



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Yago Lafourcade Baracy

Alocação de Religadores Inteligentes em Redes Primárias de Distribuição

Florianópolis
2020

Yago Lafourcade Baracy

Alocação de Religadores Inteligentes em Redes Primárias de Distribuição

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Diego Issicaba, PhD

Florianópolis
2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Baracy, Yago Lafourcade
Alocação de Religadores Inteligentes em Redes Primárias
de Distribuição / Yago Lafourcade Baracy ; orientador,
Diego Issicaba, 2020.
92 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Religador. 3. Método da
Entropia Cruzada. 4. Método de Monte Carlo. 5. Sistemas de
Distribuição de Energia. I. Issicaba, Diego . II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Yago Lafourcade Baracy

Alocação de Religadores Inteligentes em Redes Primárias de Distribuição

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Ahda Pionkoski Grilo Pavani, Dr
Universidade Federal do ABC

Prof. Mauro Augusto da Rosa, PhD
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, PhD
Coordenador do Programa

Prof. Diego Issicaba, PhD
Orientador

Florianópolis, 18 de dezembro de 2020.

Dedico a todos que de alguma maneira participaram em
mais esta realização.

Esta dissertação encontra-se no âmbito do projeto P&D ANEEL “Novos Elementos de Automação de Rede, Com Funções Avançadas de Inteligência Distribuída” fomentado pela empresa EDP, código ANEEL PD-00380-0027/2018 PD-00380-0027/2018.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a minha avó Iara, que sempre me apoiou em todos os momentos até hoje e sempre acreditou que a educação é a base de tudo. A minha família por estar presente e dando o apoio para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

A minha namorada, Leticia, por estar sempre me ajudando e motivando e com quem compartilho todos os momentos sejam estes bons ou ruins.

Ao meu orientador Diego Issicaba pela orientação, sugestão do tema, confiança depositada e pela grande disponibilidade que foi essencial para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores, colegas e amigos de laboratório (Labplan e Labspot) pelo companheirismo e por fazerem parte de toda esta jornada no mestrado, em especial: Janaína Esmeraldo, Lívia Ribeiro, Yasmin Lopes, Thayane Skorupa e Lucas Venturini.

Ao CNPQ e INESC P&D Brasil pelo apoio financeiro desprendido durante o curso de mestrado.

A todos que fizeram de alguma maneira parte e contribuíram para o desenvolvimento desta dissertação.

*After climbing a great hill, one only finds that
there are many more hills to climb.
(Nelson Mandela)*

RESUMO

Nesta dissertação, propõe-se uma abordagem para otimizar a alocação de um tipo específico de religador inteligente, com capacidade de comunicação em arquitetura LoRaWAN, em redes primárias de distribuição, visando melhorar a continuidade do serviço tendo em conta restrições operacionais de comunicação, limites de ocorrência de afundamentos de tensão e o número máximo de religadores alocados. Na função objetivo do problema considerou-se as compensações financeiras, estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), relacionadas aos índices de continuidade de serviço individuais tal qual a Duração de Interrupção Individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC), a Frequência de Interrupção Individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (FIC) e a Duração Máxima de Interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DMIC), bem como valores relacionados à Energia Não Suprida (ENS), além de custos de investimento e manutenção dos equipamentos alocados. A abordagem de resolução da otimização combinatorial é baseada no método da entropia cruzada em que desenvolveu-se a técnica de reavaliação de estados amostrados via simulação de Monte Carlo sequencial para acelerar a análise de cada solução candidata de alocação. Os estudos de caso foram realizados para uma rede de distribuição localizada na região sudeste do Brasil, onde em diferentes casos variou-se os parâmetros do algoritmo de otimização além das restrições relacionadas à distância máxima entre religadores e *gateways*, o número máximo de religadores disponíveis e os limites para os índices de variação de tensão de curta duração. Os resultados obtidos apontam para a efetividade da abordagem, com a redução de custos totais em todos os casos analisados, além de sua viabilidade de aplicação para sistemas de distribuição de grande porte.

Palavras-chave: Método da Entropia Cruzada, método de Monte Carlo, sistemas de distribuição de energia, sistemas de proteção, confiabilidade.

ABSTRACT

This work proposes an approach to optimize the placement of specific smart reclosers, with communication capabilities based on LoRaWAN architecture, aiming to improve system reliability, considering constraints related with communication, voltage sags and the maximum number of available reclosers. In the objective function of the problem, financial compensation established by Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) related to individual service continuity indicators named individual customer interruption duration (DIC), individual customer interruption frequency (FIC) and individual customer maximum interruption duration (DMIC) have been considered, besides amounts related to energy not supplied (ENS), investment costs and maintenance costs. The combinatorial optimization approach is based on the cross-entropy method and the reassessment of sampled states generated using sequential Monte Carlo simulations in order to accelerate the analysis of each candidate solution sampled during the simulations. Case studies have been carried out for a real distribution feeder in the Southeast region of Brazil, where different optimization parameters have been tested, alongside constraints corresponding to a maximum distance between reclosers and gateways, maximum number of available reclosers and short-duration voltage variations indices. Results indicate the effectiveness of the approach, highlighting reductions in total costs for the analyzed cases and the feasibility of applying the methodology for large distribution feeders.

Keywords: Cross-entropy method, Monte Carlo method, power distribution system, protective systems, reliability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama de espaço de estados do modelo de Markov a dois estados	26
Figura 2 – Diagrama de espaço de estados do processo de Markov com três estados	29
Figura 3 – Arquitetura LoRaWAN	32
Figura 4 – Fluxograma resumido da abordagem proposta	44
Figura 5 – Esquema de alocação utilizado na otimização	45
Figura 6 – Esquema de armazenamento de informações de um estado amostrado	51
Figura 7 – Impacto de diferentes alocações de religadores	52
Figura 8 – Alimentador real sob análise	56
Figura 9 – Evolução dos custos para o caso 1	60
Figura 10 – Evolução dos custos para o caso 2	60
Figura 11 – Tempos de simulação para os casos 1 e 2	61
Figura 12 – Vetor parâmetro de probabilidades a cada iteração do método EC para o caso 2 e N igual a 200 amostras	62
Figura 13 – Evolução dos custos para o caso 3	63
Figura 14 – Evolução dos custos para o casos envolvendo restrições dos índices de variação de tensão de curta duração	64
Figura 15 – Alocações dos religadores inteligentes e <i>gateways</i> em cada caso . .	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação das interrupções segundo a ANEEL	20
Tabela 2 – Classificação dos eventos na tensão de acordo com suas magnitudes e durações	24
Tabela 3 – Valores das constantes para cada curva do religador	31
Tabela 4 – Valores de parâmetros utilizados na função objetivo	57
Tabela 5 – Casos de otimização	59
Tabela 6 – Resultados dos índices e quantidade de equipamentos em cada caso	64
Tabela 7 – Resultados dos custos em reais para cada caso	65
Tabela 8 – Alocações de religadores inteligentes e <i>gateways</i> para cada caso .	65
Tabela 9 – Dados das configurações das linhas aéreas da rede de distribuição real	75
Tabela 10 – Dados dos segmentos de linha da rede de distribuição real e das coordenadas UTM para cada nó	75
Tabela 11 – Número de consumidores por fase	79
Tabela 12 – Dados das cargas pontuais	80
Tabela 13 – Coordenadas UTM dos pontos candidatos à instalação dos <i>gateways</i>	81
Tabela 14 – Dados do transformador da subestação da rede de distribuição real	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AG	Algoritmos Genéticos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão
DICRI	Duração da Interrupção Individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão
DMA	Desempenho Máximo de um Alimentador
DMIC	Duração Máxima de Interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão
EC	Entropia Cruzada
ENS	Energia Não Suprida
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por unidade consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão
GD	Geração Distribuída
IoT	<i>Internet of Things</i>
IPSO	Enxame de Partículas Melhorado
MAIFI	Frequência de Interrupção Momentânea Média do Sistema
MT	Média Tensão
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i>
MTTR _P	<i>Mean Time To Repair Permanent</i>
MTTR _T	<i>Mean Time To Repair Transitory</i>
SAIDI	Duração de Interrupção Média do Sistema
SAIFI	Frequência de Interrupção Média do Sistema
SARFI _x	<i>System Average RMS Variation Frequency Index_{Voltage}</i>
SIARFI _x	<i>System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index_{Voltage}</i>
SMARFI _x	<i>System Momentary Average RMS Variation Frequency Index_{Voltage}</i>
SMC	Simulação de Monte Carlo
SMCS	Simulação de Monte Carlo Sequencial
STARFI _x	<i>System Temporary Average RMS Variation Frequency Index_{Voltage}</i>
VPL	Valor Presente Líquido
VPLa	Valor Presente Líquido anualizado

LISTA DE ALGORITMOS

1	Método EC para otimização	35
2	Algoritmo baseado no método EC	48
3	SMCS para armazenar as informações de cada estado amostrado . . .	51
4	Reavaliação dos estados amostrados via SMCS	53

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	15
1.2	OBJETIVOS	17
1.3	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	17
2	REVISÃO E DISCUSSÕES SOBRE O ESTADO DA ARTE	19
2.1	INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO	19
2.1.1	Indicadores de continuidade de serviço individuais	20
2.1.2	Indicadores de continuidade de serviço coletivos	21
2.1.3	Compensação financeira por violação dos indicadores	22
2.2	INDICADORES DE VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO	23
2.3	PROCESSO DE MARKOV CONTÍNUO	26
2.4	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO SEQUENCIAL	27
2.4.1	Modelagem de falhas permanentes e transitórias	29
2.4.2	Modelagem das funções de proteção	31
2.5	GATEWAYS E A COMUNICAÇÃO LORAWAN	32
2.6	MÉTODO DA ENTROPIA CRUZADA	33
2.7	DISCUSSÕES SOBRE O ESTADO DA ARTE	36
2.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	40
3	ABORDAGEM PROPOSTA	41
3.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	41
3.2	METODOLOGIA DE SOLUÇÃO	44
3.2.1	Otimização baseada no Método de Entropia Cruzada	45
3.2.2	Reavaliação de estados amostrados via SMCS	48
3.3	CONSIDERAÇÕES E DISCUSSÕES	54
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	56
4.1	DESCRIÇÃO DA REDE TESTE E ESTUDOS DE CASO	56
4.2	SIMULAÇÕES E RESULTADOS NUMÉRICOS	59
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS	68
5.1	CONCLUSÕES	68
5.2	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	69
	REFERÊNCIAS	70
	APÊNDICE A – DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO REAL	75
	APÊNDICE B – PUBLICAÇÃO CIENTÍFICA ASSOCIADA	83

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados o contexto, a motivação, os objetivos e a estrutura do trabalho desenvolvido.

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

Eventos decorrentes de condições climáticas, de contato de árvores, de falhas de equipamentos, de acidentes, entre outros, podem provocar desligamentos no sistema de distribuição e afetar os consumidores conectados à rede (USIDA *et al.*, 2012). Empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica no Brasil devem realizar a compensação financeira de unidades consumidoras interrompidas de acordo com limiares de violação de índices de confiabilidade estabelecidos pela ANEEL (MAIA, 2014). Por conseguinte, essas empresas fazem uso de equipamentos de proteção e manobra para mitigar efeitos ocasionados pelas falhas e minimizar a ocorrência de interrupções consumidoras sustentadas.

Dentre os equipamentos de manobra e proteção aplicados às redes de distribuição, destaca-se o religador. O religador é um dispositivo amplamente empregado devido a sua capacidade de reenergizar o sistema e por reduzir, em caso de faltas temporárias, a frequência e duração de interrupções consumidoras (BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996). A maioria dos religadores utilizam sequências predeterminadas de abertura e religamento da rede para a interrupção automática de correntes de falta, permitindo que faltas temporárias sejam extinguidas, sem a necessidade da operação de um dispositivo de sobrecorrente como uma chave fusível, por exemplo (SHORT, 2003). Ademais, religadores podem ser distribuídos ao longo de redes inteligentes com o objetivo de ofertar maior capacidade de monitoramento e recomposição da rede, permitindo também a realização de ações preventivas a partir do monitoramento de eventos que podem evoluir para faltas permanentes.

A alocação de dispositivos de manobra e proteção, como o religador, de forma estratégica, é de relevância para a melhoria da confiabilidade e regularidade do suprimento de energia, evitando o desligamento total da rede – isolando ou removendo alguma anormalidade do sistema – e agilizando a detecção do ponto onde ocorreu a falta (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004). Em muitos casos, a alocação desses equipamentos é realizada de acordo com a experiência de engenheiros responsáveis pelo planejamento do sistema, o que pode levar um tempo indesejado até a definição final dos pontos que terão o devido dispositivo de proteção instalado e resultar em uma alocação muito distante da ótima.

Visa-se assim, nesta dissertação, a otimização da alocação de religadores inteligentes em redes primárias de distribuição tendo como contexto o projeto de pesquisa e desenvolvimento tecnológico intitulado “Novos Elementos de Automação de Rede,

com Funções Avançadas de Inteligência Distribuída”. O escopo geral da estratégia de solução proposta neste projeto foi baseado em premissas voltadas à construção de um ambiente de redes inteligentes, envolvendo as redes de distribuição da EDP Brasil, com o objetivo de desenvolver um interruptor polimérico tripolar autoconfigurável, de baixo custo, que possui características de comunicação baseada em tecnologias *Internet of Things* (IoT). Esse interruptor foi projetado para aplicações em redes aéreas de forma a substituir os religadores tradicionais visando a integração de diversas funções, tendo em conta um novo conceito para a interrupção de energia, em que tanto o contato elétrico como o atuador magnético são integrados em um corpo único, submetidos ao vácuo, reduzindo de maneira elevada a necessidade de força para o seu acionamento.

Sob o ponto de vista acadêmico, métodos de otimização para alocar dispositivos de manobra e proteção têm sido propostos na literatura científica a fim de melhorar o desempenho do sistema de proteção e a confiabilidade do sistema de distribuição (BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996; ABDI *et al.*, 2014; TIPPACHON; RERKPREE-DAPONG, 2009; BERNARDON *et al.*, 2011). A maioria desses métodos é focado em reduzir custos (relacionados, por exemplo, à instalação e operação de dispositivos de proteção) e melhorar os valores da frequência e duração de interrupções consumidoras. Tendo em conta o estado da arte, a abordagem proposta é desenvolvida para alcançar a otimização da alocação de religadores envolvendo um conjunto mais amplo de aspectos associados à entrega de energia. Esse conjunto mais amplo inclui a modelagem de custos correspondentes às penalidades impostas por agências regulatórias, custo da energia não suprida, indicadores de interrupção regulados, custos relacionados aos dispositivos de proteção, assim como limites para indicadores de afundamentos de tensão. Ademais, a abordagem desenvolvida leva em conta a representação do efeito de características próprias de novas vertentes dos equipamentos inteligentes de redes primárias de distribuição, nomeadamente na comunicação por tecnologias IoT.

O problema de otimização combinatorial resultante da formulação matemática é resolvido por um algoritmo iterativo baseado no método da entropia cruzada (EC) (RUBINSTEIN, R. Y., 1997). Este consiste em um método adaptativo de amostragem por importância que pode ser utilizado para estimar probabilidades de eventos raros e pesquisar as melhores soluções dos problemas de otimização. O método EC foi utilizado para resolver diferentes problemas combinatoriais em sistemas de potência, por exemplo, relacionados ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão bem como comissionamento das unidades de geração e corte de carga (M. CARVALHO *et al.*, 2013a; DE MAGALHÃES CARVALHO; LEITE DA SILVA; MIRANDA, 2018; ERNST *et al.*, 2007; SANTOS, 2019). Até o momento, não se encontra presente no estado da arte, a exploração deste método no problema de alocação de dispositivos de proteção.

A estimação de índices de desempenho de interrupção e afundamento de tensão durante o processo de alocação é possível por meio da aplicação do método de simulação de Monte Carlo sequencial (SMCS). Para viabilizar a avaliação acelerada de soluções candidatas na otimização da alocação, desenvolve-se como contribuição adicional um mecanismo de reavaliação de estados amostrados no método de SMCS, o qual permite calcular a influência de diferentes configurações de religadores sem a necessidade de uma execução adicional de análises de fluxo de potência e curto-circuito.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia de alocação de religadores inteligentes em alimentadores primários de redes de distribuição, a fim de melhorar a confiabilidade do sistema, diminuir custos para as concessionárias de energia e reduzir os afundamentos de tensão. A seguir, definem-se os objetivos específicos a serem cumpridos no desenvolvimento do trabalho:

- Realizar a modelagem matemática do problema de alocação abrangendo tanto fatores relacionados a custos envolvidos quanto à continuidade do serviço e qualidade de energia;
- Desenvolver uma abordagem baseada no método EC para realizar a otimização combinatorial da alocações de religadores, considerando restrições de comunicação envolvidas na aplicação de um tipo de tecnologia IoT;
- Elaborar um algoritmo para reduzir o esforço computacional da SMCS na avaliação de cada solução candidata.

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento está organizado como segue:

Capítulo 1: Este capítulo apresenta uma contextualização e motivação do tema abordado, assim como os objetivos principais a serem alcançados. Por fim, sumariza-se o conteúdo de cada um dos capítulos da dissertação.

Capítulo 2: Este capítulo aborda o estado da arte relacionado à alocação de equipamentos de proteção em sistemas de distribuição, com diferentes abordagens e métodos de otimização utilizados na resolução dos problemas. Apresenta-se também uma descrição de aspectos relacionados a indicadores de continuidade de

serviço e de variação de tensão de curta duração. Além disso, descreve-se fundamentos dos métodos de estimação de indicadores e otimização combinatorial utilizados, nomeadamente o método de SMCS e o método EC.

