582
PAL6	TR2	1,6137	0,3873	0,7745	0,2582	0,1936
PAL6	TR4	0,6455	0,3227	1,4846	0,2582	0,3227
PAL6	TR6	1,4846	0,4518	0,1936	0,3873	0,1936
PAL9	TR1	0,7745	0,1291	2,0657	0,2582	0,1936
PAL10	TR1	1,0327	0,5809	1,6137	0,0645	0,1291
PAL10	TR3	0,9036	0,1291	1,8074	0,5163	0,1936
PAL13	TR1	1,0973	0,2582	1,4846	0,4518	0,1936
PAL13	TR2	0,9682	0,1291	0,0645	0,2582	0,0645
SE	TR	μ	μ_M	μ_S	μ_D	
		Reparos/ano				
CIN	TR1	7108,54	3801,43	17415,99	70216,53	
CIN	TR2	24769,58	19959,49	22580,26	138619,7	
GUA2	TR1	43418,67	35137,60	14432,95	464,31	
GRA2	TR1	37651,59	15439,90	88212,59	1401600	
GRA2	TR3	40353,17	23288,12	17314,66	1146763	
PAL4	TR4	25790,46	35734,84	21570,45	56651,49	
PAL6	TR1	7586,22	23471,77	21413,94	23347,85	
PAL6	TR2	29250,55	18154,57	26049,35	73339,53	
PAL6	TR4	5017,06	15136,07	21148,13	106152,1	
PAL6	TR6	28206,42	31637,69	17303,70	52306,34	
PAL9	TR1	30565,95	113643,2	15760,61	68370,73	
PAL10	TR1	29654,70	28175,08	19168,49	92075,91	
PAL10	TR3	37510,96	25535,22	16616,63	283403,3	
PAL13	TR1	33936,51	52889,64	17896,08	38349,41	
PAL13	TR2	26865,82	36457,80	257436,7	176117,3	

Com os dados da Tabela II e o conhecimento do número de estados e suas taxas de transições, calcula-se a probabilidade do sistema estar em cada estado, a partir dos cálculos apresentados na sessão dois e da matriz de transição do diagrama de estado da Tabela I. Vale ressaltar também, que da mesma forma conhecendo o estado atual, pode-se determinar a chance de se atingir certo estado ou estimar o tempo para se atingir determinado estado (número de transições). A probabilidade de cada estado do transformador é apresentada na Tabela III.

Analisando as probabilidades dos transformadores na Tabela III, observa-se que a Subestação Porto Alegre 6 – TR1, apresenta maior risco de falha de 0,028 falhas ao ano, consequência do maior número de falhas registrado no histórico. Desta forma, este equipamento exhibe maior risco, o que significa que, com base no estudo apresentado, a estratégia de manutenção deve ser priorizada para este equipamento da subestação. Se analisarmos os demais transformadores, os mesmos apresentam baixas taxas de falha. Porém vale ressaltar novamente, que por serem equipamentos muito caros e de difícil transporte, deve-se buscar o aprimoramento da manutenção de seus componentes com a finalidade de aumento da vida útil e redução da taxa de falha do mesmo.

Outro parâmetro muito importante de ser analisado é a taxa de sobrecarga, que em definição é a operação do equipamento acima de sua capacidade nominal, para o caso dos

TABELA III
PROBABILIDADES DOS ESTADOS

SE	TR	Probabilidade (%)			
		F	M	D	S
CIN	TR1	0.01452	0.0051	0.00092	0.00371
CIN	TR2	0.0068	0.00032	0.000046	0.00485
GUA2	TR1	0.0025	0.000366	0.22191	0.00134
GRA2	TR1	0.0031	0.00167	0.000004	0.0000731
GRA2	TR3	0.00079	0.000831	0.000005	0.009691
PAL4	TR4	0.00451	0.000722	0.000227	0.008976
PAL6	TR1	0.0281	0.001924	0.001934	0.008135
PAL6	TR2	0.00551	0.002132	0.000352	0.002973
PAL6	TR4	0.01286	0.002131	0.000243	0.007018
PAL6	TR6	0.00526	0.001427	0.000740	0.00118
PAL9	TR1	0.00253	0.000113	0.000377	0.013104
PAL10	TR1	0.00348	0.002061	0.000070	0.008417
PAL10	TR3	0.00240	0.000505	0.000182	0.01087
PAL13	TR1	0.00323	0.000488	0.001178	0.0082948
PAL13	TR2	0.00361	0.000354	0.000146	0.00002507

transformadores, a definição de sua capacidade nominal é estabelecido dado uma temperatura máxima de operação e ao submeter o equipamento a sobrecarga, de qualquer magnitude, estará elevando a temperatura de operação, podendo causar degradação gradual ou brusca da isolação, contribuindo para o aumento da redução da vida útil do equipamento. Assim realizar um estudo detalhado sobre as condições de carga antes da ocorrência da sobrecarga, o tempo de duração e sua magnitude devem contribuir ainda mais aos resultados desse artigo.

