

# Simulação Monte Carlo Cronológica para Dimensionamento de Transformadores Reservas em Subestações de Distribuição

Vênus Lúria S. Mendes<sup>1</sup> Armando M. Leite da Silva<sup>1</sup> João Guilherme de C. Costa<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Depto. de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio, Brasil

<sup>2</sup>Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, Brasil  
(venusm@id.uff.br, armando@ele.puc-rio.br, costa@unifei.edu.br)

---

**Abstract:** This paper presents probabilistic methods for sizing stocks of regular spare transformers (RSTs) and mobile substation units (MUSs) required for a set of distribution substations, in order to meet a predetermined level of availability at the lowest possible cost. The methods used are structured according to several factors that affect the number of spare units. These factors include the use of RSTs and MUSs, type of failure, and various transformer parameters. Two probabilistic approaches are used throughout this work: Markov process and Monte Carlo Simulation (MCS). Due its modeling flexibility, more emphasis will be given to the chronological MCS to assess system reliability and cost indices over a period of interest. Two types of failures (random and catastrophic) are modeled and several sensitivity tests are performed in a real system, considering factors such as load growth and load transfer, increase in the number of transformers in operation and inclusion of reinforcement to the initial stock.

**Resumo:** — Este artigo apresenta uma metodologia probabilística para dimensionamento de estoque de transformadores sobressalentes e unidades de subestações móveis necessários para um conjunto de subestações de distribuição, a fim de atender a um nível predeterminado de disponibilidade ao menor custo possível. Os métodos utilizados são estruturados de acordo com diversos fatores que afetam o número de unidades sobressalentes. Os fatores incluem o uso de transformadores reservas (*regular spare transformers* - RSTs) e de subestações móveis (*mobile unit substations* – MUSs), tipo de falha e diversos parâmetros dos transformadores. Dois métodos probabilísticos são usados neste trabalho: processo de Markov e a Simulação Monte Carlo (*Monte Carlo simulation* - MCS). Um algoritmo baseado em MCS é utilizado no cálculo dos índices de confiabilidade e custos do sistema, no período de interesse. Diversas análises de sensibilidade são realizadas considerando fatores como crescimento e transferência de carga, aumento do número de transformadores em operação e inclusão de reforço ao estoque inicial.

**Keywords:** Load transfer; mobile unit substations; Monte Carlo simulation; number of spares; reliability; spare transformers.

**Palavras-chaves:** Transferência de Carga; unidades de subestação móvel; simulação Monte Carlo; número de reservas; confiabilidade; transformador reserva.

---

## 1. INTRODUÇÃO

Os transformadores das subestações de distribuição são os equipamentos que mais recebem atenção dos planejadores devido ao seu alto custo de aquisição e pelo seu longo tempo de reposição, estimado entre 12 e 18 meses (Costa et al., 2017; Abu-Elanien et. al., 2010). Em geral, as subestações de distribuição são projetadas com transformadores em paralelo, de tal forma que a carga pico é atendida mesmo quando um transformador do grupo falha. Contudo, apesar de segura, essa é uma solução com alto custo de implantação (Costa et al., 2014a, 2014b). Uma alternativa é o planejamento prever a utilização de transformadores reservas, (*regular spare transformers* - RSTs), pois, a falha de um destes equipamentos pode provocar a interrupção de um grande número de consumidores (Chowdhury et al., 2005; Billinton et al., 1996).

Outra prática comum entre as concessionárias de energia tem sido o uso de subestações móveis (*mobile unit substations* - MUSs) para diversas finalidades como, por exemplo, manutenção planejada, aumento temporário da capacidade da subestação, reparos de interrupção forçada causada por eventos naturais e em eventos de falha, quando a carga não pode ser transferida totalmente para as subestações vizinhas, durante a instalação de um transformador reserva. Além disso, as MUSs têm capacidade de reestabelecer rapidamente o fornecimento de energia (Hamoud, 2006, 2008). Portanto, as unidades RSTs e MUSs podem compor o estoque de uma subestação de distribuição a fim de mitigar as falhas, proporcionando tempo de reposição menor e, conseqüentemente, reduzindo os custos por falha durante o período de operação do sistema.

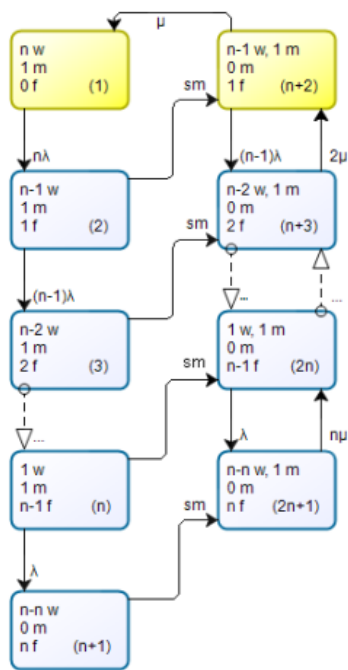


Fig. 1. Diagrama de espaço de estados: falha Classe 2.