Capítulo 3: Este capítulo apresenta a abordagem proposta para realizar a busca por uma solução otimizada dos locais a serem instalados religadores inteligentes em sistemas de distribuição. Na modelagem do problema de otimização consideram-se na função objetivo as compensações associadas aos indicadores de continuidade, custos de investimento e manutenção dos equipamentos. Além disso, restrições são impostas para limitar número de religadores, distâncias requeridas pelo sistema de comunicação baseado em arquitetura LoRaWAN e afundamentos de tensão na rede. Com o objetivo de reduzir o esforço computacional na execução do algoritmo de otimização, implementa-se também uma abordagem de reavaliação de estados amostrados via SMCS.

Capítulo 4: Neste capítulo encontram-se os resultados e discussões acerca da metodologia proposta para a alocação de religadores inteligentes implementada em uma rede primária de distribuição real.

Capítulo 5: Neste último capítulo, são apresentadas as conclusões da dissertação e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO E DISCUSSÕES SOBRE O ESTADO DA ARTE

Neste capítulo é apresentada uma breve revisão sobre os fundamentos utilizados na composição da abordagem desenvolvida. Descrevem-se aspectos sobre indicadores de confiabilidade e de variação de tensão de curta duração aplicados para mensurar o desempenho de sistemas de distribuição, fundamentos sobre processos de Markov contínuos, o método de SMCS utilizado para a estimação probabilística dos índices utilizados na avaliação da alocação dos equipamentos de proteção e o método EC empregado na otimização combinatória associada a este trabalho. As diferentes metodologias empregadas na resolução dos problemas de otimização relacionadas à alocação de dispositivos de proteção na rede de distribuição, presentes no estado da arte, também são descritas e discutidas.

Na seção 2.1 estão descritos os indicadores de continuidade de fornecimento, estabelecidos pela ANEEL, os quais são divididos em indicadores de continuidade de serviço individuais e coletivos. Também é descrito o formato de cálculo das diferentes compensações financeiras correspondentes aos indicadores individuais. A classificação de eventos na tensão e alguns dos índices utilizados para avaliar a qualidade da energia oferecida por um sistema de distribuição estão descritos na seção 2.2. Nas seções 2.3 e 2.4, apresentam-se fundamentos sobre o processo de Markov contínuo e o método de SMCS. O método EC utilizado para a estimação de eventos raros e otimização combinatória é apresentado na seção 2.6. As seções 2.7 e 2.8 retratam o estado da arte relacionado às metodologias de alocação de equipamentos de proteção e as considerações finais deste capítulo.

2.1 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO

Esta seção apresenta os cálculos utilizados para estimar os indicadores de continuidade de serviço estabelecidos pela ANEEL, presentes em (ANEEL, 2018), que são utilizados na avaliação dos serviços de fornecimento de energia elétrica realizados pelas empresas de distribuição no Brasil. Esses indicadores são baseados na frequência e duração das interrupções de longa duração no conjunto de unidades consumidoras sob análise, os quais são divididos em indicadores individuais e coletivos calculados para períodos de apuração mensais, trimestrais e anuais.

As interrupções ocorridas no sistema de distribuição são classificadas, segundo a ANEEL, como mostra a Tabela 1 e podem ser classificadas em momentânea, temporária e de longa duração. Os indicadores de continuidade de serviço individuais e coletivos tem por foco as interrupções de longa duração.

Tabela 1 – Classificação das interrupções segundo a ANEEL

Categoria	Duração
Momentânea	Inferior ou igual a 3 s
Temporária	Superior a 3 s e inferior a 3 min
De longa duração	Maior ou igual a 3 min

Fonte: do autor, baseado em (ANEEL, 2018)

2.1.1 Indicadores de continuidade de serviço individuais

Os indicadores de continuidade de serviço individuais possibilitam a avaliação da qualidade do serviço em cada unidade consumidora pela concessionária responsável pelo conjunto elétrico – que é uma subdivisão das distribuidoras de energia composta por unidades consumidoras – em que se encontra a unidade. Conjuntos grandes podem abranger mais de um município, assim como um município pode ter mais que um conjunto (ANEEL, 2016c).

As Equações (1) a (4) apresentam as expressões de cálculo para a estimação dos indicadores individuais presentes na regulamentação brasileira atual.

Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC): indica o intervalo de tempo que uma unidade consumidora ou ponto de conexão sofreu descontinuidade (considerando interrupções de longa duração) da distribuição de energia elétrica no período de apuração (mensal, trimestral ou anual).

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1)$$

Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC): indica o número de interrupções de longa duração total que uma unidade consumidora ou ponto de conexão sofreu durante um período de apuração (mensal, trimestral ou anual).

$$FIC = n \quad (2)$$

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC): refere-se ao tempo máximo de interrupção contínua ocorrida em uma unidade consumidora ou ponto de conexão no período de apuração (mensal).

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (3)$$

Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DICRI): corresponde ao tempo de cada interrupção

de longa duração ocorrida em dia crítico. Este dia crítico corresponde ao dia em que a quantidade de contingências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários.

$$DICRI = t_{critico} \quad (4)$$

onde DIC é a duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; FIC é a frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em número de interrupções; $DMIC$ é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; $DICRI$ é a duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora; i é o índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n ; n é número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração; $t(i)$ é o tempo de duração da interrupção i da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração; $t(i)_{max}$ é o valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua i , no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas; e $t_{critico}$ é a duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

2.1.2 Indicadores de continuidade de serviço coletivos

São indicadores utilizados para a avaliação da continuidade de fornecimento pela ANEEL. Com base nesses indicadores apurados periodicamente são estabelecidos os valores limites dos mesmos, que estão associados a cada conjunto, permitindo a comparação do desempenho de uma distribuidora com relação às demais presentes no Brasil (ANEEL, 2016c).

Os indicadores de continuidade de serviço coletivos são especificados nas Equações (5) e (6).

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): indica o intervalo de tempo médio que cada unidade consumidora, de determinado conjunto, esteve sob descontinuidade da distribuição de energia elétrica no período de apuração.

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} DIC(j)}{C_c} \quad (5)$$

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): indica o número de interrupções médio em cada unidade consumidora, de determinado con-

junto, no período de apuração.

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} FIC(j)}{C_c} \quad (6)$$

onde DEC é a duração equivalente de interrupção expressa em horas e centésimos de horas; FEC é a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções; j é o índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto; e C_c é o número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT e MT.

Além destes dois indicadores coletivos de continuidade, tem-se como relevante o indicador a seguir.

Energia Não Suprida (ENS): refere-se a energia que deixou de ser consumida pelo conjunto devido às interrupções ocorridas no período de apuração.

$$ENS = \text{energia não suprida} \quad (7)$$

onde ENS é a energia não suprida em kWh. Esse indicador auxilia no cálculo do custo da energia não faturada pela distribuidora (ANEEL, 2016a).

2.1.3 Compensação financeira por violação dos indicadores

Caso os limites de continuidade individuais dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI sejam violados em relação ao período de apuração, cabe à distribuidora calcular a compensação ao consumidor ou central geradora acessante do sistema de distribuição, efetuando o crédito na fatura, que deve ser apresentada até dois meses após o período de apuração (ANEEL, 2018).

No cálculo do valor da compensação, utilizam-se as fórmulas presentes nas Equações (8) a (11).

$$C_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \left(\frac{EUSD_{medio}}{730} \right) kei \quad (8)$$

$$C_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \left(\frac{EUSD_{medio}}{730} \right) kei \quad (9)$$

$$C_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \left(\frac{EUSD_{medio}}{730} \right) kei \quad (10)$$

$$C_{DICRI} = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) DICRI_p \left(\frac{EUSD_{medio}}{730} \right) kei \quad (11)$$

onde DIC_v é a DIC , conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora; DIC_p é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para a DIC , expresso em horas e centésimos de hora; FIC_v é a

FIC , conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções; FIC_p é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para a FIC , expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções; $DMIC_v$ é a $DMIC$, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora; $DMIC_p$ é o limite de continuidade estabelecido no período considerado para a $DMIC$, expresso em horas e centésimos de hora; $DICRI_v$ é a $DICRI$, expressa em horas e centésimos de hora; $DICRI_p$ é o limite de continuidade estabelecido para a $DICRI$, expresso em horas e centésimos de hora; $EUSD_{medio}$ é a média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador; e kei é o coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em: 15, 20 e 27 para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT), respectivamente.

O cálculo de compensações financeiras devido a violação de limites de indicadores de continuidade é utilizado diretamente na formulação matemática desenvolvida no trabalho.

2.2 INDICADORES DE VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

A qualidade de energia corresponde à combinação entre qualidade de tensão e qualidade de corrente, onde a qualidade de tensão diz respeito aos desvios da tensão atual em relação a tensão ideal e a qualidade de corrente possui definição equivalente, porém refere-se à corrente elétrica. Define-se que a tensão e a corrente ideais possuem forma de onda senoidal com amplitude e frequência constantes, e, além disso, a frequência e fase da corrente devem ser iguais as da tensão (BOLLEN; GU, 2006).

Um distúrbio em qualidade de energia é definido como qualquer desvio ocorrido na tensão ou corrente das consideradas ideais, sendo difícil distinguir se ocorreu um distúrbio de corrente ou um distúrbio de tensão, motivo pelo qual utiliza-se o termo qualidade de energia em situações que uma alteração na corrente provoca uma alteração na tensão e vice-versa. Utiliza-se o termo qualidade de tensão – que inclui distúrbios na frequência, magnitude de tensão e sua variação, afundamentos de tensão, distorção harmônica, sobretensões temporárias e transientes – para os casos que somente a tensão de um certo local é considerada e o termo qualidade de corrente pode descrever o desempenho de conversores eletrônicos na rede elétrica (BOLLEN; GU, 2006). A ANEEL especifica que a conformidade de tensão em regime permanente – a qual corresponde à comparação do valor de tensão obtido por meio de medições apropriadas no ponto de conexão e os níveis de tensão classificados como adequados, precários e críticos – e as perturbações na forma de onda da tensão referem-se à qualidade do produto (ANEEL, 2016b).

Segundo (BOLLEN; GU, 2006), os distúrbios em qualidade de energia podem ser divididos em variações e eventos, que são classificações baseadas no comportamento da tensão e corrente ao longo do tempo, como segue:

- **Variações:** são distúrbios que necessitam de medições contínuas, pois são de estado constante ou quase constantes, em que tem-se como exemplo a variação de frequência no sistema de potência, que pode ser medida em qualquer instante de tempo.
- **Eventos:** diferentemente das variações, os eventos não podem ser medidos a todo momento por se tratarem de distúrbios repentinos com instantes de início e fim. Um curto-circuito causando uma interrupção em alguma parte do sistema de distribuição é caracterizado como um evento, pois não ocorre continuamente ao longo do tempo. Esses distúrbios podem ser responsáveis pela perda de uma produção industrial devido à sensibilidade das máquinas às variações na forma de onda da tensão ideal. Os eventos (interrupções, *sags* e *swells*) podem ser classificados como descrito na Tabela 2.

Tabela 2 – Classificação dos eventos na tensão de acordo com suas magnitudes e durações

Categoria	Duração	Magnitude de Tensão
Variações de Curta Duração		
Instantânea		
<i>sag</i>	0,5 a 30 c	0,1 a 0,9 pu
<i>swell</i>	0,5 a 30 c	1,1 a 1,8 pu
Momentânea		
Interrupção	0,5 c a 3 s	< 0,1 pu
<i>sag</i>	30 c a 3 s	0,1 a 0,9 pu
<i>swell</i>	30 c a 3 s	1,1 a 1,8 pu
Temporária		
Interrupção	3 s a 1 min	< 0,1 pu
<i>sag</i>	3 s a 1 min	0,1 a 0,9 pu
<i>swell</i>	3 s a 1 min	1,1 a 1,8 pu
Variações de longa duração		
Interrupção sustentada	> 1 min	0,0 pu
Subtensão	> 1 min	0,8 a 0,9 pu
Sobretensão	> 1 min	1,1 a 1,2 pu

Legenda: c = ciclos, s = segundos e min = minutos

Fonte: do autor, baseado em (IEEE, 2009)

Existem quatro índices utilizados na análise da qualidade de energia de determinada área de um sistema, que avaliam a magnitude da variação da tensão eficaz e a combinação da magnitude e duração desta mesma variação. Em (BROOKS *et al.*,

1998), os cálculos necessários para obtenção destes índices são realizados como nas Equações (12) a (15).

System Average RMS Variation Frequency Index_{Voltage} (SARFI_x): representa o número médio de eventos de variação *rms* específicos que ocorreram durante um período de tempo, por consumidor atendido, onde os distúrbios são com uma magnitude menor do que x para *sags* ou uma magnitude maior que x para *swells* (BROOKS *et al.*, 1998).

$$SARFI_x = \frac{\text{n}^\circ \text{ total de sags ou swells consumidores}}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (12)$$

System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index_{Voltage} (SIARFI_x): representa o número médio de eventos de variação *rms* instantâneos específicos que ocorreram durante um período de tempo, por consumidor atendido. Os distúrbios específicos são com magnitude menor do que x para *sags* ou uma magnitude maior que x para *swells* e a duração está na faixa de 0,5 ciclo a 30 ciclos (BROOKS *et al.*, 1998).

$$SIARFI_x = \frac{\text{n}^\circ \text{ total de sags ou swells consumidores instantâneos (0,5c a 30c)}}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (13)$$

System Momentary Average RMS Variation Frequency Index_{Voltage} (SMARFI_x): representa o número médio de eventos de variação *rms* momentâneos específicos que ocorreram durante um período de tempo, por consumidor atendido. Os distúrbios específicos são com magnitude menor do que x para *sags* ou uma magnitude maior que x para *swells* e a duração está na faixa de 30 ciclos a 3 segundos para *sags* e *swells* e 0,5 ciclo a 3 segundos para interrupções (BROOKS *et al.*, 1998).

$$SMARFI_x = \frac{\text{n}^\circ \text{ total de sags ou swells momentâneos consumidores (30c a 3s)}}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (14)$$

System Temporary Average RMS Variation Frequency Index_{Voltage} (STARFI_x): representa o número médio de eventos de variação *rms* temporários específicos que ocorreram durante um período de tempo, por consumidor atendido. Os distúrbios específicos são com magnitude menor do que x para *sags* ou uma magnitude maior que x para *swells* e a duração está na faixa de 3 segundos a 1 minuto (BROOKS *et al.*, 1998).

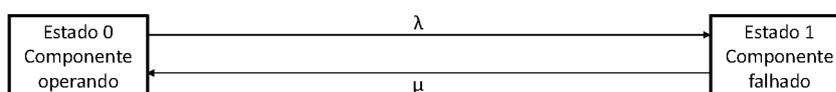
$$STARFI_x = \frac{\text{n}^\circ \text{ total de sags ou swells temporários consumidores (3s a 1min)}}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (15)$$

Os indicadores $SIARFI_x$, $SMARFI_x$ e $STARFI_x$ foram utilizados diretamente na formulação matemática empregada na abordagem proposta neste trabalho.

2.3 PROCESSO DE MARKOV CONTÍNUO

O processo de Markov contínuo é caracterizado pela transição entre um conjunto de estados ocorrendo continuamente no tempo, diferentemente da cadeia de Markov que acontece em intervalos de tempo discretos. Esta característica justifica a utilização do processo de Markov na maioria das referências sobre avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição, onde são utilizadas taxas de transição de estados em vez de probabilidades de transição de estados (BROWN, 2008). Apresenta-se, na Figura 1, o modelo de Markov a dois estados, frequentemente utilizado para a modelagem de componentes em avaliações de confiabilidade de sistemas elétricos de potência.

Figura 1 – Diagrama de espaço de estados do modelo de Markov a dois estados



Fonte: do autor, baseado em (BILLINTON; ALLAN, 1992).

As taxas de falha e reparo do componente ilustrado na Figura 1 são consideradas constantes e caracterizam-se por uma distribuição exponencial. Assumindo que λ e μ representam as taxas de falha e reparo, respectivamente, estas podem ser obtidas do tempo médio para falha e do tempo médio de reparo, como exposto nas Equações (16) e (17) (BILLINTON; ALLAN, 1992)

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (16)$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (17)$$

onde $MTTF$ (*Mean Time To Failure*) é o tempo médio para falha e $MTTR$ (*Mean Time To Repair*) é o tempo médio de reparo.

Os tempos médios em cada estado podem ser estimados de acordo com as Equações (18) e (19), onde deve-se considerar o tempo no numerador como o tempo que o componente esteve no estado considerado e não o tempo total decorrido no período de análise (BILLINTON; ALLAN, 1992).

$$MTTF = \frac{\text{período de tempo total que o componente estava operando}}{\text{nº de falhas do componente em dado período de tempo}} \quad (18)$$

$$MTTR = \frac{\text{período de tempo total que o componente estava sendo reparado}}{\text{nº de reparos do componente em dado período de tempo}} \quad (19)$$

As probabilidades do componente estar operando ou em falha, para um tempo $t \rightarrow \infty$, são obtidas a partir da expressão presente na Equação (20). O tempo dt é pequeno o suficiente para que a probabilidade de ocorrer dois ou mais eventos nesse período seja desconsiderada (BILLINTON; ALLAN, 1992).

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t)(\mu dt) \quad (20)$$

onde $P_0(t + dt)$ e $P_0(t)$ é a probabilidade do componente estar operando nos tempos $t + dt$ e t , respectivamente e $P_1(t)$ é a probabilidade do componente estar em falha no tempo t .