Esta técnica está sendo implementada em um software de gerenciamento, que terá acesso ao banco de dados da empresa, e irá permitir gerar esses relatórios automaticamente após a configuração dos parâmetros. E que após esse processo, executa-se o cálculo de indicadores de confiabilidade de cada transformador para o sistema a concessionária.

V. CONCLUSÕES

Este artigo ilustrou o uso do modelo de Markov para determinar as probabilidades de falha, manutenção, sobrecarga e desligamento dos transformadores de potência e viabilizar a otimização de detecção de falha do equipamento para as concessionárias.

Um dos principais desafios para a implantação desta metodologia é a realização de pesquisas em vários registros da empresa, o que apresenta dificuldades, tais como: interpretação de dados; processos de filtragem para a localização de informações das interrupções; falta de informações suficientes nos registros; dentre outros. O que evidencia a necessidade de padronizar os dados de manutenção para gerenciamento e elaboração dos planos de manutenção, a fim de facilitar o trabalho de mineração de dados, proporcionando maior agilidade e consequente melhoria no desempenho e na disponibilidade operativa dos equipamentos.

A partir da Tabela III pode-se criar um ranking dos transformadores através da probabilidade de falha para identificar o equipamento com maior risco para o sistema elétrico CEEE-GT, proporcionando uma análise do grau de importância deste equipamento para o sistema. Os resultados obtidos apresentam o transformador 1 da subestação 6 de Porto

Alegre como de maior risco para o sistema CEEE-GT, devido essencialmente ao maior número de ocorrências registrado no histórico de suas falhas, devendo este ser priorizado.

Espera-se que, com a utilização desta metodologia, ganhos significativos possam ser obtidos para auxiliar o gerenciamento da manutenção dos transformadores. Bem como um gerenciamento técnico e financeiro com melhores priorizações dos investimentos em manutenção, reparos e monitoramentos dos transformadores.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao CNPq, CAPES e FAPERGS. Este trabalho é fomentado pelo Governo Brasileiro através do programa PROEX, PRPGP/UFSM, INCT-GD, CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo 23038.000776/2017-54 e FAPERGS processo 17/2551-0000517-1. Agradecem ainda a CEEE-GT por disponibilizar os dados necessários.

REFERÊNCIAS

- [1] D. Benetti, "Análise de padrões de desligamentos de transformadores da rede básica." Curitiba, p. 85, 2012.
- [2] A. Bossi, J. E. Dind, J. M. Frisson, U. Khoudiakov, H. F. Light, and E. Al., "An International Survey of Failures in Large Power Transformers in Service," *Final report of the CIGRE Working Group 12.05, Electra*, no. 88, pp. 21–48, 1983.
- [3] W. G. A. I. N. 227 CIGRE, "Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers," no. June, 2002.
- [4] J. Jagers and S. Tenbohlen, "Differences Approaches for the Acquisition of Reliability Statistics," *CIGRE 2009 Reg. Conf.*, pp. 1–7, 2009.
- [5] Weihui Fu, J. D. McCalley, and V. Vittal, "Risk assessment for transformer loading," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 3, pp. 346–353, 2001.
- [6] L. Wenyuan, *Risk Assessment of Power Systems*, 2nd ed. 2014.
- [7] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, and T. S. Sidhu, "Determination of the Optimum Routine Test and Self-Checking Intervals in Protective Relaying Using a Reliability Model," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 7, pp. 56–56, Jul. 2002.
- [8] F. Aminifar, M. Fotuhi-Firuzabad, and R. Billinton, "Extended reliability model of a unified power flow controller," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 1, no. 6, p. 896, 2007.
- [9] H. Seyedi, M. Fotuhi, and M. Sanaye-Pasand, "An extended Markov model to determine the reliability of protective system," *2006 IEEE Power India Conf.*, vol. 2005, no. 1, pp. 428–432, 2005.
- [10] T. M. Welte, "Using State Diagrams for Modeling Maintenance of Deteriorating Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 58–66, Feb. 2009.
- [11] S. C. Freitag, "Análise de Modos e Efeitos de Falha Aplicado a Transformadores de Potência," Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, 2017.