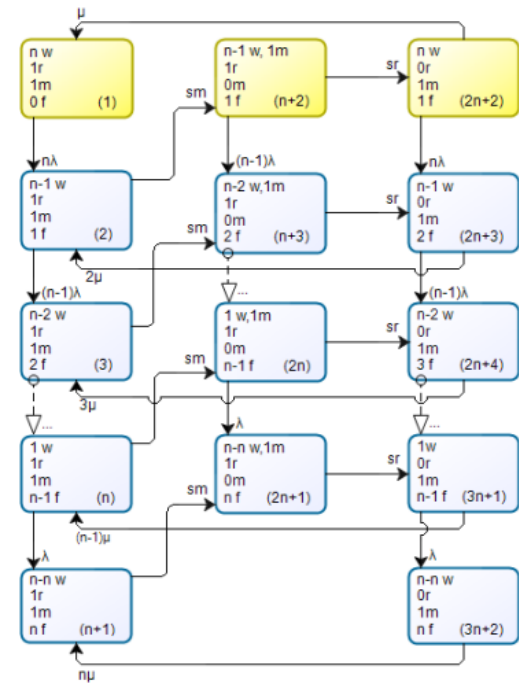


Fig. 2. Diagrama de espaço de estados: falha Classe 1.

O estoque é determinado pelo nível de confiabilidade requerido e pelos custos agregados ao sistema, como o investimento na aquisição dos equipamentos reservas, seu armazenamento e manutenção, interrupção do fornecimento de energia, além de compensações financeiras ou multas previstas em lei. O assunto está regulamentado no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST (ANEEL).

O dimensionamento do estoque deve ser feito de forma cautelosa, pois um grande número de equipamentos pode aumentar desnecessariamente o custo de investimento para a concessionária, na aquisição do estoque, armazenamento e manutenção dos equipamentos. Por outro lado, um número insuficiente de transformadores pode comprometer a confiabilidade do sistema e aumentar os custos operacionais por interrupção no fornecimento de energia (Leite da Silva et al., 2009, 2015).

As falhas nos transformadores podem ser classificadas como grandes (i.e., catastróficas) ou pequenas (i.e., aleatórias), sendo denominadas Classe 1 e Classe 2, respectivamente (Hamoud, 2011, 2012). Nas estações de distribuição, as MUSs são normalmente usadas para cobrir as interrupções relacionadas a essas falhas, a fim de evitar interrupções prolongadas ao cliente (Hamoud, 2011).

O artigo discute dois modelos probabilísticos para avaliar a confiabilidade de um grupo de transformadores de subestação que compartilha o mesmo estoque. O primeiro foi utilizado em muitos trabalhos, como (Hamoud, 2006, 2008, 2011, 2012; Leite da Silva et al., 2010, 2015), e consiste na aplicação do método probabilístico de processos de Markov que permite a avaliação de inúmeros índices de confiabilidade e custos através de uma representação de espaço de estados. O segundo utiliza a MCS cronológica que permite a modelagem de diversos aspectos práticos, incluindo

a representação de distribuições de tempos de espera não exponenciais, diferentemente do modelo de Markov e, portanto, qualquer tipo de memória do sistema pode ser modelada. Vários testes são realizados em um conjunto de transformadores de uma distribuidora de energia real (Hamoud, 2011), para ilustrar as vantagens e as limitações dos modelos em análises de dimensionamento de reserva técnica de transformadores para falhas da Classe 1 e 2.

## 2. METODOLOGIAS E DIMENSIONAMENTO DE ESTOQUE

### 2.1 Modelo de Markov

O diagrama de espaço de estados do modelo de Markov para um determinado sistema representa os possíveis estados, nos quais o sistema pode residir a qualquer momento, para um dado período de tempo. De acordo com o critério de falha adotado, cada estado pode ser classificado como um estado de sucesso ou de falha (Billinton et al., 1992). Este modelo exige que o sistema seja estacionário do ponto de vista estocástico, onde as taxas de falha são constantes, equivalentes ao período de maturidade da curva da banheira, na qual a taxa de falha constante e distribuições exponenciais são válidas (Billinton et al., 1994).