Na Equação (20) foi realizada a consideração que a probabilidade do componente estar operando após transcorrido um tempo $t + dt$ é igual a soma da probabilidade de estar operando no instante t e não falhar no tempo dt com a probabilidade de estar em falha no instante t e ser reparado no tempo dt . De maneira similar, obtém-se a Equação (21) para a probabilidade de o componente estar em falha no tempo $t + dt$.

$$P_1(t + dt) = P_1(t)(1 - \mu dt) + P_0(t)(\lambda dt) \quad (21)$$

onde $P_1(t + dt)$ é a probabilidade do componente estar em falha no tempo $t + dt$.

Após aplicar a transformada de Laplace nos dois lados das Equações (20) e (21), com a realização de algumas deduções matemáticas, chega-se nas probabilidades do componente estar operando ou em falha para $t \rightarrow \infty$, conforme Equações (22) e (23), respectivamente.

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (22)$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (23)$$

Essas probabilidades são chamadas de probabilidades de regime permanente.

2.4 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO SEQUENCIAL

A estimação dos índices de confiabilidade e qualidade dos sistemas de potência baseiam-se em duas diferentes representações conhecidas como representação por espaço de estados e modelo cronológico. O método analítico e de Monte Carlo não-sequencial são exemplos de métodos que utilizam explicitamente representações por espaço de estados, e que desconsideram o aspecto cronológico na computação de indicadores de desempenho. Apesar de exigir um esforço computacional maior

com relação à métodos que empregam explicitamente representações no espaço de estados, métodos cronológicos como o método de SMCS e a Simulação de Monte Carlo Pseudo-Sequencial permitem a representação de cargas variantes no tempo e aspectos correlacionados ao tempo e espaço (DA SILVA *et al.*, 2005).

Na SMCS as seqüências estocásticas de estados do sistema são baseadas no modelo estocástico de cada elemento deste sistema e no modelo cronológico de carga utilizando uma mesma base temporal. Em redes de distribuição, os elementos (cabos, linhas, transformadores, reguladores de tensão, etc.) podem ser representados pelo modelo de Markov a dois estados, considerando-se que a fonte de energia da rede esteja sempre disponível para a capacidade exigida (LEITE DA SILVA *et al.*, 2012). O período de tempo em que ocorre a SMCS é dividido em faixas de tempo menores - como, por exemplo, o período de um ano que pode ser dividido em faixas com uma hora de duração, equivalendo a 8760 faixas de tempo no total - onde se inicia a partir da primeira e cada faixa de tempo é simulada em seqüência para identificar novas contingências (BROWN, 2008). Na criação do processo de transição de estados, realiza-se a combinação dos processos de transição de estados cronológicos de cada componente considerando funções de distribuição de probabilidade para o tempo de duração nestes estados, e, assim, chega-se nos tempos amostrados em cada estado através das Equações (24) e (25) (BILLINTON; LI, 1994). Nessas expressões, assume-se que os tempos de residência em cada estado são exponencialmente distribuídos.

$$T_i^{up} = -\frac{1}{\lambda_i} \ln U_i \quad (24)$$

$$T_i^{down} = -\frac{1}{\mu_i} \ln U_i \quad (25)$$

onde T_i^{up} é o tempo de duração amostrado no estado em que o componente i encontra-se operando, T_i^{down} é o tempo de duração amostrado no estado em que o componente i encontra-se em falha, λ_i é a taxa de falha do componente i , μ_i é a taxa de reparo do componente i e U_i é um número randômico distribuído uniformemente no intervalo $[0,1]$.

Os valores esperados dos índices de desempenho da rede de distribuição podem ser estimados utilizando a Equação (26) (ISSICABA; PECAS LOPES; DA ROSA, 2012).

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{N_u} \sum_{u=1}^{N_u} G(y_u) \quad (26)$$

onde y_u é a seqüência de estados do sistema no ano u , $G(y_u)$ é a função teste avaliada em y_u e N_u é o número de anos simulados.

Os valores das incertezas das funções teste estimadas (índices de confiabilidade e de variação de tensão de curta duração) são obtidos pela Equação (27) que explicita o formato de cálculo das variâncias das estimativas.

$$V(\tilde{E}[G]) = \frac{E\left[\left(G - \tilde{E}[G]\right)^2\right]}{N_u} \quad (27)$$

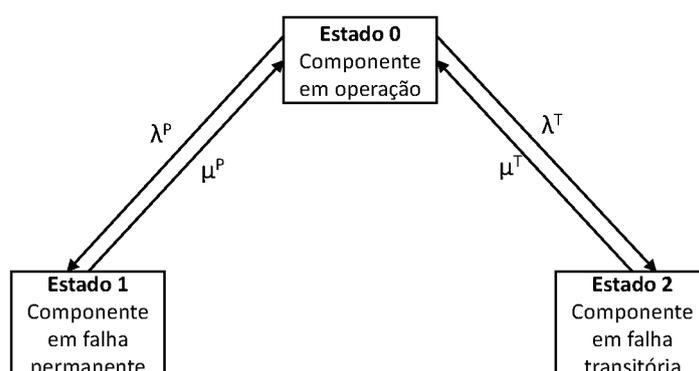
A convergência do processo estocástico é avaliada por meio da Equação (28), que representa o coeficiente de variação e é utilizado no critério de parada da SMCS.

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[G])}}{\tilde{E}[G]} \quad (28)$$

2.4.1 Modelagem de falhas permanentes e transitórias

As funções teste utilizadas na avaliação de redes primárias de distribuição podem ser estimadas a partir de modelagens baseadas no processo de Markov contínuo com três estados para poder considerar tanto falhas permanentes quanto falhas transitórias (CALADO, 2015; VENTURINI, 2018). As modificações implementadas no processo de Markov contínuo a dois estados para incluir as falhas transitórias, que possibilita uma análise mais ampla da confiabilidade e qualidade de energia do sistema, encontra-se no diagrama presente na Figura 2.

Figura 2 – Diagrama de espaço de estados do processo de Markov com três estados



Fonte: do autor, baseado em (CALADO, 2015).

Os estados presentes na Figura 2 são: estado 0 referindo-se ao componente cumprindo sua função adequadamente, estado 1 quando o componente não cumpre sua função e está em falha permanente, estado 2 indicando quando o componente não cumpre sua função e está em falha transitória (CALADO, 2015).

Nota-se que, devido ao novo estado incluído, tornam-se necessárias adaptações para o formato de estimação das taxas de falha e reparo, as quais são mostradas nas Equações (29) a (32).

$$\lambda^P = \frac{N_P}{T_{op}} \quad (29)$$

$$\lambda^T = \frac{N_T}{T_{op}} \quad (30)$$

$$\mu^P = \frac{1}{MTTR_P} \quad (31)$$

$$\mu^T = \frac{1}{MTTR_T} \quad (32)$$

onde λ^P e λ^T são as taxas de falha permanente e transitória, respectivamente; μ^P e μ^T são as taxas de reparo permanente e transitória, respectivamente; N_P e N_T são o número de falhas transitória e permanente, respectivamente, em período de análise. O tempo médio de atuação de religadores pode ser caracterizado a partir da figura de mérito *Mean Time to Repair Transitory* ($MTTR_T$), enquanto para o *Mean Time to Repair Permanent* ($MTTR_P$) considera-se o tempo médio de reparo de falhas permanentes (VENTURINI, 2018). Em (CALADO, 2015) estão demonstradas as formulações matemáticas necessárias para se obter as probabilidades de estar em cada um dos três estados.

A seguir, constam etapas utilizadas no estado da arte para modelar a transição de estados quando da ocorrência de uma falha, onde considera-se uma curva de religamento rápido e posteriormente uma mais lenta para os religadores instalados em redes de distribuição (BOLACELL, 2016; VENTURINI, 2018).

1. **Contingência:** quando o componente entra em falha e sai do estado de operação (estado 0) e vai para o estado de falha que pode ser o estado 1 ou o estado 2;
2. **Análise da falha:** caso a falha seja permanente o componente transita para o estado 1 e deve-se ir para a etapa 3. Já no caso de falha transitória ocorre a transição para o estado 2 e executa-se a etapa 4;
3. **Proteção da rede:** o religador automático mais próximo e à montante do componente em falta atua. Posteriormente, a proteção à montante (por exemplo: chave fusível) mais próxima atua para extinguir a falta permanente do sistema. Após esta etapa executar a etapa 5;
4. **Religador automático:** o religador mais próximo e à montante do componente sob falta atua. Quando a rede é reenergizada, com o componente já em operação, há a mudança do estado 4 para o estado 0;

5. **Operação:** Realiza-se o reparo do componente em falha e posteriormente modificação do estado 1 para o estado 0.

2.4.2 Modelagem das funções de proteção

Os tempos de reparo das faltas transitórias ocorridas na rede de distribuição sob análise podem ser dados pelo tempo de atuação do religador à montante mais próximo da falta adicionado ao tempo morto considerado. Neste caso, o tempo de atuação do religador depende da curva de religamento utilizada, a saber: inversa, muito inversa e extremamente inversa. Nas Equações (33) e (34) encontram-se as expressões para o tempo de atuação do religador baseado nas curvas de atuação de relés de sobrecorrente, segundo a norma IEC 60255-151 (IEC, 2014), e o tempo de reparo de uma falta transitória, respectivamente.

$$tempo_{atua} = \left(\frac{K_1}{(I_{falta}/I_{pickup})^{K_2} - 1} \right) MT \quad (33)$$

$$tempo_{prot} = tempo_{atua} + tempo_{morto} \quad (34)$$

onde $tempo_{atua}$ é o tempo de atuação do religador, $tempo_{prot}$ é o tempo de reparo de uma falta transitória, I_{falta} é a corrente de falta sensorizada pelo religador, I_{pickup} é a corrente mínima para atuação do religador, MT é um multiplicador de tempo, K_1 é a constante que caracteriza o relé, K_2 é o índice que caracteriza a função algébrica e $tempo_{morto}$ é o tempo entre cada religamento no trecho da rede onde o religador está localizado.

Na Tabela 3 encontram-se os valores das constantes K_1 e K_2 utilizados para cada curva do religador.

Tabela 3 – Valores das constantes para cada curva do religador

Curva	K_1 [s]	K_2
Inversa	0,14	0,02
Muito inversa	13,5	1
Extremamente inversa	80	2

Fonte: do autor, baseado em (IEC, 2014)

Neste trabalho utiliza-se uma corrente de *pick up* com um fator de segurança de 50% em relação a carga nominal do sistema para evitar a atuação indevida dos religadores em variações como em partidas de motores, por exemplo. A expressão a seguir denota a forma de cálculo da corrente de *pick up*.

$$I_{pickup} = 1,5I_{nominal} \quad (35)$$

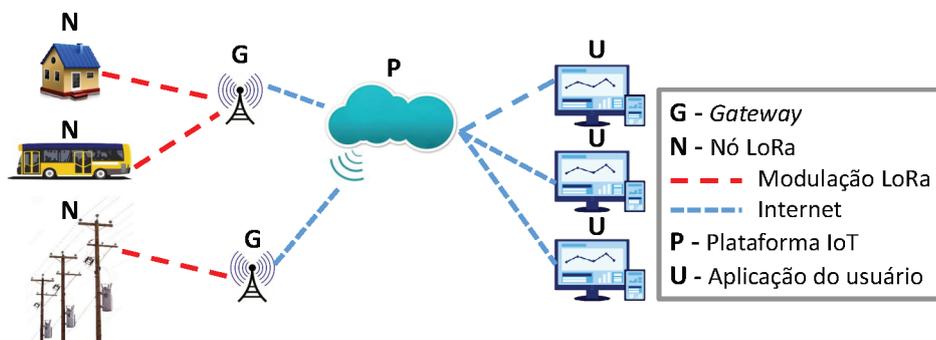
onde $I_{nominal}$ é a corrente nominal do trecho protegido.

2.5 GATEWAYS E A COMUNICAÇÃO LORAWAN

A comunicação LoRaWAN e dispositivos LoRa combinam características de redes de celular e Wi-Fi, aliando elevada largura de banda e segurança no tráfego de dados através de sensores de baixo custo, oferecendo uma solução de conectividade econômica e flexível para aplicações IoT, seja em ambientes externos ou internos instalados em redes públicas, privadas ou híbridas (SEMTECH, 2020).

Os *gateways* formam elos de comunicação entre os dispositivos finais denominados como nós e a aplicação do usuário, o que torna esses equipamentos imprescindíveis na tecnologia LoRa. Esses elos enviam pacotes de dados, a partir de informações adicionadas dos nós dependendo da qualidade da recepção do *gateway*, para uma plataforma IoT na qual usuários podem receber e analisar dados requisitados do campo em que o nó está localizado. Há a possibilidade do usuário também enviar informações para os nós, como, por exemplo, na modificação de parâmetros de um equipamento. No contexto deste trabalho, os nós de comunicação são concretizados nos próprios religadores inteligentes localizados em trechos de linha da rede de distribuição. Esse tipo de comunicação entre os nós até o usuário final utilizando os *gateways* é conhecido como comunicação LoRaWAN e sua arquitetura básica é ilustrada na Figura 3 (PETRARIU; LAVRIC; COCA, 2019).

Figura 3 – Arquitetura LoRaWAN



Fonte: do autor, baseado em (PETRARIU; LAVRIC; COCA, 2019).

Mensagens de centenas a milhares de nós enviadas através de módulos LoRa podem ser recebidas por um *gateway*, sendo que este equipamento pode ser utilizado em uma ampla área geográfica com um baixo consumo de potência, onde deve haver um compromisso entre a distância de comunicação e a taxa de dados enviados. Os dados recebidos pelos *gateways* conectam-se à plataforma IoT via Internet, possibilitando o rápido acesso do usuário às informações de interesse (LAVRIC; PETRARIU, 2018).

2.6 MÉTODO DA ENTROPIA CRUZADA

O método EC é uma ferramenta heurística utilizada para a resolução de difíceis problemas de estimação e otimização que foi proposta por (RUBINSTEIN, Reuven Y., 1997) como um procedimento de amostragem por importância para a simulação de eventos raros. Na estimação, pode-se estimar o valor de uma variável como por exemplo $\ell = \mathbb{E}[H(\mathbf{x})]$ em que \mathbf{x} é um objeto de valores aleatórios dentro de um conjunto \mathcal{X} e H é uma função em \mathcal{X} . Já o uso do método EC na otimização está voltado para a maximização ou minimização de uma função objetivo $S(\mathbf{x})$ para todo $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$ (BOTTEV *et al.*, 2013; SANTOS, 2019).

O objetivo da amostragem por importância é permitir que eventos significativos ocorram com maior frequência e, conseqüentemente, acelerem a convergência da simulação. Neste âmbito tem-se o método EC que visa encontrar uma distribuição de probabilidade diferente da distribuição original, com o fim de minimizar a variância do estimador analisado. Na maioria dos casos, essas distribuições são de mesma natureza e diferenciam-se apenas nos seus parâmetros característicos. Para obter-se a solução ótima da distribuição de probabilidade, realiza-se uma primeira etapa de sorteio de uma amostra, de acordo com parâmetros iniciais, e após este procedimento atualizam-se os parâmetros a partir da amostra sorteada para que na iteração posterior a solução esteja próxima ao resultado ótimo (RUBINSTEIN, Reuven Y.; KROESE, Dirk P., 2007; SANTOS, 2019).

Visando a estimação de eventos raros, pode-se utilizar a Equação (36) expressa a seguir para a formulação do método EC, no qual se busca calcular a probabilidade \mathbb{P} associada à um evento raro (BOTTEV *et al.*, 2013).

$$\ell = \mathbb{P}(S(\mathbf{x}) \geq \gamma) = \mathbb{E}[\mathbf{I}_{S(\mathbf{x}) \geq \gamma}] = \int \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}) \geq \gamma} f(\mathbf{x}; \mathbf{u}) d\mathbf{x} \quad (36)$$

onde S é uma função real, γ é um parâmetro de nível; $\mathbf{I}_{S(\mathbf{x}) \geq \gamma}$ é a função indicatriz que é igual a 1 se a desigualdade $S(\mathbf{x}) \geq \gamma$ é atendida e zero do contrário; e o vetor de variáveis aleatórias \mathbf{x} tem função de densidade de probabilidade $f(\cdot; \mathbf{u})$, parametrizada por um vetor real de dimensão finita \mathbf{u} .

No caso em que ℓ é a probabilidade de um evento raro, faz-se necessária a utilização de outra densidade de probabilidade $g(\cdot)$ para diminuir o esforço computacional nas simulações tal que $g(\mathbf{x}) = 0 \implies H(\mathbf{x})f(\mathbf{x}; \mathbf{u}) = 0, \forall \mathbf{x}$, obtendo-se a expressão equivalente de ℓ a seguir.

$$\ell = \int \frac{\mathbf{I}_{S(\mathbf{x}) \geq \gamma} f(\mathbf{x}; \mathbf{u})}{g(\mathbf{x})} g(\mathbf{x}) d\mathbf{x} = \mathbb{E} \left[\frac{\mathbf{I}_{S(\mathbf{x}) \geq \gamma} f(\mathbf{x}; \mathbf{u})}{g(\mathbf{x})} \right], \mathbf{x} \sim g(\cdot) \quad (37)$$

Amostrando-se $\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_N$, em que os N vetores são independentes e possuem valores discretos dentro de uma distribuição de probabilidade $g(\cdot)$, utiliza-se o estimador

não tendencioso expresso na Equação (38) para definir ℓ (SANTOS, 2019).

$$\hat{\ell} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \frac{f(\mathbf{x}_k; \mathbf{u})}{g(\mathbf{x}_k)} \quad (38)$$

onde $\hat{\ell}$ é o estimador não tendencioso de ℓ e a fração $f(\mathbf{x}_k; \mathbf{u})/g(\mathbf{x}_k)$ é a razão de verossimilhança.