As probabilidades vinculadas a cada possível estado do sistema dependem de diversos fatores como: natureza da falha, taxas de falha e reparo, dimensão do sistema, tempo de instalação de unidades sobressalentes e de substituições móveis, número de transformadores em estoque e também do nível predeterminado de disponibilidade para o conjunto do sistema em análise e podem ser calculadas conforme é mostrado em (Hamoud, 2011, 2012).

A partir do modelo probabilístico de Markov dois modelos foram desenvolvidos para representar as falhas das classes 1 e 2. Cada um desses modelos representa as ações de emergência adotadas perante uma falha no transformador. O dimensionamento do estoque é feito para cada tipo de falha separadamente, a partir da análise da disponibilidade obtida.

Para falhas da Classe 2 as MUSs são utilizadas para restaurar o fornecimento de energia, permanecendo em serviço até que a unidade defeituosa seja reparada e esteja pronta para entrar em operação. Para falhas da Classe 1, em que há perda total do transformador, as subestações móveis são usadas primeiro para restaurar rapidamente o fornecimento de energia aos consumidores, evitando uma interrupção prolongada, e permanecem em serviço até que uma unidade reserva esteja disponível e pronta para ser instalada (Hamoud, 2011, 2012).

Para melhor compreensão, dois diagramas de espaço de estado foram criados para representar as ações que são tomadas perante ocorrência de falhas. As Figs. 1 e 2 representam um sistema composto por “n” transformadores no campo com, respectivamente, 1 MUS e 1 MUS & 1 RST (Hamoud, 2011).

Nestas figuras, “n” indica o número de transformadores do sistema, “w” o número de transformadores regulares que operam normalmente no campo, “r” o número de reservas disponíveis, “f” o número de transformadores com falha, e “m” o número de subestações móveis disponíveis. As taxas são identificadas por “sm”, “sr”,  $\mu$  e  $\lambda$  que representam a taxa de instalação da subestação móvel e da unidade reserva e as taxas de reparo e falha, respectivamente.

A probabilidade de sucesso do sistema é calculada para um determinado número de MUSs e RSTs em vários testes em que são calculadas a disponibilidade do sistema. O número necessário desses equipamentos é determinado quando a probabilidade de sucesso do sistema excede o nível predeterminado. Como critério de sucesso foi considerado que todos os transformadores devem estar em pleno funcionamento, logo, os estados (1), (n+2) e (1), (n+2) e (2n+2), são os estados de sucesso para falhas das classes 1 e 2, respectivamente.

## 2.2 Modelo Cronológico

A simulação Monte Carlo (MCS - *Monte Carlo simulation*) cronológica é uma ferramenta matemática baseada na seleção e análise de um grande número de amostras de tempos de operação de componentes do sistema, extraídas das variáveis aleatórias correspondentes (Costa et al., 2014; Leite da Silva et al., 2015; Billinton et al., 1994).

A MCS cronológica permite a representação de condições não admitidas por métodos baseados nos processos de Markov (Costa et al., 2014b; Leite da Silva et al., 2015). O método é capaz de modelar eventos como crescimento de carga, expansão do parque de transformação e ampliação do estoque de reservas ao longo do período  $T$  definido pelo planejador (e.g., cinco, dez ou vinte anos). Além disso, uma grande quantidade de parâmetros estatísticos pode ser

estimada durante a simulação, como número médio de transformadores avariados no período, idade esperada do parque de transformação no final do período, etc. (Costa et al., 2014a).

O algoritmo proposto neste trabalho permite o cálculo de índices de confiabilidade e custos esperados para um grupo de transformadores, em um período de tempo, durante o qual se deseja estabelecer uma estratégia para dimensionar o estoque. Os dados de entrada do problema são: período de análise (e.g.,  $T = 20$  anos), número de transformadores em operação, número de RSTs e de MUSs, carga nos transformadores, previsão de crescimento de carga e inclusão de novos transformadores reservas (RSTs) e subestações móveis (MUSs).

O tempo de vida restante é modelado individualmente por uma exponencial discreta; qualquer outra poderia ter sido utilizada. Parâmetros relacionados ao tempo necessário para a conclusão de ações, como reposição do estoque, transferência de carga, tempo de instalação de unidades reservas e de unidades de subestações móveis e tempos de reparo, são modelados por distribuições de probabilidades específicas (e.g., Uniforme, Gaussiana, etc.), definidas pelo usuário.

O algoritmo cronológico gera um grande número de repetições ou simulações ( $N_{sim}$ ) do período de análise, baseado nas distribuições de probabilidade dos tempos envolvidos e na estratégia definida para composição do estoque ao longo deste período. A partir dessas simulações, diversos índices de confiabilidade são calculados como:

*Disponibilidade (A)*: é a probabilidade de o sistema apresentar, em qualquer instante de tempo futuro, todos seus transformadores em plena operação. Ou seja, é a relação entre o tempo total em que o sistema ocupa o estado de sucesso ao longo da simulação e período total simulado, i.e.,  $T \times N_{sim}$ :

$$A = \frac{t_{sucesso}}{T \times N_{sim}}. \quad (1)$$

*Indisponibilidade (U)*: é o número esperado de horas no período durante o qual o sistema sofre déficit no número de transformadores:

$$U = \frac{t_{falha}}{N_{sim}}. \quad (2)$$

*Frequência média de falha (F)*: corresponde ao número médio de falhas por período:

$$F = \frac{\text{Número de falhas}}{N_{sim}}. \quad (3)$$

*Duração média das falhas (D)*: corresponde ao tempo médio de interrupção a cada falha ocorrida, ou seja, é a relação entre o tempo total de falha ( $t_{falha}$ ) e o número de falhas ocorridas no sistema ao longo da simulação i.e.:

$$D = \frac{t_{falha}}{\text{Número de falhas}}. \quad (4)$$

*Energia esperada não suprida (EENS):* é o valor médio da energia não suprida no período analisado, i.e.:

$$EENS = \frac{\text{Energia total não suprida}}{N_{sim}} \quad (5)$$

Além dos índices de confiabilidade, os custos do sistema também são calculados. O custo de operação é estimado a partir do índice EENS para quantificar as perdas de receita da empresa pelo não faturamento, e o custo por interrupção dos consumidores pela energia não suprida, devido a falhas (Costa et al., 2017).

$$\text{Custo}_{operação} = (C_E + C_I) \times EENS \quad (6)$$

onde  $C_E$  é o preço da energia em \$/MWh e  $C_I$  é o valor médio utilizado como estimativa do custo unitário de interrupção a cada consumidor em \$/MWh e o valor de EENS é fornecido pelo programa de simulação de confiabilidade.

É importante ressaltar que os índices e os custos estimados pelo modelo cronológico estão condicionados à estratégia de composição do estoque definida pelo planejador. Isso significa que o modelo se torna importante na análise comparativa de diversas alternativas de configuração do estoque.

O algoritmo de simulação Monte Carlo cronológica é resumido nos seguintes passos:

- 1) Ler os dados de entrada;
- 2) Iniciar as variáveis auxiliares na simulação;
- 3) Incrementar o número de simulações;
- 4) Simular um período completo, amostrando os tempos de operação dos transformadores de reposição do estoque, transferência de carga, instalação de unidades móveis e reservas;
- 5) Monitorar e acumular, a energia não suprida, o número de falhas ocorridas e o tempo de falha para o cálculo dos índices de confiabilidade e custos gerados ao sistema;
- 6) Verificar a convergência da simulação através do coeficiente  $\beta$  (Leite da Silva, 2015; Billinton, 1994) e número máximo de simulações;
- 7) Se convergir, calcular e imprimir os índices de confiabilidade e custos, senão, retornar ao passo 3.

A simulação referente ao Passo 4 deve reproduzir, tanto quanto possível, a sequência de ações necessárias para manter o sistema em operação. A Fig. 3 mostra a modelagem dos eventos que devem ser realizados como ações de emergência perante falhas no sistema. De acordo com a Fig. 3, se a falha ocorrida for do tipo catastrófica, Classe 1, primeiro verifica-se se há unidade reserva disponível, se houver, verifica-se qual ação de emergência deve ser tomada, transferência de carga ou instalação da subestação móvel, que atuam para mitigar as falhas enquanto o transformador reserva é transportado e instalado. Se não houver unidades reservas, o ponto permanece em falha até que uma RST esteja disponível.

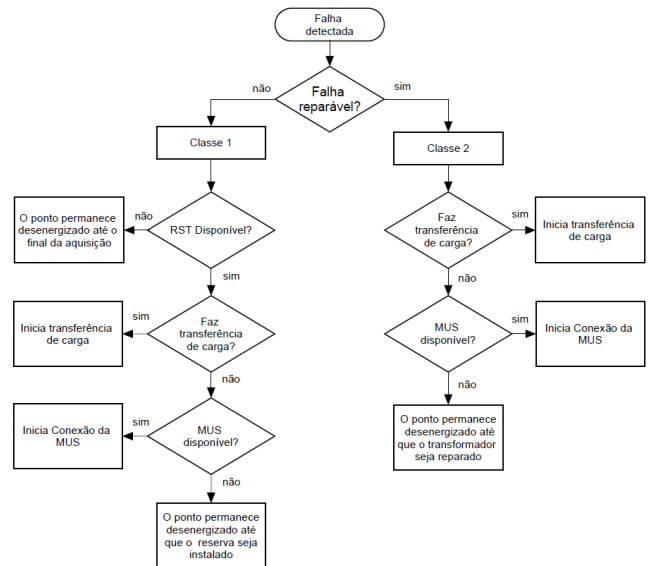


Fig. 3. Ações de emergência perante falhas no sistema - SMC realizada separadamente para Classes 1 e 2.