Na estimação de $\hat{\ell}$ com uma variância mínima utiliza-se a densidade de probabilidade $g^*(\mathbf{x})$ que é resultante da densidade de \mathbf{x} condicionada ao evento $S(\mathbf{x}) \geq \gamma$, definida por (BOTEV *et al.*, 2013):

$$g^*(\mathbf{x}) = \frac{f(\mathbf{x}; \mathbf{u}) \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}) \geq \gamma}}{\ell} \quad (39)$$

A divergência de Kullback-Leibler mostrada na Equação (40) auxilia na obtenção do vetor de parâmetros da função densidade de probabilidade ótima pertencente ao conjunto $\{f(\cdot; \mathbf{v}), \mathbf{v} \in V\}$, pois dá a medida não-simétrica da diferença entre duas densidades de probabilidade (SANTOS, 2019; GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, 2012).

$$D(f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x})) = \mathbb{E}_{f_1} \left[\ln \frac{f_1(\mathbf{x})}{f_2(\mathbf{x})} \right] = \int f_1(\mathbf{x}) \ln f_1(\mathbf{x}) - \int f_1(\mathbf{x}) \ln f_2(\mathbf{x}) \quad (40)$$

A partir dessa divergência origina-se o método EC que procura minimizar $D(f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}))$ ao maximizar o valor do segundo termo da Equação (40), conhecido como entropia cruzada das duas funções. Definindo as funções $f_1(\mathbf{x})$ e $f_2(\mathbf{x})$ como $g^*(\mathbf{x})$ e $f(\mathbf{x}; \mathbf{v})$, respectivamente, chega-se ao vetor de parâmetros ótimo:

$$\mathbf{v}^* = \operatorname{argmax}_{\mathbf{v} \in V} \mathbb{E}_{\mathbf{w}} \left(\mathbf{I}_{S(\mathbf{x}) \geq \gamma} \ln f(\mathbf{x}; \mathbf{v}) \frac{f(\mathbf{x}; \mathbf{u})}{f(\mathbf{x}; \mathbf{w})} \right) \quad (41)$$

onde \mathbf{w} é um vetor de parâmetros de referência.

Ao considerar os valores presentes em \mathbf{x} discretos pode-se chegar no vetor dos parâmetros de referência ótimo pelo equivalente estocástico da Equação (41) definido na Equação (42) (BOTEV *et al.*, 2013).

$$\hat{\mathbf{v}} = \operatorname{argmax}_{\mathbf{v} \in V} \hat{D}(\mathbf{v}) = \operatorname{argmax}_{\mathbf{v} \in V} \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \frac{f(\mathbf{x}_k; \mathbf{u})}{f(\mathbf{x}_k; \mathbf{w})} \ln f(\mathbf{x}_k; \mathbf{v}) \quad (42)$$

A resolução de $\mathbb{P}(S(\mathbf{x}) \geq \gamma)$ através da Equação (42) é geralmente empregada para valores de $\ell \geq 10^{-5}$, pois para probabilidades menores que essa tem-se um problema de estimação de evento raro, que exige um procedimento no qual a função indicatriz $\mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma}$ não assuma muitos valores nulos. O método EC aplicado em um algoritmo de níveis múltiplos é um meio que pode ser utilizado, em que cria-se uma sequência de parâmetros de referência $\{\hat{\mathbf{v}}_t\}$ e níveis $\{\hat{\gamma}_t\}$ para que convirjam no parâmetro de referência ótimo \mathbf{v}^* e no nível γ . A cada iteração t do método amostram-se

$\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_N$, onde essas N variáveis seguem a distribuição $f(\cdot; \hat{\mathbf{v}}_{t-1})$ e define-se que $\hat{\gamma}_t$ é igual a $(1 - \varrho)$ quantil dos valores das funções de desempenho $S(\mathbf{x}_1), \dots, S(\mathbf{x}_N)$. A escolha deste parâmetro de raridade $\varrho \in (0, 1)$ permite que em cada iteração a desigualdade $\mathbb{P}(S(\mathbf{x}) \geq \hat{\gamma}_t) \geq \varrho$ seja satisfeita para acelerar a convergência da simulação, onde se atualiza o valor de $\hat{\mathbf{v}}_{t-1}$ para $\hat{\mathbf{v}}_t$ por meio de uma expressão que busca a minimização da entropia cruzada baseando-se nas $N^e = \lceil \varrho N \rceil$ amostras de elite (BOTTEV *et al.*, 2013; SANTOS, 2019).

O método EC pode ser utilizado também para otimizar funções, como, por exemplo, maximizar $S(\mathbf{x})$ para \mathbf{x} pertencente à \mathcal{X} através da amostragem por importância, que encontra a densidade de probabilidade ótima. Dessa maneira, estipulam-se que \mathbf{x}^* e γ^* é o vetor de variáveis aleatórias que maximiza a função e o valor maximizado desta mesma função, respectivamente, como exposto na Equação (43) (RUBINSTEIN, Reuven Y.; KROESE, Dirk P., 2007; BOTTEV *et al.*, 2013; SANTOS, 2019).

$$S(\mathbf{x}^*) = \gamma^* = \max_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} S(\mathbf{x}). \quad (43)$$

Levando em conta o problema de otimização da Equação (43), pode-se associá-lo ao problema de estimação da probabilidade $\ell = \mathbb{P}(S(\mathbf{x}) \geq \gamma)$ para um \mathbf{x} com uma densidade de probabilidade $f(\mathbf{x}; \mathbf{u})$ em \mathcal{X} e γ próximo do valor ótimo a ser estimado γ^* . Com a abordagem de níveis múltiplos encontram-se distribuições de probabilidade que geram amostras ótimas ou próximas da ótima, em que normalmente o valor de $\gamma = \gamma^*$ é desconhecido e o método EC acaba por criar sequências de níveis $\{\hat{\gamma}_t\}$ e vetores de parâmetros $\{\hat{\mathbf{v}}_t\}$ convergentes à γ^* e \mathbf{v}^* , conseqüentemente, convergindo também para \mathbf{x}^* . Os passos executados no algoritmo do método EC aplicado na otimização são mostrados no Algoritmo 1, onde são obtidas distribuições de densidade de probabilidade parametrizadas $\{f(\cdot; \mathbf{v}, \mathbf{v} \in V)\}$ em uma sequência $f(\cdot; \hat{\mathbf{v}}_0), \dots, f(\cdot; \hat{\mathbf{v}}_t)$ a cada iteração até a convergência ao ponto ótimo desejado \mathbf{x}^* (RUBINSTEIN, Reuven Y.; KROESE, Dirk P., 2007; BOTTEV *et al.*, 2013).

Algoritmo 1 Método EC para otimização

Seja N a dimensão da amostra a considerar, ϱ o parâmetro de raridade, N^e o número de amostras de elite e $t = 1$.

- 1: Definir um vetor inicial de parâmetros $\hat{\mathbf{v}}_0 := \mathbf{u}$;
- 2: Gerar as N amostras $\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_N \sim_{iid} f(\cdot; \hat{\mathbf{v}}_{t-1})$. Calcular $S(k) = S(\mathbf{x}_k), \forall k$ e ordenar as funções desempenho tal que $S(1) \leq \dots \leq S(N)$. Considere ainda $\hat{\gamma}_t = S(N - N^e + 1)$ o quantil $1 - \varrho$ de desempenho;
- 3: Para a mesma amostra $\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_N$ resolver o problema estocástico

$$\max_{\mathbf{v}} \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \mathbb{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \hat{\gamma}_t} \ln f(\mathbf{x}_k; \mathbf{v}). \quad (44)$$

Denotar a solução por $\hat{\mathbf{v}}_t$;

-
- 4: Se o critério de parada estabelecido é atendido, finalizar o processo. Caso contrário, definir $t = t + 1$ e retornar ao Passo 2.
-

O desempenho do Algoritmo 1 pode ser aprimorado ao implementar uma suavização ao vetor de parâmetros das distribuições de probabilidade para evitar que nas iterações iniciais seus elementos não converjam rapidamente para valores nulos ou iguais a um. Na Equação (45) é apresentada a expressão de atualização de \hat{v}_t com o coeficiente de suavização α (BOTEV *et al.*, 2013; GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, 2012).

$$\hat{v}_t = \alpha \hat{v}_t + (1 - \alpha) \hat{v}_{t-1}. \quad (45)$$

onde α pode assumir valores dentro de $[0, 1]$.

No estado arte pode-se encontrar a aplicação do método EC em sistemas elétricos de potência como em (M. CARVALHO *et al.*, 2013b), que utiliza na simulação de Monte Carlo (SMC) uma abordagem simplificada do método EC em problemas de confiabilidade de capacidade de geração, a partir dos valores calculados analiticamente dos índices de confiabilidade. Em (ZHAO *et al.*, 2019), na SMCS é utilizado o método EC para diminuir o tempo de simulação e acelerar a estimação dos índices de confiabilidade de geração em um sistema composto através da distorção das taxas de falha e reparo para um valor ótimo. Para evitar as limitações impostas pela raridade de eventos de falha, o trabalho proposto por (GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, 2012) também realiza distorções nos parâmetros probabilísticos, através do método EC, utilizado para acelerar a convergência de diferentes SMC como: não-sequencial, quasi-sequencial, pseudo-cronológica e sequencial. O trabalho desenvolvido (ERNST *et al.*, 2007) aborda a aplicação do método EC na otimização combinatória com o objetivo de realizar o comissionamento de cargas do sistema de geração elétrica. Finalmente, em (SANTOS, 2019) o problema de escalonamento de unidades geradoras é abordado via método EC.

2.7 DISCUSSÕES SOBRE O ESTADO DA ARTE

As metodologias de alocação de equipamentos de proteção são baseadas na solução de um problema de otimização cuja função objetivo, de forma geral, consiste em melhorar a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de distribuição ao menor custo possível. É possível identificar diferentes funções utilizadas nos trabalhos para representar a melhoria da qualidade do serviço, sendo que a maior parte está relacionada à continuidade de fornecimento, seja pelo custo da interrupção de energia dos consumidores (ABDI *et al.*, 2014; BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996) ou por índices que relacionam a frequência ou a duração média das interrupções nos consumidores

(TIPPACHON; RERKPREEDAPONG, 2009; ALMEIDA *et al.*, 2017; BERNARDON *et al.*, 2011; PREGELJ; BEGOVIC; ROHATGI, 2006; BURIAN, 2009; QIN; WU, 2015).

A maioria das técnicas utilizadas para a solução deste tipo de problema de otimização empregam conceitos ou ferramentas da área de inteligência computacional, como enxame de partículas (ABDI *et al.*, 2014), recozimento simulado (BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996), colônia de formigas (TIPPACHON; RERKPREEDAPONG, 2009) e algoritmos genéticos (AG) (ALMEIDA *et al.*, 2017; PREGELJ; BEGOVIC; ROHATGI, 2006; BURIAN, 2009; SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004; USIDA *et al.*, 2012). As técnicas de otimização e a formulação do problema utilizadas por cada um dos trabalhos no estado da arte são descritas mais detalhadamente nos próximos itens:

- A alocação de religadores e seccionalizadores em rede de distribuição primária pode ser realizada com auxílio no método de SMCS, para a estimação da ENS, utilizada em uma função objetivo (ABDI *et al.*, 2014). Essa função objetivo relaciona o valor presente líquido (VPL) do benefício da alocação das chaves (calculado pela diferença do custo da ENS consumidora total sem a utilização de dispositivos de proteção e com a utilização destes equipamentos), o custo do investimento dos equipamentos e VPL do custo de manutenção. A minimização desta função custo é realizada com o algoritmo de otimização por enxame de partículas melhorado (IPSO), obtendo-se resultados que demonstram a eficiência do método, com a diminuição de outros índices de confiabilidade além da ENS.
- Uma referência clássica relacionada ao problema de alocação é apresentada em (BILLINTON; JONNAVITHULA, 1996), na qual é utilizada uma metaheurística de otimização denominada de recozimento simulado para obter a alocação de chaves seccionalizadoras. As chaves seccionalizadoras podem ser usadas em redes primárias de distribuição para várias aplicações, tais como isolar uma falta e reconfigurar a rede. A técnica de solução empregada baseia-se na analogia entre a minimização e o recozimento de um metal utilizado para cristalização em sistemas físicos, sendo capaz de buscar soluções evitando ótimos locais, alcançando um ótimo global dentre todas as alocações possíveis das chaves. O critério utilizado no problema de otimização é minimizar o custo total, considerando os custos de investimento, manutenção e de confiabilidade. A formulação do custo relacionado à confiabilidade considera o produto do custo da interrupção para uma classe específica de consumidor pela taxa de ocorrência e pela potência da carga que sofreu a interrupção. A solução proposta neste trabalho é adequada para redes de distribuição de grande escala e combina custos de investimento, manutenção, operação e da interrupção .
- Uma metodologia de otimização multiobjetivo para alocação de dispositivos de

proteção como: chaves, religadores e fusíveis é proposta em (TIPPACHON; RERKPREEDAPONG, 2009). A função objetivo consiste em maximizar a confiabilidade da rede de distribuição ao menor custo do sistema. Emprega-se o método baseado na otimização por colônia de formigas, selecionando três funções objetivos a serem minimizadas simultaneamente que inclui: o índice da frequência de interrupção média do sistema (SAIFI), índice da duração de interrupção média do sistema (SAIDI) e o custo total. A configuração dos dispositivos de proteção na rede é obtida de forma sequencial, onde a escolha de um determinado equipamento e de sua localização influenciará na escolha da próxima posição e do tipo de equipamento do estágio subsequente.

- A função objetivo utilizada em (ALMEIDA *et al.*, 2017) é composta por um índice de mérito calculado pela ponderação da frequência total de interrupções, duração total das interrupções e a soma do produto entre demanda média não suprida devido a uma interrupção e sua duração. Foi aplicada a técnica de AG para obter a alocação de dispositivos de proteção, tanto para os religadores normalmente fechados quanto para os normalmente abertos, os quais são remotamente controlados e cuja função é permitir a reconfiguração da rede. Utilizou-se a relação entre o índice de mérito e o número de dispositivos encontrados nas soluções para avaliar as diferentes configurações na rede, obtidas a partir de AG.
- O método de Bellman-Zadeh que utiliza a lógica fuzzy na tomada de decisões foi utilizado em (BERNARDON *et al.*, 2011) para a alocação de chaves controladas remotamente. Este método é eficiente para a resolução de problemas que envolvem aspectos qualitativos e quantitativos. A função objetivo do problema consiste em minimizar o SAIFI, SAIDI e ENS simultaneamente.
- A análise realizada na referência (PREGELJ; BEGOVIC; ROHATGI, 2006) considera fontes de geração distribuída (GD) para reduzir o impacto de faltas dentro das zonas de proteção de religadores, suprimindo a demanda dos consumidores ilhados em relação a subestação e melhorando os índices de confiabilidade. Com isso, tem-se diferentes modos de otimização ao considerar unidades de GD: otimizar os locais dos dispositivos de proteção considerando uma dada alocação de GD; otimizar a localização da GD para uma dada alocação dos dispositivos de proteção; otimizar ambos os locais dos dispositivos de proteção e GDs. Os índices SAIDI, SAIFI e o índice da frequência de interrupção momentânea média (MAIFI) são considerados com seus respectivos pesos em uma mesma função a ser minimizada através de AG.
- Em (BURIAN, 2009), uma função que relaciona FEC, DEC e o custo total associado aos dispositivos de proteção do sistema é utilizada como valor de desem-

penho, que permite a avaliação de uma configuração de alocação com outras obtidas por AG, sendo que a cada iteração um indivíduo pode passar por uma cópia, mutação, recombinação ou ser descartado dependendo do operador genético considerado na análise.

- O conceito do Desempenho Máximo de um Alimentador (DMA) na alocação de dispositivos de proteção e manobra, visando aumentar o número de consumidores não atingidos por interrupções no sistema, foi proposto em (MAIA, 2014). A técnica de busca em profundidade foi escolhida para o processo de otimização, em que realiza-se de maneira sequencial a busca pelos melhores locais de instalação do dispositivos de proteção e manobra. Considera-se a cada operação de alocação de um dispositivo adicional, os dispositivos já instalados em passos anteriores do processo para verificar a alternativa que maximiza o DMA, e, conseqüentemente, diminui o número de interrupções consumidoras. O número de consumidores à montante do dispositivo sob alocação e o número de falhas dos trechos da rede na zona de proteção do mesmo (à jusante do equipamento) são os fatores empregados na avaliação do DMA.
- Em (SILVA; PEREIRA; MANTOVANI, 2004), o tronco principal do alimentador e seus ramais são divididos em categorias e o tipo de dispositivo de proteção que pode ser alocado dependerá da categoria do trecho que ocorrerá a alocação. O critério utilizado na otimização é minimizar o número de interrupções consumidoras (calculado analiticamente), ressaltando que possíveis problemas de coordenação entre os equipamentos são considerados nas restrições do problema. A função objetivo acarreta à composição um problema de programação não linear binário, que é resolvido através de AG, com cada elemento de um indivíduo da população possuindo codificação binária, onde sua posição depende do tipo de dispositivo e do trecho que está localizado na rede de distribuição.
- A alocação de religadores em um sistema de distribuição rural é realizada em (QIN; WU, 2015), pois em sistemas deste tipo a divisão em pequenas áreas é realizada mais facilmente e estas são independentes em termos dos índices de confiabilidade. Além disso, a instalação de um religador em uma pequena área pode melhorar significativamente a confiabilidade da rede e ser mais efetiva que em outras áreas. Um número limitado de religadores é utilizado para minimizar o SAIFI do sistema, chegando-se a um problema de programação inteira para encontrar as posições ótimas exatas dos religadores.

Dentre as diferentes técnicas de otimização encontradas na literatura, nota-se que as suas aplicações na alocação de dispositivos de proteção visam a melhoria de desempenho do sistema elétrico de potência, impactando positivamente na qualidade

do serviço de fornecimento de energia pelas concessionárias responsáveis pela área analisada.

2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos trabalhos presentes no estado da arte devotos à alocação de equipamentos de proteção em redes de distribuição, não se encontrou uma abordagem que buscasse uma solução iterativa para o problema via método EC. Buscou-se então explorar a utilização do método EC para a solução do problema de alocação de religadores inteligentes em redes de distribuição. Além disso, observa-se que nas formulações de problemas expostos no estado da arte, aspectos de custos e qualidade de serviço usualmente fazem-se presentes na modelagem. Porém, certas restrições de relevância não são consideradas, nomeadamente aquelas relacionadas às variações de tensão de curta duração durante à operação do sistema e relacionadas às limitações de distância para a concretização de comunicação dos dispositivos. Dessa forma, tendo em conta o problema de alocação de religadores inteligentes com capacidade de comunicação via protocolo LoRaWAN, desenvolve-se neste trabalho uma formulação contendo aspectos relacionados aos custos e qualidade de serviço, assim como restrições operacionais associadas a variações de tensão de curta duração e de distância entre religadores e *gateways*. Essa abordagem requer a elaboração de um algoritmo para a redução do esforço computacional introduzido ao considerar tais aspectos adicionais, nomeado como algoritmo de reavaliação dos estados amostrados via SMCS. A formulação alternativa para o problema, a resolução via método EC e o algoritmo de reavaliação de estados são os três elementos de contribuição que caracterizam a abordagem proposta neste trabalho, apresentada em detalhe no Capítulo 3.

3 ABORDAGEM PROPOSTA

Este capítulo apresenta a metodologia desenvolvida para a otimização da alocação de religadores inteligentes em redes primárias de distribuição. O capítulo 3 está organizado como segue. Na seção 3.1, apresenta-se a formulação do problema de alocação de religadores inteligentes. A seção 3.2 está dividida nas subseções 3.2.1 e 3.2.2, as quais apresentam, respectivamente, o processo desenvolvido para a resolução do problema de otimização através do método EC além do processo de reavaliação de estados amostrados via SMCS elaborado para a avaliação de soluções candidatas. Na seção 3.3, descreve-se discussões e considerações do capítulo.

3.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O principal objetivo de alocar religadores no sistema de distribuição consiste em melhorar a confiabilidade do sistema. Um religador possui funções de chaveamento e de proteção por meio de monitoramento de variáveis elétricas (corrente, tensão, frequência, etc), as quais são empregadas para reduzir interrupções permanentes devido a faltas temporárias e para ações de recomposição do sistema após eventos de abertura e desligamento permanente de blocos de carga. Em uma rede de distribuição radial, os religadores promovem o seccionamento do alimentador em zonas de confiabilidade de modo que, em caso de uma falta e da utilização de uma filosofia de proteção seletiva, o equipamento mais próximo deverá atuar, minimizando o número de consumidores afetados.

Concessionárias de energia geralmente são sujeitas às regras estabelecidas por agências reguladoras, que podem instituir penalidades em caso da violação de determinados limites de indicadores de qualidade de serviço. De forma geral, as decisões para melhorar a confiabilidade do fornecimento de energia envolvem análises de custo-benefício. Em especial para as decisões de alocação de religadores, deve-se considerar a minimização de custos associados às multas em caso de violação dos indicadores de continuidade impostos pelas agências regulatórias, custos devido à energia não fornecida, além de custos associados à instalação e manutenção de equipamentos.

Na abordagem proposta de alocação ótima de religadores inteligentes, visa-se determinar o melhor compromisso entre benefícios aos consumidores, que é refletido nos limites dados pela ANEEL, custos associados à ENS, os custos relacionados à aquisição e manutenção dos religadores, além do custo incremental relativo à adequação de infraestrutura de comunicação. Para este trabalho, considera-se um religador inteligente com capacidade de comunicação a longas distâncias via protocolo LoRaWAN, onde são necessários *gateways* para viabilizar a comunicação entre religadores e servidores de integração com sistemas SCADA. Assim, esse compromisso

pode ser modelado como um problema de otimização, onde se busca uma solução $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$, tendo por fim a minimização da função objetivo apresentada na expressão

$$h_{obj}(\mathbf{x}) = \sum_{j=1}^p N^j (C_{DIC}^j + C_{FIC}^j) + \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^p N^j C_{DMIC}^{j,m} + C_{ENS} + \sum_{k=1}^e C_{rel}^k + \sum_{k=1}^g C_{gtw}^k \quad (46)$$

onde C_{DIC}^j e C_{FIC}^j são os custos anuais das compensações associadas aos indicadores DIC e FIC no ponto de carga j , respectivamente [R\$]; $C_{DMIC}^{j,m}$ é o custo mensal de compensação associado ao indicador DMIC no ponto de carga j e mês m [R\$]; N^j é o número de consumidores no ponto de carga j ; C_{ENS} é o custo anual relacionado ao indicador ENS [R\$]; C_{rel}^k é o custo relacionado ao religador k [R\$]; C_{gtw}^k é o custo relacionado ao *gateway* k [R\$]; p , e e g são o número total de pontos de carga, o número total de religadores instalados e o número total de *gateways* necessários para a comunicação, respectivamente.

O custo relacionado ao indicador ENS na Equação (46) equivale ao valor que a empresa de distribuição deixa de ganhar devido à energia não suprida durante o ano. A Equação (47) apresenta a forma de cálculo desse custo

$$C_{ENS} = V_{ENS} ENS \quad (47)$$

onde V_{ENS} é o valor da energia não suprida pela concessionária [R\$/kWh].

Nos custos relacionados aos religadores (C_{rel}^k) e *gateways* (C_{gtw}^k), consideram-se o investimento anualizado devido à aquisição e instalação de cada equipamento alocado, além de custos de manutenção anuais. Nas Equações (48) e (49), expressa-se o cálculo dos custos dos equipamentos e *gateways* alocados.

$$C_{rel}^k = e(C_{inv_rel}^k + C_{man_rel}^k) \quad (48)$$

$$C_{gtw}^k = g(C_{inv_gtw}^k + C_{man_gtw}^k) \quad (49)$$

onde $C_{inv_rel}^k$ e $C_{inv_gtw}^k$ são os custos de investimento anualizado dos religadores e *gateways* alocados, respectivamente, e $C_{man_rel}^k$ e $C_{man_gtw}^k$ denotam os custos anuais de manutenção dos religadores e *gateways* alocados, respectivamente.

O custo de investimento de cada equipamento é considerado um valor fixo despendido quando da sua aquisição e instalação. Portanto, esse custo deve ter seu valor anualizado de acordo com as Equações (50) e (51), de forma a possibilitar que sejam utilizados na função objetivo, pois o custo total obtido na função objetivo deve ser um valor anual. As Equações (50) e (51) de valor presente líquido anualizado (VPLa)

baseiam-se em tornar o valor investido inicial em um fluxo de caixa anual constante durante todo o período de vida útil do equipamento na rede de distribuição.

$$C_{inv_rel}^k = C_{inv_rel_tot}^k \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (50)$$

$$C_{inv_gtw}^k = C_{inv_gtw_tot}^k \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (51)$$

Nas expressões acima, $C_{inv_rel_tot}^k$ e $C_{inv_gtw_tot}^k$ são custos totais de investimento em cada religador e *gateway* [R\$], respectivamente, i é a taxa de juros ao ano e n é o tempo de vida útil do equipamento.

Restrições ao problema de otimização são introduzidas utilizando funções de barreira. O número de religadores é limitado para possibilitar modelar casos em que um número específico de equipamentos é disponibilizado. Desta forma, o número total de religadores deve respeitar a restrição

$$e \leq e_{\max} \quad (52)$$

onde e é o número de religadores alocados na rede e e_{\max} é o número máximo de religadores que podem ser alocados na rede.

Os religadores inteligentes devem ter uma distância máxima em relação ao *gateway* mais próximo para não ocorrerem problemas de comunicação entre esses dispositivos e servidores que possibilitem a integração com sistemas SCADA. Esta limitação está representada na restrição a seguir

$$d \leq d_{\max} \quad (53)$$

onde d é a distância entre um religador e o *gateway* mais próximo e d_{\max} é a distância máxima entre um religador e o *gateway* mais próximo.

Como as correntes de curto-circuito afetam as tensões ao longo dos alimentadores, a alocação de religadores impacta no número de consumidores afetados em cada evento de afundamento de tensão e no período em que a corrente de falta estará presente no sistema, visto que características de tempo *versus* corrente de dispositivos de proteção são também consideradas neste trabalho. Para limitar os efeitos das correntes de curto-circuito nos afundamentos de tensão em cada hipótese de alocação, modelam-se restrições para indicadores de afundamentos de tensão, conforme as expressões a seguir

$$SIARFI_{90\%} \leq f_i \quad (54)$$

$$SMARFI_{90\%} \leq f_m \quad (55)$$

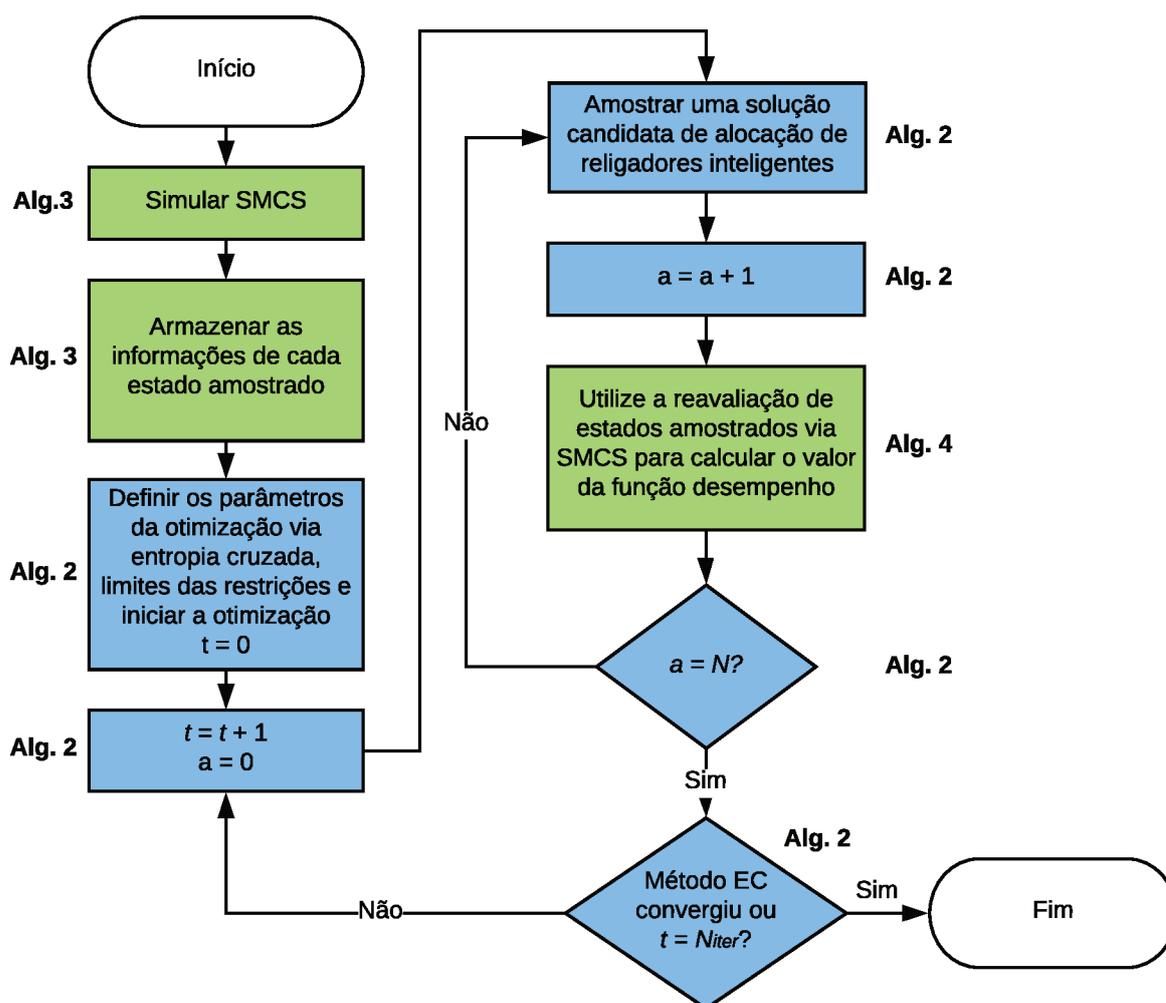
$$STARFI_{90\%} \leq f_t \tag{56}$$

onde f_i , f_m e f_t são os limites máximos dos indicadores de variação de tensão de curta duração $SIARFI_{90\%}$, $SMARFI_{90\%}$ e $STARFI_{90\%}$ estabelecidos, respectivamente.

3.2 METODOLOGIA DE SOLUÇÃO

A partir da definição da função objetivo e restrições do problema, a metodologia proposta para a solução iterativa do problema é caracterizada em duas vertentes de trabalho, cujos principais processos são ilustrados na Figura 4. Uma das vertentes está relacionada à otimização propriamente dita, que indica a alocação dos dispositivos, e a outra relacionada ao cálculo dos indicadores de continuidade e de variação de

Figura 4 – Fluxograma resumido da abordagem proposta



Fonte: do autor.

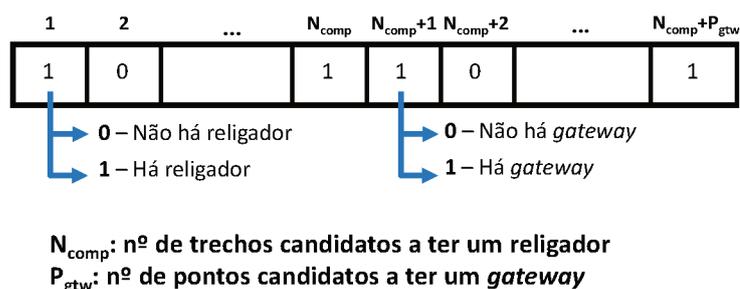
tensão de curta duração, necessários para a composição do custo total e atendimento às restrições. Essas duas vertentes de trabalho são detalhadas nas próximas seções.

Os blocos nas cores verde e azul na Figura 4 referem-se ao processo de otimização via método EC e os passos para o cálculo dos indicadores presentes na função desempenho, respectivamente. As indicações ao lado de cada bloco correspondem aos algoritmos associados ao mesmo; t é o contador do número de iterações do método EC; a é o contador do número de soluções candidatas; N é o número de soluções candidatas; e N_{iter} é o número máximo de iterações. Primeiramente, uma SMCS é executada e os estados amostrados são armazenados juntamente com resultados de análise. Depois, as amostras das alocações de religadores (soluções candidatas) são geradas pelo método EC e os índices para cada uma das amostras são calculados através do algoritmo de reavaliação de estados via SMCS. O procedimento é repetido até a convergência do método EC ou quando um número máximo de iterações estabelecido for atingido.

3.2.1 Otimização baseada no Método de Entropia Cruzada

Considere uma função de desempenho $S(\mathbf{x})$ dada pelo negativo da função objetivo expressa na Equação (46). O problema de maximização $\gamma^* = \max_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} S(\mathbf{x})$, pelo método EC, está relacionado à busca por uma distribuição ótima baseada em amostragem por importância que concentra as suas observações em torno de um ponto ótimo \mathbf{x}^* , onde \mathbf{x} tem função de densidade de probabilidade $f(\mathbf{x}; \mathbf{u})$ em \mathcal{X} . Uma vez que as possíveis posições de religadores e *gateways* compõem um espaço amostral discreto, tem-se que $\gamma^* = \max_{\mathbf{x} \in \mathcal{X}} S(\mathbf{x})$ corresponde a um problema de otimização discreta ou combinatória. Neste caso, os trechos do sistema em que é possível a instalação de um religador inteligente e os pontos candidatos a receber um *gateway* podem ser modelados como posições do vetor \mathbf{x} , as quais podem assumir valores binários dependendo da alocação de um religador inteligente em um trecho do sistema ou um *gateway* em um ponto localizado na rede ou próximo a ela, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 – Esquema de alocação utilizado na otimização



Fonte: do autor.