Se a falha detectada for reparável, Classe 2, verifica-se a possibilidade de transferência de carga ou instalação da unidade de subestação móvel como ação de emergência para mitigar a falha, enquanto o transformador avariado é reparado. Caso não seja possível tomar nenhuma medida para suprir a carga, o ponto permanece em falha até que o transformador avariado seja reparado e esteja pronto para operar novamente.

### 2.3 Markov Versus Monte Carlo

Para fins de comparação, foram feitas simulações através dos dois métodos apresentados, Markov e MCS, utilizando um coeficiente de variação  $\beta=0,1\%$ . Para que haja uma comparação adequada, algumas flexibilidades do algoritmo MCS são desligadas (e.g., transferência de carga). O modelo computacional desenvolvido é aplicado ao mesmo sistema de (Hamoud, 2011). Os resultados são mostrados nas Tabelas 1 e 2.

Analisando os resultados obtidos para Classe 2 (Tabela 1), observa-se que ocorre uma saturação quando o número de unidades móveis é maior que 1, portanto, uma unidade móvel é capaz de manter a disponibilidade do sistema em 99,693%.

Para a Classe 1, admitiu-se 3 unidades reservas variando o número de unidades de subestação móvel. Analisando os resultados da Tabela 2, observa-se que uma saturação também ocorre quando o número de MUS é igual a 1.

Nota-se também que a maior diferença relativa aos resultados obtidos pelos dois métodos é igual a 0,04526%, para Classe 2, e de 0,20020% para Classe 1. A diferença obtida entre os dois métodos para os dois tipos de falha apresentou um valor muito pequeno e, portanto, aceitável. Ademais, esses resultados ficaram muito próximos dos resultados obtidos por Hamoud (2011), certificando assim os cálculos realizados por ambos os métodos neste artigo.

**Tabela 1. Markov versus Monte Carlo: Classe 2**

Nº de MUS	Disponibilidade (Dif. %)	
	Monte Carlo	Markov
0	0,96824 (0,00173)	0,96822
1	0,99693 (0,04526)	0,99739
2	0,99784 (0,00170)	0,99785

**Tabela 2. Markov versus Monte Carlo: Classe 1**

Nº de MUS	Disponibilidade (Dif. %) c/ 3 RSTs	
	Monte Carlo	Markov
0	0,96483 (0,09162)	0,96395
1	0,99369 (0,13676)	0,99233
2	0,99452 (0,20020)	0,99253

A MCS (cronológica) permite modelar tempos de reposição com quaisquer distribuições de probabilidade e também representar diferentes estratégias próximas da realidade operacional. Portanto, por sua flexibilidade e precisão, o modelo cronológico de MCS torna-se a principal ferramenta de aplicação neste trabalho, sendo usada em diversas análises de sensibilidade em estudos de caso nas seções seguintes, onde, outras combinações de estoque serão exploradas.

### 3. APLICAÇÃO NUMÉRICA

#### 3.1 Avaliação da Confiabilidade via MCS

Esta seção apresenta alguns estudos de caso para um sistema composto por um conjunto de 60 transformadores, extraído de (Hamoud, 2011). Inicialmente, é assumido que todos operam dentro do seu período de vida útil e que a concessionária possui um estoque com 3 unidades de transformadores reservas e nenhuma unidade de subestação móvel. As taxas de falha são 0,007 e 0,0131 horas/ano para falhas da classe 1 e 2, respectivamente. Os tempos de reparo de um transformador no campo, instalação e aquisição de um transformador reserva, instalação de uma subestação móvel e o tempo de manobra de transferência de carga são, respectivamente: 10 até 20 dias, 26 até 30 dias, 16 até 20 meses, 1 dia e 1 até 4 horas. Todos modelados pela distribuição uniforme ou por um único valor determinístico.

Por simplicidade, é assumido que cada transformador alimenta uma carga média de 7,5 MW, com fator de potência igual a 1, o que corresponde a uma carga de 50% da subestação. O período de análise é de 20 anos ( $T = 20$  anos), entre janeiro de 2019 e dezembro de 2038. A Tabela 3 apresenta a descrição dos casos simulados. A convergência da MCS cronológica é verificada através do coeficiente de variação  $\beta \leq 0,5\%$ .