Conforme exposto na seção 2.6, a aplicação do método EC envolve a criação de sequências $\{\hat{\mathbf{v}}_t\}$ e $\{\hat{\gamma}_t\}$ convergentes para o parâmetro de referência \mathbf{v}^* e para o nível ótimo γ^* , respectivamente. O parâmetro de referência \mathbf{v}^* pode ser estimado com o uso da Equação (57), repetida abaixo por conveniência.

$$\hat{\mathbf{v}} = \operatorname{argmax}_{\mathbf{v} \in V} \hat{D}(\mathbf{v}) = \operatorname{argmax}_{\mathbf{v} \in V} \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \mathbf{1}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \frac{f(\mathbf{x}_k; \mathbf{u})}{f(\mathbf{x}_k; \mathbf{w})} \ln f(\mathbf{x}_k; \mathbf{v}) \quad (57)$$

Considerando que em aplicações típicas a função $\hat{D}(\mathbf{v})$ é convexa e diferenciável em relação a \mathbf{v} , a solução da Equação (57) pode ser dada pela expressão a seguir, onde o gradiente está relacionado ao parâmetro \mathbf{v} .

$$\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \mathbf{1}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \frac{f(\mathbf{x}_k; \mathbf{u})}{f(\mathbf{x}_k; \mathbf{w})} \nabla \ln f(\mathbf{x}_k; \mathbf{v}) = \mathbf{0} \quad (58)$$

A distribuição de Bernoulli, expressa na Equação (59), pode ser utilizada nas funções densidade de probabilidade presentes na Equação (57).

$$f(\mathbf{x}_k; \mathbf{v}) = \mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k} \quad (59)$$

Aplicando-se a função logaritmo natural na Equação (59), tem-se que

$$\ln f(\mathbf{x}_k; \mathbf{v}) = \ln (\mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k}) \quad (60)$$

e, utilizando-se do operador gradiente em relação a \mathbf{v} juntamente com manipulações algébricas, obtém-se que

$$\begin{aligned} \nabla \ln f(\mathbf{x}_k; \mathbf{v}) &= \frac{1}{\mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k}} (\mathbf{x}_k \mathbf{v}^{\mathbf{x}_k - 1} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k} - \mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{x}_k) (1 - \mathbf{v})^{-\mathbf{x}_k}) \\ &= \frac{\mathbf{x}_k \mathbf{v}^{\mathbf{x}_k - 1} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k} - \mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{x}_k) (1 - \mathbf{v})^{-\mathbf{x}_k}}{\mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k}} \\ &= \frac{\mathbf{x}_k \mathbf{v}^{\mathbf{x}_k - 1} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k} - \mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{x}_k) (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{v})^{-1}}{\mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k}} \\ &= \frac{\mathbf{x}_k \mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} \mathbf{v}^{-1} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k} - \mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{x}_k) (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{v})^{-1}}{\mathbf{v}^{\mathbf{x}_k} (1 - \mathbf{v})^{1 - \mathbf{x}_k}} \\ &= \mathbf{x}_k \mathbf{v}^{-1} - (1 - \mathbf{x}_k) (1 - \mathbf{v})^{-1} \\ &= \frac{1}{1 - \mathbf{v}} (\mathbf{x}_k \mathbf{v}^{-1} (1 - \mathbf{v}) - (1 - \mathbf{x}_k) (1 - \mathbf{v})^{-1} (1 - \mathbf{v})) \\ &= \frac{1}{1 - \mathbf{v}} (\mathbf{x}_k \mathbf{v}^{-1} (1 - \mathbf{v}) - (1 - \mathbf{x}_k)) \\ &= \frac{1}{1 - \mathbf{v}} (\mathbf{x}_k \mathbf{v}^{-1} - 1) \end{aligned} \quad (61)$$

A razão de verossimilhança que é utilizada na estimação do parâmetro de referência ótimo é dada pela expressão

$$\mathbf{W}(\mathbf{x}_k; \mathbf{u}, \mathbf{w}) = \frac{f(\mathbf{x}_k; \mathbf{u})}{f(\mathbf{x}_k; \mathbf{w})} \quad (62)$$

Substituindo-se a Equação (62) na expressão do gradiente da Equação (58), obtém-se que

$$\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \mathbf{W}(\mathbf{x}_k; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \nabla \ln f(\mathbf{x}_k; \mathbf{v}) = \mathbf{0} \quad (63)$$

A partir das simplificações matemáticas realizadas para obter o gradiente do logaritmo na Equação (61), tem-se que

$$\sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \mathbf{W}(\mathbf{x}_k; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \frac{1}{1 - \mathbf{v}} (\mathbf{x}_k \mathbf{v}^{-1} - 1) = \mathbf{0} \quad (64)$$

e, após as manipulações algébricas apresentadas a seguir,

$$\frac{1}{\mathbf{v}(1 - \mathbf{v})} \sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \mathbf{W}(\mathbf{x}_k; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \mathbf{x}_k - \frac{1}{1 - \mathbf{v}} \sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \mathbf{W}(\mathbf{x}_k; \mathbf{u}, \mathbf{w}) = \mathbf{0} \quad (65)$$

$$\frac{1}{\mathbf{v}} \sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \mathbf{W}(\mathbf{x}_k; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \mathbf{x}_k = \sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \mathbf{W}(\mathbf{x}_k; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \quad (66)$$

tem-se que

$$\mathbf{v}^* = \frac{\sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \mathbf{W}(\mathbf{x}_k; \mathbf{u}, \mathbf{w}) \mathbf{x}_k}{\sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \mathbf{W}(\mathbf{x}_k; \mathbf{u}, \mathbf{w})} \quad (67)$$

Como na otimização combinatória não é de interesse estimar o valor de ℓ diretamente e não se assume que amostras no conjunto de elite tenham pesos diferentes entre si na determinação do parâmetro de referência ótimo \mathbf{v}^* , tem-se que a razão de verossimilhança é unitária. Deste modo, a estimação do parâmetro de referência ótimo empregado iterativamente na otimização de religadores inteligentes é dada pela Equação (68).

$$\mathbf{v}^* = \frac{\sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma} \mathbf{x}_k}{\sum_{k=1}^N \mathbf{I}_{S(\mathbf{x}_k) \geq \gamma}} \quad (68)$$

Baseado nesses conceitos, os passos utilizados para otimizar a alocação de religadores inteligentes são apresentados no Algoritmo 2, usando como base os trabalhos em (ERNST *et al.*, 2007) e (RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D P., 2004). O algoritmo é inspirado no fato de que o evento $S(\mathbf{x}) \geq \gamma$ tende a ser raro se γ aproxima-se de seu valor ótimo, onde \mathbf{x} é uma variável aleatória que tem seu valor em \mathcal{X} com uma densidade de probabilidade $f(\mathbf{x}; \cdot)$. Se essa densidade de probabilidade está próxima

de uma densidade ótima, é provável que gere amostras de \mathbf{x} para que $S(\mathbf{x})$ esteja também próximo ao seu valor ótimo.

Algoritmo 2 Algoritmo baseado no método EC

- 1: Defina $t = 1$, $\mathbf{p}_t[i]$ o i -ésimo elemento de um vetor $(N_{comp} + P_{gtw})$ -dimensional, \mathbf{p}_1 um vetor com as probabilidades iniciais de alocar religadores e *gateways* como ilustrado na Figura 5;
- 2: Considere N^e igual a parte inteira de ϱN ;
- 3: Considere U_t um conjunto vazio e r_t um vetor vazio;
- 4: Gerar $(N_{comp} + P_{gtw})N$ soluções candidatas usando a distribuição de probabilidade de Bernoulli e coloque as soluções geradas em U_t ;
- 5: Calcule $S(\mathbf{x}) = -h_{obj}(\mathbf{x})$ para cada solução candidata de $\mathbf{x} \in \mathcal{X}$ e adicione este valor a r_t ;
- 6: Ordene r_t em ordem crescente;
- 7: Defina $\gamma_t = r_t[(N_{comp} + P_{gtw}) - N^e + 1]$;
- 8: Se o critério de parada for atendido pela função performance, retorne

$$\mathbf{x}_{output} = \underset{\mathbf{x} \in U_1 \cup U_2 \cup \dots \cup U_t}{arg \max} S(\mathbf{x})$$

e pare o algoritmo. Do contrário vá para o próximo passo;

- 9: Defina

$$\mathbf{p}_{t+1}[i] = \frac{\sum_{\mathbf{x} \in U_t} I_{\{S(\mathbf{x}) \geq \gamma_t\}} \mathbf{x}[i]}{N^e}$$

para $\forall i = 1, \dots, n$ e $t \leftarrow t + 1$;

- 10: Realize o procedimento de atualização suavizada de probabilidades a seguir e retorne para o passo 2:

$$\mathbf{p}_{t+1}[i] = \alpha \mathbf{p}_{t+1}[i] + (1 - \alpha) \mathbf{p}_t[i]$$

No Algoritmo 2, amostras são geradas utilizando a distribuição de Bernoulli $f(\mathbf{x}_k; \mathbf{p})$ descrita na Equação (59) considerando as probabilidades \mathbf{p} . O parâmetro N determina o número de amostras e o parâmetro ϱ determina uma porcentagem aproximada de amostras do total que formarão o conjunto com as amostras de elite. Dessa forma, dado o espaço de busca $\mathcal{X} = [0, 1]^n$, um esquema iterativo é utilizado, onde em cada iteração t , o valor de γ_t é definido contendo apenas uma fração das soluções candidatas que resultam em um valor de $S(\mathbf{x}) \geq \gamma_t$. O procedimento de otimização é considerado terminado se γ_t , que é o mínimo custo encontrado, não sofre alterações para três iterações subsequentes.

3.2.2 Reavaliação de estados amostrados via SMCS

Na avaliação das possíveis soluções do problema de otimização, foi desenvolvida uma metodologia para reavaliação de estados de uma SMCS. A reavaliação de

estados permite aumentar a eficiência computacional e diminuir o tempo necessário para calcular o custo das possíveis soluções de alocação ótima dos religadores inteligentes.

Os algoritmos de SMCS são compostos de três estágios principais: amostragem da duração em um estado do sistema, avaliação do estado e estimação dos índices. No estágio de amostragem da duração do estado do sistema, tempos de residência são amostrados para os estados de cada componente do sistema tendo em conta distribuições de probabilidade. Os estados dos componentes podem ser modelados de acordo com um processo com três estados fundamentais, em que os tempos nos estados de operação e falha permanente são amostrados baseados em uma distribuição exponencial e o tempo no estado de falha transitória é o próprio tempo de atuação somado ao tempo morto do religador inteligente. A cada transição para um estado de falha de componente, amostra-se se a mesma é caracterizada como permanente ou transitória. A sequência de estados é avaliada cronologicamente até um ano ser alcançado, momento em que os índices são estimados. O processo é finalizado quando a convergência das estimativas dos índices é assinalada.

Em nível de distribuição, curtos-circuitos são as principais consequências de falhas. Nestes casos, o religador opera isolando uma seção sob falta na rede, podendo ocasionar interrupções consumidoras. Ainda, correntes de falta podem causar *sags* e *swells* ao longo dos alimentadores de distribuição. Com o aumento de cargas sensíveis, cada vez mais se faz importante observar a ocorrência de *sags* e *swells* no setor elétrico brasileiro e internacional. A fim de avaliar indicadores relacionados então a qualidade de energia/produto, a abordagem proposta emprega uma análise de curto-circuito em qualquer transição de componente para o estado de falha, como em (BOLACELL, 2016; VENTURINI, 2018). Dessa forma, em cada transição para um estado de falha de componente, são amostradas a localização da falta, o tipo de curto-circuito associado e a resistência de falta, onde esta resistência de falta é obtida estocasticamente através de uma distribuição de Weibull com parâmetros característicos (DE BARROS; DOS SANTOS, 2016).

As transições a partir de um estado em funcionamento podem ser caracterizadas pela ocorrência de um estado de uma falha transitória ou permanente. As expressões de proporção entre falhas transitórias e permanentes, tendo em conta o número de atuações de equipamentos religadores, foi generalizada a partir do exposto em (VENTURINI, 2018) como segue.

$$P_{at,1} = \frac{\lambda_T x_1}{\lambda_T + \lambda_P} \quad (69)$$

$$P_{at,r} = \frac{\lambda_T (1 - \sum_h^{r-1} x_h)}{\lambda_T (1 - \sum_h^{r-1} x_h) + \lambda_P} \quad (70)$$

onde x_h é a probabilidade da h -ésima extinção de falta do religador e $P_{at,r}$ é a probabilidade da falta ser extinta após a r -ésima atuação do religador.

Como em (DUGAN, 2003), a análise de curto-circuito é realizada levando-se em conta a matriz impedância de curto-circuito Z_{sc} , a qual é calculada a partir da aplicação do teorema de Norton no nó sob falta, em que injeta-se uma corrente de 1 A em uma fase de cada vez deste nó e resolve-se a Equação (71) expressa a seguir

$$\mathbf{V} = \mathbf{Y}_{\text{barra}}^{-1} \mathbf{I} \quad (71)$$

onde \mathbf{I} é o vetor de corrente injetada, $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$ é a matriz admitância nodal trifásica do sistema e \mathbf{V} é o vetor de tensões.

As tensões obtidas através da Equação (71) para o nó em curto-circuito correspondem às impedâncias das colunas de Z_{sc} , sendo as tensões para as correntes injetadas nas fases a, b e c correspondentes às impedâncias presentes na primeira, segunda e terceira coluna respectivamente. Após inverter Z_{sc} para obter a matriz admitância de curto-circuito \mathbf{Y}_{sc} , adiciona-se à \mathbf{Y}_{sc} os valores da admitância de falta nas posições da matriz referentes às fases afetadas como expresso na Equação (72).

$$\mathbf{Y}_{\text{eq}} = \mathbf{Y}_{sc} + \mathbf{Y}_{\text{falta}} \quad (72)$$

onde \mathbf{Y}_{eq} é a matriz admitância equivalente e $\mathbf{Y}_{\text{falta}}$ é a matriz composta pelas admitâncias de falta que são nulas para curto-circuitos sólidos.

Nos diferentes tipos de curto-circuito ocorridos na rede de distribuição, as correntes de falta são determinadas utilizando-se a expressão

$$\mathbf{I}_{sc} = \mathbf{Y}_{\text{eq}} \mathbf{V}_{\text{pre-falta}} \quad (73)$$

onde \mathbf{I}_{sc} é o vetor de correntes de falta e $\mathbf{V}_{\text{pre-falta}}$ é o vetor de tensões pré-falta em regime permanente.

A tensão pós-falta em cada nó do sistema é calculada usando o princípio da superposição, somando à tensão em regime permanente os desvios $\Delta \mathbf{V}_{\text{falta}}$ causados pelas correntes de curto-circuito, que são calculados como mostra a Equação (74) (CHEN *et al.*, 1992).

$$\Delta \mathbf{V}_{\text{falta}} = \mathbf{Y}_{\text{barra}}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{I}_{sc} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (74)$$

Dessa forma, ao se executar uma SMCS considerando falhas permanentes e transitórias, faz-se possível construir uma sequência de estados amostrados sinteticamente e armazená-los juntamente com resultados de suas avaliações através de análises de fluxo de potência e curto-circuito. O esquema de armazenamento utilizado é apresentado na Figura 6, onde são armazenadas informações sobre o elemento em transição de estado, o ano da SMCS, o estado atual antes da transição (em operação,

Figura 6 – Esquema de armazenamento de informações de um estado amostrado

#1	#2	#3	#4	#5	#6
3	1	0	3,2	2,5	{0,12; 0,96; 1,14; ...}

- #1 – Elemento
 #2 – Ano
 #3 – Estado
 #4 – Tempo de duração no estado [h]
 #5 – Corrente máxima de curto-circuito [pu]
 #6 – Tensões pós-falta [pu]

Fonte: do autor.

falha permanente, falha transitória), a duração no estado, a corrente máxima de falta e o conjunto de tensões pós-falta nos nós. A corrente máxima de falta é calculada tendo em conta as diferentes tipologias de curto-circuito e assumindo que abertura de contatos nos religadores é realizada de forma tripolar. Caso outras hipóteses sejam assumidas, como por exemplo a abertura monopolar, basta incluir-se no esquema de armazenamento as correntes de curto máximas circulantes em cada fase. Os passos para a execução do processo de amostragem de estados e armazenamento de resultados de análise são detalhados no Algoritmo 3.

Algoritmo 3 SMCS para armazenar as informações de cada estado amostrado

- 1: Considere λ_i^P e λ_i^T as taxas de falha permanente e transitória para cada componente; N_{max}^{MC} como o número de anos máximo da simulação; \mathcal{C} é o conjunto de vetores C_p , cada um com informações de mudança de estado conforme esquema da Figura 6, e ordenados no tempo; e defina $Ano = 1$;
- 2: Realize uma análise de fluxo de potência para obter as tensões pré-falta de cada nó do sistema e armazene os valores em um vetor V_{FP} ;
- 3: Inicie a SMCS considerando um religador no nó de saída da subestação e todos os componentes do sistema no estado de sucesso;
- 4: $T_i^{up} = -\frac{1}{\lambda_i^P + \lambda_i^T} \ln U_i, \forall i = 1, \dots, N_{comp}$;
- 5: $t_i = T_i^{up}, \forall i = 1, \dots, N_{comp}$;
- 6: Armazene os tempos iniciais t_i no vetor $T_{inicial}$;
- 7: $C_0(2) = Ano$;
- 8: **enquanto** $Ano < N_{max}^{MC}$ **faça**
- 9: **se** $t_i \geq 8760$ h **então**
- 10: $Ano = Ano + 1$;
- 11: $C_p(2) = Ano$;
- 12: $t_k = t_k - 8760, \forall k = 1, \dots, N_{comp}$;
- 13: **fim se**
- 14: Identifique o componente i com o menor tempo t_i e faça: $C_p(1) = i$;
- 15: **se** i transita para uma falha **então**
- 16: Amostrar o tipo de falta, fases afetadas e a resistência de falta;

```

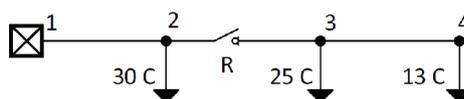
17: Realizar análise de curto-circuito;
18: Armazenar a máxima corrente de falta em  $C_p(5)$ ;
19: Armazenar as tensões pós-falta em  $C_p(6)$ ;
20: Amostrar se a falha é transitória ou permanente via Equações (69) e (70);
21: se a falha é transitória então
22:     Calcule  $T_i^{down}$  usando a corrente de falta e a Equação (34);
23: senão
24:     Amostre  $T_i^{down}$  usando a Equação (25);
25: fim se
26:      $C_p(3) = Estado$ ;
27:      $C_p(4) = T_i^{down}$ ;
28:      $t_i = t_i + T_i^{down}$ ;
29: senão
30:     Amostrar o tempo em operação  $T_i^{up}$  usando a expressão do passo 4;
31:      $C_p(3) = Estado$ ;
32:      $C_p(4) = T_i^{up}$ ;
33:      $t_i = t_i + T_i^{up}$ ;
34: fim se
35:      $p = p + 1$ ;  $Ano = Ano + 1$ ;
36: fim enquanto

```

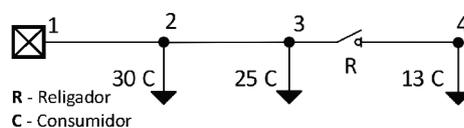
Assumindo o caso em que um religador está alocado no nó de saída da subestação, observa-se que a mesma sequência de informações armazenadas em cada transição de estado sistêmico pode ser utilizada para outros casos de alocação. Essa reutilização das informações evita um maior consumo de tempo na estimação dos indicadores de desempenho por evitar a realização de análises de fluxo de potência e curto-circuito em transições de falha de componente. Assim, para cada solução candidata, somente o conjunto de nós afetados com seus respectivos números de consumidores se modifica em cada falha como ilustrado na Figura 7, exceto quando uma falha ocorre no momento em que outra já havia iniciado e ainda persiste no sistema.