O Caso 1 corresponde à condição inicial, em que o sistema possui 60 transformadores em operação e um estoque com 3 transformadores reservas. Neste cenário não é possível realizar transferência de carga ou fazer uso de unidades de subestações móveis. Os índices de confiabilidade para este caso são apresentados na Tabela 4 e Tabela 5 para falhas da Classe 1 e Classe 2, respectivamente.

**Tabela 3. Casos simulados**

Caso	Descrição
1	Condição inicial
2	Caso 1 + expansão do sistema em 2029
3	Caso 2 + transferência de carga em 10 pontos
4	Caso 3 + 1 subestação móvel em 2019
5	Caso 4 + 1 unidade reserva em 2030 (somente Classe 1)

No Caso 2, considera-se uma expansão do sistema em 10 unidades em 2029. É possível observar que com o aumento da população de transformadores há uma degradação dos índices de confiabilidade com relação ao Caso 1. Isso ocorre porque o sistema cresceu, mas manteve o mesmo estoque. Nota-se que a duração média da falha para falha da Classe 2 se aproxima do tempo médio de reparo, 15 dias.

Assumindo, no Caso 3, a possibilidade de realizar transferência de carga para 10 transformadores, 7 da configuração inicial e 3 daqueles incluídos em 2029, houve uma melhora nos índices de confiabilidade para ambos os tipos de falha, já que agora é possível realizar, em alguns pontos, transferência de carga enquanto o transformador é reparado, Classe 2, ou substituído por um novo, Classe 1.

No Caso 4, com recurso temporário de transferência de carga e a aquisição de uma unidade de subestação móvel logo no primeiro ano, observa-se uma melhora significativa dos índices de confiabilidade, para ambas as falhas, pois neste novo cenário, as falhas ocorridas em subestações que não permitem transferência de carga, podem agora ser atendidas por unidades de subestações móveis.

Finalmente, no Caso 5, apenas para falhas da Classe 1, considerando a expansão do sistema, com recurso de transferência de carga, o uso de subestação móvel e a aquisição de uma nova unidade reserva em 2030. Nota-se uma melhora significativa nos índices de confiabilidade, quando esses recursos estão disponíveis ao mesmo tempo.

#### 3.2 Análises de Custo

Os custos apresentados nas Tabelas 6 e 7 foram obtidos considerando o preço de R\$ 1.000.000,00 e de R\$ 4.500.000,00 para a compra de um transformador reversa e de uma subestação móvel, respectivamente, ambos amortizados ao longo de 35 anos com uma taxa de juros de 10% ao ano. A tarifa de energia elétrica e o custo unitário de interrupção são, respectivamente, 204,60 e 1500,00 R\$/MWh.

Para ambos os tipos de falha, os casos 1, 2 e 3 apresentaram custo de investimento nulo, sem reforço de MUS para falhas da Classe 2 e sem reforço de MUS e RST para falhas da Classe 1.

Para a Classe 2, a inclusão de uma unidade de subestação móvel logo no início do período de análise, 2019, requer um investimento de R\$  $3.972,46 \times 10^3$ , o que resulta na redução esperada de exatamente R\$  $57.726,40 \times 10^3$  no custo total, indicando que a aquisição da unidade móvel é viável.

**Tabela 4. Índices de confiabilidade: Classe 2**

Caso	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)
1	0,96826	42.394,00	5.560,74	15,21	15,24
2	0,96539	45.991,50	6.064,63	16,55	15,27
3	0,96987	39.982,10	5.278,34	16,67	13,19
4	0,99712	3.786,55	505,53	17,09	1,23

**Tabela 5. Índices de confiabilidade: Classe 1**

Caso	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)
1	0,96489	47.597,00	6.152,22	8,10	31,65
2	0,96071	53.249,40	6.884,32	8,80	32,59
3	0,96519	47.258,80	6.099,67	8,84	28,76
4	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17
5	0,99524	6.758,11	834,04	9,10	3,82

Para a Classe 1, a inclusão de uma nova unidade móvel, também em 2019, requer um investimento de R\$  $3.972,46 \times 10^3$ , o que resulta na redução esperada de R\$  $57.426,50 \times 10^3$ . A combinação da inclusão da subestação móvel em 2019 com a 4ª unidade de transformador reserva em 2030 requer um investimento de R\$  $4.181,76 \times 10^3$ , o que promove uma economia de R\$  $64.855,80 \times 10^3$  no custo total do período analisado. Para este tipo de falha, de todas os casos estudados, este é o que apresenta o melhor resultado.

### 3.3 Número de Subestações Móveis – Classe 2

Assumindo novamente as condições iniciais do Caso 3, as Tabelas 8 e 9 apresentam, respectivamente, os índices de confiabilidade e os custos esperados em função do número de unidades de subestações móveis. Nota-se que a inclusão da primeira subestação móvel em 2019 produz uma melhoria significativa nos custos, no entanto, a inclusão de uma segunda unidade não se torna viável economicamente, pois, a redução do custo de operação não compensa o investimento necessário para sua aquisição.

### 3.4 Número de Reservas – Classe 1

A Tabela 10 mostra a disponibilidade do sistema para diversas combinações de MUSs e RSTs, tomando como ponto de partida o Caso 3, i.e., 70 transformadores do sistema expandido em 2029 com possibilidade de transferência de carga em 10 pontos. Observando os resultados obtidos, é possível concluir que a disponibilidade não melhora significativamente para mais de uma MUS, portanto, conclui-se que para falha da Classe 1, uma única MUS é capaz de promover uma melhora significativa no sistema.

Considerando este fato, a Tabela 11 apresenta os índices em função do número de unidades sobressalentes para sistema com uma única MUS. Observa-se que adicionar mais de duas unidades reservas não produz melhoras nos índices de confiabilidade do sistema. Em termos de custos, a Tabela 12 mostra que a adição de duas unidades reservas ao estoque

**Tabela 6. Custos do sistema: Classe 2**

Caso	Investimento ( $10^3$ R\$)	Operação ( $10^3$ R\$)	Total ( $10^3$ R\$)
1	-	72.264,80	72.264,80
2	-	78.397,10	78.397,10
3	-	68.153,40	68.153,40
4	3.972,46	6.454,55	10.427,00

**Tabela 7. Custos do sistema: Classe 1**

Caso	Investimento ( $10^3$ R\$)	Operação ( $10^3$ R\$)	Total ( $10^3$ R\$)
1	-	81.133,80	81.133,80
2	-	90.768,80	90.768,80
3	-	80.557,40	80.557,40
4	3.972,46	19.158,50	23.130,90
5	4.181,76	11.519,90	15.701,60

inicial, totalizando 5 unidades, resulta na melhor opção entre os custos esperados de investimento e operação do sistema entre as alternativas analisadas. Por simplicidade, todas as inclusões são feitas em 2027.

## 4. CONCLUSÕES

Neste artigo, dois modelos probabilísticos foram apresentados para avaliar a confiabilidade de um conjunto de transformadores de subestação de distribuição de energia elétrica, que compartilham o mesmo estoque de peças sobressalentes de transformadores reservas e subestações móveis. O dimensionamento é feito, separadamente, para falhas catastróficas e aleatórias, Classe 1 e Classe 2, respectivamente.

Os métodos apresentados permitem o cálculo dos índices de confiabilidade, como, disponibilidade, energia média não suprida, frequência e duração média das falhas, e também permitem estimar os custos operacionais e de investimento. O primeiro método, baseado em processos de Markov, é limitado por admitir apenas tempos exponenciais e possuir pouca flexibilidade. O segundo é baseado na simulação Monte Carlo cronológica, e permite modelar distribuições e ações que se aproximam da realidade operacional e, por ser mais flexível, este método foi explorado em estudos de caso.

Diversas análises de sensibilidade, realizadas em estudos de caso, permitiram perceber como algumas estratégias e parâmetros do sistema afetam os índices de confiabilidade e seus custos. Portanto, o dimensionamento do estoque deve ser feito de forma cautelosa, pois um número insuficiente de peças sobressalentes, i.e., transformadores, pode comprometer a confiabilidade do sistema e um grande número pode aumentar desnecessariamente os custos para a concessionária.

As falhas catastróficas e aleatórias, Classe 1 e Classe 2, na prática, ocorrem ao mesmo tempo, e por isso devem compartilhar o mesmo estoque. Sendo assim, o tema do dimensionamento de estoque, para falhas simultâneas da Classe 1 e 2, será objeto de estudos futuros.

**Tabela 8. Efeito do número de MUSs nos índices de confiabilidade**

Nº de MUS	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)
0	0,96987	39.982,10	5.278,34	16,67	13,19
0+1=1	0,99712	3.786,55	505,53	17,09	1,23
0+2=2	0,99789	2.756,12	369,06	17,29	0,89
0+3=3	0,99792	2.721,41	364,41	17,21	0,88
0+4=4	0,99792	2.721,41	364,41	17,21	0,88

**Tabela 9. Efeito do número de MUSs no custo**

Nº de MUS	Investimento (10 <sup>3</sup> R\$)	Operação (10 <sup>3</sup> R\$)	Total (10 <sup>3</sup> R\$)
0	-	68.153,40	68.153,40
0+1=1	3.972,46	6.454,55	10.427,00
0+2=2	7.944,92	4.698,08	12.643,00
0+3=3	11.917,40	4.638,92	16.556,30
0+4=4	15.889,80	4.638,92	20.528,80