Figura 7 – Impacto de diferentes alocações de religadores

(a) Religador no ramo entre os nós 2 e 3



(b) Religador no ramo entre os nós 3 e 4



No caso da Figura 7a, quando há uma falta no ramo entre os nós 3 e 4, ocorrências de *sags* de tensão podem afetar 68 consumidores e caso esta falta persista após a sequência de batidas do religador, 38 consumidores permanecem desconectados até o reparo da falha impactando diretamente nos indicadores de continuidade de serviço. Considerando o religador alocado como indicado na Figura 7b, somente 13 consumidores são desligados em caso de falha permanente. Além disso, o tempo em que os 68 consumidores experimentam ocorrências de *sags* de tensão, dado pelo tempo de atuação do religador, é modificado uma vez que a corrente de *pick up* escolhida varia de acordo com a corrente nominal de cada trecho.

Os passos realizados para executar a reavaliação de estados durante o processo de cálculo do desempenho de cada solução candidata x , levando em conta a utilização dos dados armazenados via Algoritmo 3, são detalhados no Algoritmo 4.

Algoritmo 4 Reavaliação dos estados amostrados via SMCS

```

1:  $t_i = \mathbf{T}_{\text{inicial}}(i), \forall i = 1, \dots, N_{\text{comp}}; \text{ano}_{\text{temp}} = \mathbf{C}_0(2);$ 
2: para todo vetor  $\mathbf{C}_j$  de  $\mathcal{C}$  faça
3:   se  $\text{ano}_{\text{temp}} \neq \mathbf{C}_j(2)$  então
4:     Estimar índices usando a Equação (26);
5:     Zerar o valor de todas funções teste;
6:      $t_k = t_k - 8760, \forall k = 1, \dots, N_{\text{comp}};$ 
7:      $\text{ano}_{\text{temp}} = \mathbf{C}_j(2);$ 
8:   fim se
9:    $t_i = t_i + \mathbf{C}_j(4);$ 
10:  se  $\mathbf{C}_j(3)$  indica estado de falha então
11:     $i = \mathbf{C}_j(1);$ 
12:    Verificar o religador inteligente mais próximo e à montante da falha;
13:    Identificar os nós desconectados pela ação do religador;
14:    se outro componente já estiver em falha então
15:      Realizar análise de fluxo de potência;
16:      Realizar análise de curto-circuito e obter  $I_{\text{falta}};$ 
17:    senão
18:       $I_{\text{falta}} = \mathbf{C}_j(5);$ 
19:    fim se
20:    Calcular o tempo de atuação do religador via Equação (33);
21:    Determinar variáveis de interesse para as funções teste;
22:    se  $\mathbf{C}_j(3)$  corresponde ao estado de falha transitória então
23:      Atualizar funções teste descritas nas Equações (79) a (81);
24:    fim se
25:    se  $\mathbf{C}_j(3)$  corresponde ao estado de falha permanente então
26:      Atualizar as funções teste descritas nas Equações (75) a (81);
27:    fim se
28:  fim se
29: fim para
30: Calcular  $S(x);$ 

```

Os índices de continuidade utilizados na abordagem são estimados para cada solução candidata de alocação no processo de reavaliação a partir das funções teste expressas nas Equações (75) a (78), as quais consideram a frequência e duração de eventos ocorridos.

$$G_{DIC_i}(y_u) = \text{duração das interrupções em } y_u \text{ no consumidor } i \quad (75)$$

$$G_{FIC_i}(y_u) = \text{número de interrupções em } y_u \text{ no consumidor } i \quad (76)$$

$$G_{DMIC_{ij}}(y_u) = \text{tempo máx. de uma interrup. em } y_u \text{ no consumidor } i \text{ no mês } m \quad (77)$$

$$G_{ENS}(y_u) = \text{energia não suprida em } y_u \quad (78)$$

Já os índices relacionados as variações de tensão de curta duração podem ser estimados pelas funções teste descritas nas Equações (79) a (81).

$$G_{SIARFI_{90\%}}(y_u) = \frac{\text{n}^\circ \text{ cons. com desvio de tensão menor que 90\% em } t_I \text{ e } y_u}{\text{número de consumidores atendidos}} \quad (79)$$

$$G_{SMARFI_{90\%}}(y_u) = \frac{\text{n}^\circ \text{ cons. com desvio de tensão menor que 90\% em } t_M \text{ e } y_u}{\text{número de consumidores atendidos}} \quad (80)$$

$$G_{STARFI_{90\%}}(y_u) = \frac{\text{n}^\circ \text{ cons. com desvio de tensão menor que 90\% em } t_T \text{ e } y_u}{\text{número de consumidores atendidos}} \quad (81)$$

onde t_I é o intervalo de tempo entre 0,5 ciclo e 30 ciclos; t_M é o intervalo de tempo entre 30 ciclos e 3 segundos; e t_T é o intervalo de tempo entre 3 segundos e 1 minuto.

As Equações (75) a (81) compõem a função objetivo e suas respectivas restrições, auxiliando na determinação da alocação ótima dos religadores inteligentes e na melhoria de desempenho do sistema de distribuição.

3.3 CONSIDERAÇÕES E DISCUSSÕES

Neste capítulo foi apresentada a modelagem matemática do problema de otimização combinatório projetado para a alocação de religadores inteligentes em redes primárias de distribuição, além das técnicas utilizadas para resolver o problema de otimização, resultando em diminuição de custos e melhoria de serviço para a empresa de distribuição de energia elétrica. Essas diferentes técnicas, quando executadas em

conjunto, além de visar resolver o problema de alocação, também têm o objetivo de tornar a execução mais eficiente.

A implementação do método EC para a resolução de um problema de otimização em redes de distribuição considerando critérios de confiabilidade, qualidade de energia e custos relacionados aos equipamentos de proteção e comunicação é uma das inovações deste trabalho. Além disso, é demonstrada uma nova abordagem para acelerar a estimação da função desempenho – a reavaliação de estados amostrados via SMCS – durante a execução do algoritmo de otimização. Observa-se que essa abordagem também pode ser utilizada em outros problemas correlatos, como na otimização de reconfiguração de redes elétricas. Os resultados obtidos a partir da abordagem apresentada neste capítulo para verificar como se comporta o processo de otimização variando parâmetros e restrições da função objetivo são apresentados no capítulo 4.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

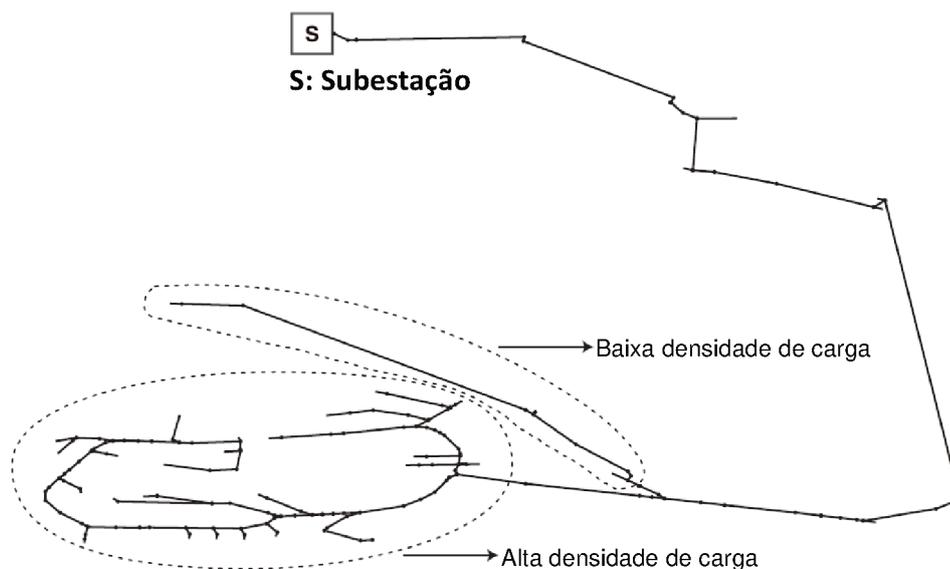
A metodologia abordada neste trabalho foi testada para uma rede de distribuição real visando minimizar custos e atender a restrições impostas, de forma a verificar o comportamento e resultados da otimização combinatória via método EC em conjunto com a reavaliação de estados via SMCS na alocação dos religadores inteligentes.

Este capítulo está organizado como segue. Na seção 4.1 estão descritas as características da rede teste utilizada como a carga total do sistema, número de consumidores, valores das variáveis de simulação, assim como os estudos de caso que foram realizados. Já na seção 4.2 são apresentados os resultados numéricos das simulações executadas.

4.1 DESCRIÇÃO DA REDE TESTE E ESTUDOS DE CASO

O alimentador de distribuição real utilizado, o qual possui 181 nós e aproximadamente 18 km de linha aérea, está ilustrado na Figura 8. Este alimentador está situado na região sudeste do Brasil e tem linhas monofásicas e trifásicas, cobrindo áreas urbanas e rurais. A subestação é abastecida por um transformador de subestação 69–13,8 kV ($\Delta-Y_{at}$). Um total de 783 consumidores estão conectados a esta rede, sendo 4 conectados em MT e 779 em BT. A carga total do sistema é de 2,43 MVA, onde a carga e a densidade de consumidores mais elevada está localizada no fim do alimentador.

Figura 8 – Alimentador real sob análise



Fonte: do autor.

Os ramos localizados em áreas com maior densidade de consumidores,

do trecho 33 em diante, têm taxas de falha permanente e transitória de 0,932 falhas/(km·ano) e 3,728 falhas/(km·ano), respectivamente. Todos os outros trechos, que são mais próximos da subestação, têm taxas de falha permanente e transitória de 0,497 falhas/(km·ano) e 1,988 falhas/(km·ano), respectivamente. A diferença da taxa de falha entre as seções é devido às características da região, tal como diferentes materiais dos postes, geometrias diferentes (normal e compacta), entre outros. Os valores dos parâmetros de escala e de forma da distribuição de Weibull para amostrar as resistências de falta, como em (CALADO, 2015), são 21 e 1,2 respectivamente. Além disso, a taxa de reparo é de 4 horas/falha para todos trechos.

Os valores dos limites utilizados para os índices de confiabilidade do alimentador, de acordo com a ANEEL, e dos custos constantes da função objetivo do problema, encontram-se na Tabela 4, em que os custos de manutenção anuais dos equipamentos equivalem a 3% dos custos de investimento dos mesmos.

Tabela 4 – Valores de parâmetros utilizados na função objetivo

Parâmetro	Valor
DIC_p [h/ano]	21,25
FIC_p [oc./ano]	12,7
$DMIC_p$ [h/mês]	3,03
V_{ENS} [R\$/(kWh.ano)]	0,50
$C_{inv_rel_tot}^k$ [R\$]	12.419,04
$C_{inv_gtw_tot}^k$ [R\$]	9.476,48
$C_{man_rel}^k$ [R\$/ano]	372,57
$C_{man_gtw}^k$ [R\$/ano]	284,29

Fonte: do autor

Anualizando-se os custos de investimento tanto dos religadores quanto dos *gateways*, presentes na Tabela 4, a partir das Equações (50) e (51), respectivamente, chegam-se nos custos mostrados a seguir considerando uma taxa de juros de 12% ao ano e um tempo de vida útil de vinte anos desses equipamentos.

$$C_{inv_rel}^k = 1.662,65 \text{ [R$/ano]}$$

$$C_{inv_gtw}^k = 1.268,70 \text{ [R$/ano]}$$

A curva de religamento utilizada para determinar os tempos de atuação, conforme Equação (33), de todos os religadores inteligentes alocados foi a curva muito inversa com um multiplicador de tempo igual a 0,1 e um tempo morto equivalente a 20 ciclos da frequência de 60 Hz do sistema. Além disso, foram estabelecidos 179 trechos candidatos para a alocação dos religadores inteligentes e 10 pontos com viabilidade de instalação de *gateways*, tendo em conta que pelo menos um *gateway* deve se

comunicar com o religador instalado junto ao nó de saída da subestação. Os demais dados da rede de distribuição sob análise encontram-se no Apêndice A.

Os estudos de alocação no alimentador de distribuição real da Figura 8 sob análise foram divididos em diferentes casos, os quais podem diferir tanto nos valores dos parâmetros de otimização quanto nos valores limite das restrições, em que os dois primeiros casos são utilizados para analisar a sensibilidade no custo otimizado ao variar o número de amostras por iteração no método EC para um determinado coeficiente de suavização. Primeiramente, uma SMCS via Algoritmo 3 foi realizada utilizando cem anos amostrados, onde este valor foi estabelecido após a verificação que os índices de continuidade e variação de tensão de curta duração obtidos via simulação alcançaram a convergência, com coeficientes de variação inferiores a 5%. Na otimização da alocação dos religadores inteligentes, levou-se em conta os diferentes casos descritos a seguir:

- **Caso 1:** considerou-se um limite para a distância máxima entre um religador e o *gateway* mais próximo (d_{\max}) de 2 km; N entre 20 e 300 amostras; coeficientes de suavização (α) iguais a 1, ou seja, a suavização do vetor de parâmetros não é realizada a cada iteração do método EC; e as probabilidades iniciais de cada ramo ter um religador e um ponto ter um *gateway* alocados iguais a 0,5;
- **Caso 2:** considerou-se um limite para a distância máxima entre um religador e o *gateway* mais próximo (d_{\max}) de 2 km; N entre 20 e 300 amostras; coeficientes de suavização (α) iguais a 0,9; e as probabilidades iniciais de cada ramo ter um religador e um ponto ter um *gateway* alocados iguais a 0,5;
- **Caso 3:** um limite de 2 religadores (e_{\max}) e d_{\max} igual a 2 km foram considerados; N com um valor de 200 amostras; α no valor de 0,9; e as probabilidades iniciais de cada ramo ter um religador e um ponto ter um *gateway* alocados iguais a 0,5;
- **Caso 4:** um valor limite de $STARFI_{90\%}$ e d_{\max} igual a 2 km foram considerados; N com valor de 200 amostras; α igual a 0,9; e as probabilidades iniciais de cada ramo ter um religador e um ponto ter um *gateway* alocados iguais a 0,5;
- **Caso 5:** um valor limite de $SMARFI_{90\%}$ e d_{\max} igual a 2 km foram considerados; N com valor de 200 amostras; α igual a 0,9; e as probabilidades iniciais de cada ramo ter um religador e um ponto ter um *gateway* alocados iguais a 0,5;
- **Caso 6:** um valor limite de $SIARFI_{90\%}$ e d_{\max} igual a 2 km foram considerados; N igual a 200 amostras; α no valor de 0,9; e as probabilidades iniciais de cada ramo ter um religador e um ponto ter um *gateway* alocados iguais a 0,5;
- **Caso 7:** valores limites de $STARFI_{90\%}$, $SMARFI_{90\%}$, $SIARFI_{90\%}$ e d_{\max} igual a 2 km foram considerados; N igual a 200 amostras; α no valor de 0,9; e as

probabilidades iniciais de cada ramo ter um religador e um ponto ter um *gateway* alocados iguais a 0,5;

As hipóteses para os sete casos estão resumidas na Tabela 5, onde os valores do parâmetro de raridade (ρ), tamanho das amostras (N), coeficiente de suavização (α) e probabilidades iniciais ($p_1[i]$), assim como os valores limites para o número máximo de religadores (e_{max}), distância máxima entre um religador inteligente e o *gateway* mais próximo (d_{max}) e indicadores de variação de tensão de curta duração (f_i , f_m e f_t) são apresentados para cada caso.