## REFERÊNCIAS

- Abu-Elanien, A.E., and Salama, M.M.A. (2010). Asset management techniques for transformers. *Electric Power Systems Research*, 80 (4), 456-464.
- ANEEL (2018). PRODIST - Proc. de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica: [www.aneel.gov.br/modulo-8](http://www.aneel.gov.br/modulo-8).
- Billinton, R. and Allan, R.N. (1992). *Reliability Evaluation of Engineering Systems - Concepts and Techniques*, 2nd ed. NY, Plenum.
- Billinton, R. and Li, W. (1994). *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. New York: Plenum.
- Billinton, R. and Allan, R.N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd. ed., Springer, NY.
- Chowdhury, A.A., and Koval, D.O. (2005). Development of probabilistic models for computing optimal distribution substation spare transformers. *IEEE Trans. on Industry Applications*, 41(6), 1493-1498.
- Costa, J.G.C., Leite da Silva, A.M., Machado, K.G., Souza, L.L., Fernández, R.A.G. (2014a). Dimensionamento de reserva técnica de transformadores de subestações de distribuição utilizando simulação Monte Carlo cronológica. In *Anais do XIII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Foz do Iguaçu, PR, 18-21/Maio.
- Costa, J.G.C., Leite da Silva, A.M., Machado, K.G., Souza, L.L., Fernández, R.A.G. (2014b). Avaliação da confiabilidade de parques de transformação com reserva técnica compartilhada. In *Congresso Brasileiro de Automática – CBA*, Belo Horizonte, MG, 20-24/Set.
- Costa, J.G.C., Leite da Silva, A.M., Pureza, I.M., Neto, N.S. (2017). Evaluation of spare transformer requirements for distribution substations via chronological Monte Carlo simulation. In *Procs. of the 12th IEEE PES PowerTech Conference*, Manchester, UK, June 18-22.

**Tabela 10. Efeito do número de MUSs × RSTs na disponibilidade**

Nº de MUS	Disponibilidade (Nº de RST)			
	1	2	3	4
0	0,83212	0,94021	0,96519	0,96933
1	0,84732	0,96459	0,99232	0,99728
2	0,84732	0,96514	0,99302	0,99807
3	0,84732	0,96514	0,99305	0,99808
4	0,84732	0,96514	0,99305	0,99808

**Tabela 11. Efeito do número de RSTs nos índices de confiabilidade**

Nº de RST	A	EENS (MWh/T)	U (h/T)	F (f/T)	D (dias)
3	0,99232	11.239,30	1.345,19	9,08	6,17
3+1=4	0,99594	5.718,02	710,88	9,11	3,25
3+2=5	0,99647	4.920,26	617,72	9,12	2,82
3+3=6	0,99652	4.848,17	609,35	9,12	2,78
3+4=7	0,99653	4.834,29	608,17	9,12	2,78

**Tabela 12. Efeito do número de RSTs no custo**

Nº de RST	Investimento (10 <sup>3</sup> R\$)	Operação (10 <sup>3</sup> R\$)	Total (10 <sup>3</sup> R\$)
3	-	19.158,50	19.158,50
3+1=4	329,59	9.746,94	10.076,50
3+2=5	659,18	8.387,07	9.046,25
3+3=6	988,78	8.264,20	9.252,97
3+4=7	1.318,37	8.240,53	9.558,90

- Hamoud, G.A. (2006). Cost/benefit analysis for use of mobile unit substations in customer delivery systems. In *IEEE PES Gen. Meeting*, 18-22 June, Montreal, Canada.
- Hamoud, G.A. (2008). Use of mobile unit transformers in high voltage load stations. In *Procs. of the 10th PMAPS - Int. Conf. on Prob. Methods Applied to Power Systems*, May 25-29, Rincon, Puerto Rico.
- Hamoud, G.A. (2011). Assessment of spare transformer requirements for distribution stations. *IEEE Trans. on Power Systems*, 26(1), 174-180.
- Hamoud, G.A. (2012). Use of Markov models in assessing spare transformer requirements for. *IEEE Trans. on Power Systems*, 27(2), 1098-1105.
- Leite da Silva, A. M., Costa, J.G.C., Chowdhury, A.A. (2010). Probabilistic methodologies for determining the optimal number of substation spare transformers. *IEEE Trans. on Power Systems*, 25(1), 68-77.
- Leite da Silva, A.M., Costa, J.G.C., Machado, K.G., Souza, L.L., Fernandez, R.A.G. (2015). Probabilistic method for optimizing the number and timing of substation spare transformers. *IEEE Trans. on Power Systems*, 4(30), 2004-2012.