Tabela 5 – Casos de otimização

Parâmetros	Casos						
	1	2	3	4	5	6	7
ρ	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N	20 - 300	20 - 300	200	200	200	200	200
α	1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
$p_1[i]$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
e_{max}	∞	∞	2	∞	∞	∞	∞
d_{max} [km]	2	2	2	2	2	2	2
f_i [oc./ano]	∞	∞	∞	∞	∞	18,05	21
f_m [oc./ano]	∞	∞	∞	∞	2,75	∞	3,5
f_t [oc./ano]	∞	∞	∞	0,09	∞	∞	0,1

Fonte: do autor

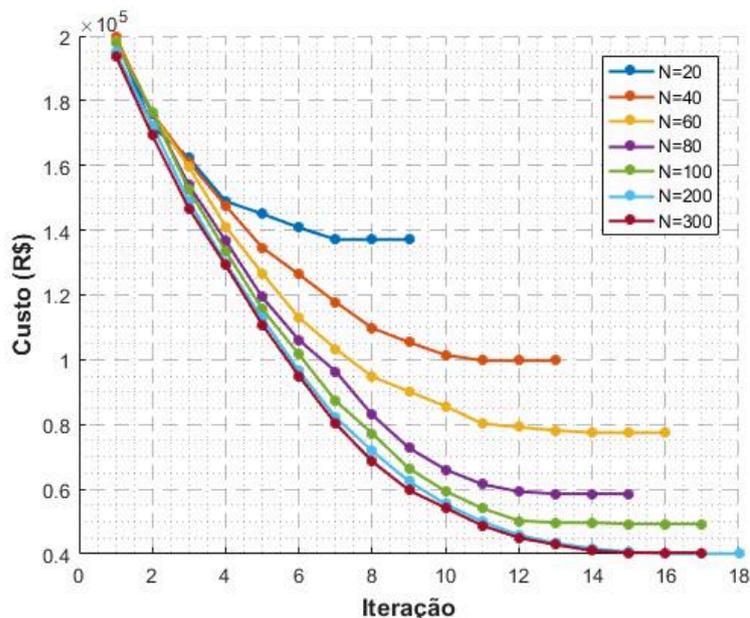
4.2 SIMULAÇÕES E RESULTADOS NUMÉRICOS

O algoritmo foi codificado em JAVA e as simulações foram executadas em um computador INTEL® CORE™ i7 CPU 3,60 GHz, onde o critério de parada da otimização via método EC ocorre quando o valor mínimo de $S(\mathbf{x})$ para três iterações subsequentes são iguais. As evoluções dos custos mínimos para a concessionária de energia a cada iteração do Algoritmo 2, para os casos listados anteriormente, são demonstradas a seguir.

No caso 1, em que houve a variação do tamanho da amostra N para um valor fixo de α igual a 1, obteve-se as evoluções de custos presentes na Figura 9. Ao aumentar o número de amostras de soluções candidatas por iteração foi possível obter um custo otimizado para o valor de N igual a 200 amostras, pois para um maior número de amostras, como no valor de 300 amostras, o custo otimizado obtido é maior e próximo ao custo final em relação ao de 200 amostras. A mudança do valor do custo na iteração final para a simulação com 100 amostras em relação a com 20 amostras é significativa, sendo que para a convergência do método EC necessitou-se de oito iterações a mais e, por conseguinte, foi requerido um tempo maior de simulação.

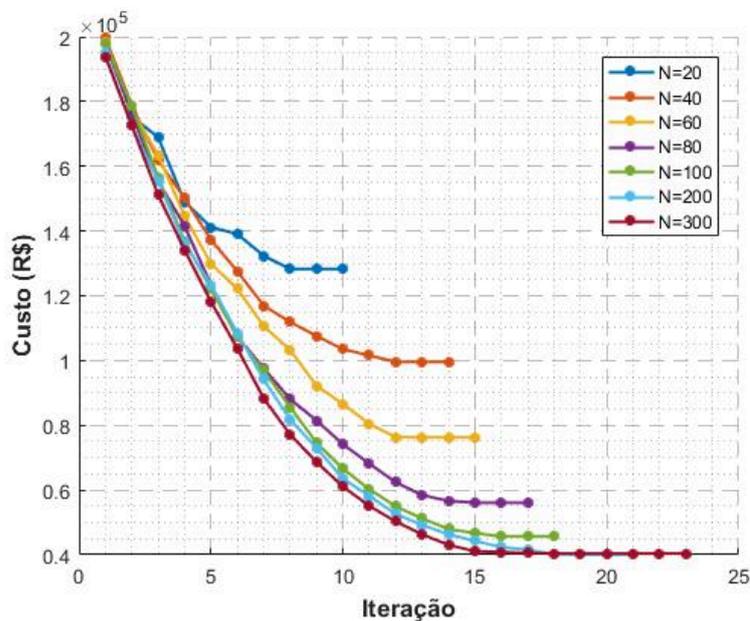
Quando diminui-se o coeficiente de suavização, como no caso 2 que está ilustrado na Figura 10, ocorrem modificações nas evoluções dos custos durante o processo

Figura 9 – Evolução dos custos para o caso 1



Fonte: do autor.

Figura 10 – Evolução dos custos para o caso 2



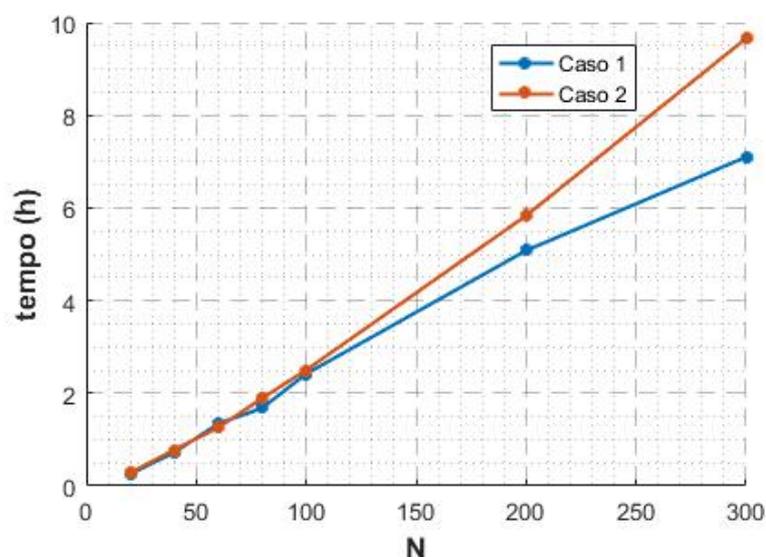
Fonte: do autor.

de alocação dos religadores inteligentes em relação ao caso 1, seja no número de iterações ou no valor do custo otimizado em cada iteração. Assim como no caso 1, o menor valor de custo foi alcançado ao utilizar 200 amostras por iteração no caso 2, porém no caso 1 a melhor solução de alocação otimizada forneceu um valor de R\$ 40.133,74

enquanto que no caso 2 esse valor foi levemente reduzido para R\$ 40.010,91. Esta diferença de valores se deve ao fato que a diminuição do valor do coeficiente de suavização evita a convergência rápida para probabilidades iguais a 1 ou nulas durante as iterações, o que aprimora a solução para a alocação dos religadores inteligentes na rede de distribuição apesar de poder haver a necessidade de um número maior de iterações do método EC.

Os tempos das simulações para os casos 1 e 2 com diferentes valores de número de amostras por iteração são resumidos no gráfico da Figura 11.

Figura 11 – Tempos de simulação para os casos 1 e 2



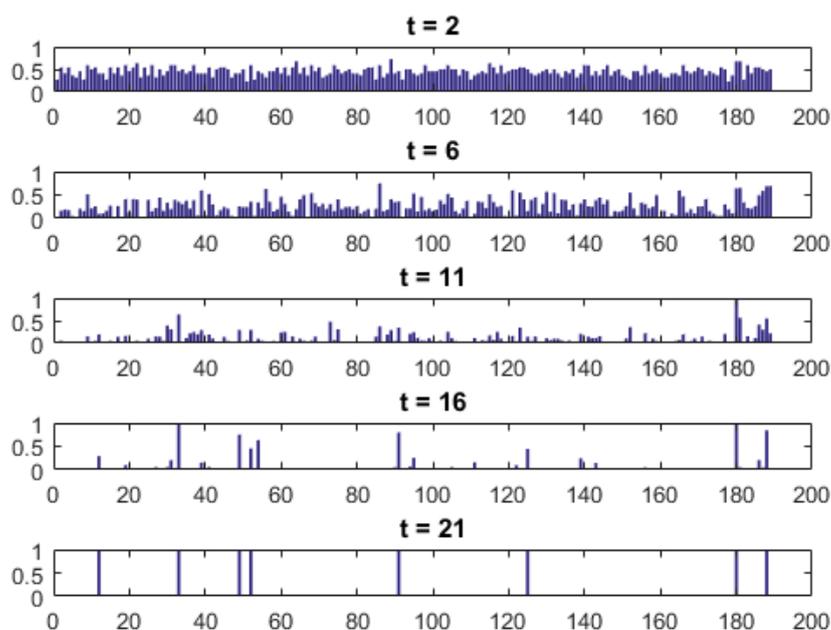
Fonte: do autor.

A análise dos tempos de simulação com os custos mínimos obtidos nos casos 1 e 2 permite avaliar os parâmetros que melhor se encaixam dependendo da prioridade do usuário. Até o número de amostras igual a 100 os tempos de simulação são próximos, o que torna preferível utilizar um coeficiente de suavização menor como no caso 2, pois resultará em um custo de alocação menor. Entretanto, para valores de amostras maiores que 100, a diferença entre os tempos tem um aumento maior como, por exemplo, quando N é igual a 200 e 300 amostras, em que os tempos de simulações no caso 2 são 14,8% e 36%, respectivamente, maiores em relação ao caso 1. Cabe salientar que o tempo de simulação para a avaliação de uma solução candidata pela reavaliação de estados amostrados via SMCS levou aproximadamente 5 segundos, enquanto que a SMCS convencional consome 8800 segundos de simulação, comprovando que a reavaliação de estados amostrado via SMCS reduz o esforço computacional ao reduzir em 1760 vezes o tempo de simulação.

Após as simulações realizadas nos casos 1 e 2, definiu-se para os outros casos, onde se impõem outras restrições, o valor de N e α iguais a 200 e 0,9, respectivamente,

pois foram os parâmetros que ocasionaram a melhor solução de alocação dos religadores inteligentes e *gateways*. Na Figura 12, é apresentado o comportamento do vetor de parâmetros de probabilidade em cinco iterações distintas do algoritmo para o caso 2 em que N tem o valor de 200 amostras. Verifica-se na Figura 12 que, na segunda itera-

Figura 12 – Vetor parâmetro de probabilidades a cada iteração do método EC para o caso 2 e N igual a 200 amostras



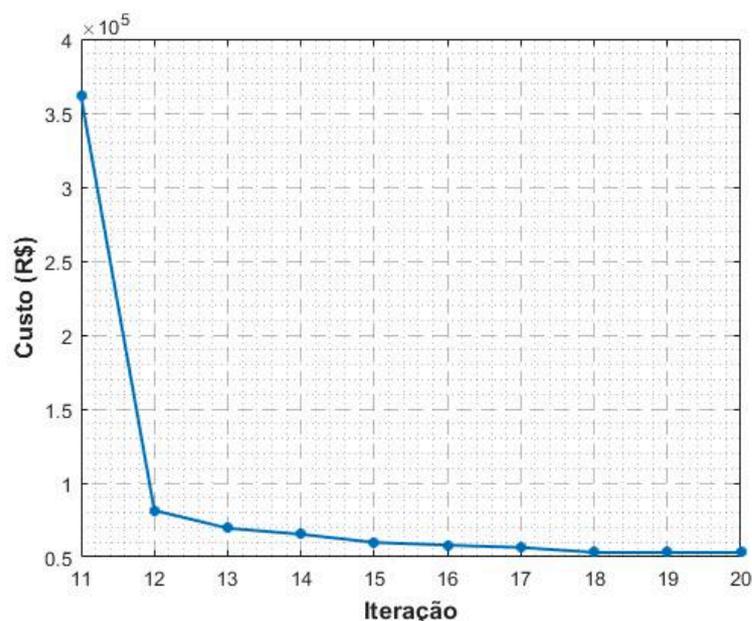
Fonte: do autor.

ção, as probabilidades de alocar religadores inteligentes nas 179 primeiras posições e 10 *gateways* nas posições subsequentes são próximas da probabilidade inicial de 0,5. Porém, na décima sexta iteração nota-se que a maior parte dos trechos possíveis para a alocação dos religadores e dos pontos com *gateways* foram descartados ao terem probabilidades nulas ou praticamente nulas. Por fim, na última iteração são obtidas as alocações definitivas dos religadores inteligentes e *gateways* com probabilidades iguais a 1.

Limitando-se o número máximo de religadores inteligentes que podem ser alocados na rede de distribuição, obteve-se a evolução dos custos presente na Figura 13. Foram ocultadas as dez primeiras iterações que apresentam valores altos de custo devido às penalidades para soluções com número de religadores maior que a restrição imposta. O custo final obtido é de R\$ 53.101,56, valor superior ao obtido no caso 2.

Para os casos 4 a 7, adicionando limitações nos índices de variação de tensão de curta duração $STARFI_{90\%}$, $SMARFI_{90\%}$ e $SIARFI_{90\%}$, ocorreram aumentos no custo final obtido no processo de otimização em relação ao caso 2 com N igual a 200, pois houve modificação na alocação dos religadores para mitigar possíveis afun-

Figura 13 – Evolução dos custos para o caso 3



Fonte: do autor.

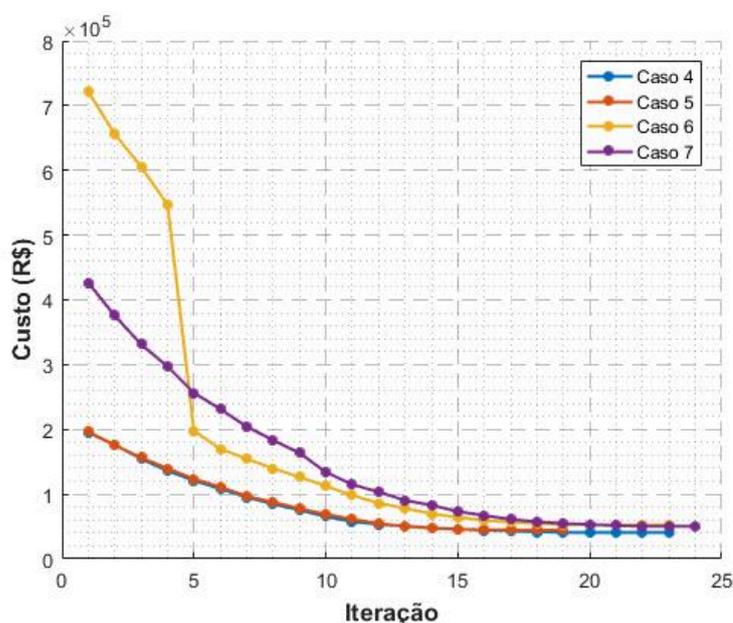
damentos de tensão relacionados às falhas ocorridas no sistema de distribuição. Nas evoluções dos custos para esses casos apresentadas na Figura 14, os valores de custo elevados nas primeiras iterações devem-se ao fato de haver penalidades impostas para soluções candidatas com $STARFI_{90\%}$, $SMARFI_{90\%}$ ou $SIARFI_{90\%}$ acima dos limites estabelecidos. O caso 7 contém mais restrições em relação aos demais casos, assim como exigiu um maior número de iterações, no valor de 24, para atender ao critério de parada e convergir ao custo otimizado.

Os resultados referentes aos indicadores de continuidade coletivos, ENS do sistema, indicadores de variação de tensão de curta duração e quantidade de equipamentos alocados encontram-se na Tabela 6. Os resultados do caso 2 na Tabela 6 foram obtidos para N igual a 200, que foi o valor de amostras utilizado nos outros casos que envolvem diferentes tipos de restrições. Omitiu-se o caso 1 da Tabela 6 pelo mesmo ter apresentado um valor maior do custo total para N igual a 200 e no caso base considera-se apenas o próprio religador já situado no nó de saída da subestação. Ainda, por questão de conveniência, a função objetivo do problema é repetida na expressão da Equação (82), onde definem-se os termos do conjunto $\{C_1, C_2, \dots, C_5\}$ como componentes fundamentais da função.

$$h_{obj}(\mathbf{x}) = \underbrace{\sum_{j=1}^p N^j C_{DIC}^j}_{C_1} + \underbrace{\sum_{j=1}^p N^j C_{FIC}^j}_{C_2} + \underbrace{\sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^p N^j C_{DMIC}^{j,m}}_{C_3} + C_{ENS} + \underbrace{\sum_{k=1}^e C_{rel}^k}_{C_4} + \underbrace{\sum_{k=1}^g C_{gtw}^k}_{C_5} \quad (82)$$

Sendo assim, a partir das nomenclaturas criadas é possível verificar na Tabela 7 uma

Figura 14 – Evolução dos custos para os casos envolvendo restrições dos índices de variação de tensão de curta duração



Fonte: do autor.

Tabela 6 – Resultados dos índices e quantidade de equipamentos em cada caso

Resultados	Casos						
	Base	2	3	4	5	6	7
FEC [oc./ano]	13,06	6,98	11,15	6,88	7,30	9,01	8,56
DEC [h/ano]	52,29	28,17	44,49	27,55	29,18	36,12	33,91
ENS [MWh/ano]	117,14	37,31	50,49	35,64	37,34	44,11	40,35
$SIARFI_{90\%}$ [occ/ano]	2,32	21,09	17,89	21,89	21,96	16,68	20,26
$SMARFI_{90\%}$ [oc./ano]	15,89	3,66	3,77	2,97	2,73	5,20	3,43
$STARFI_{90\%}$ [oc./ano]	0,71	0,11	0,21	0,06	0,06	0,0095	0,069
Qtd. religadores	0	6	2	7	8	7	8
Qtd. gateways	0	2	2	2	2	2	2

Fonte: do autor

síntese dos custos resultantes das alocações ótimas obtidas em cada caso simulado com valores dados em reais.

Os valores dos índices coletivos de continuidade DEC e FEC do sistema são um reflexo dos indicadores DIC e FIC de cada consumidor. Isto é possível de se verificar nos valores de custo C_1 e C_2 , respectivamente, onde C_1 tem elevações com o aumento do DEC e C_2 é nulo em todos os casos, com exceção do caso base, uma vez que o FIC de cada consumidor da rede não ultrapassa o valor limite estabelecido pela ANEEL, em nenhuma das alocações finais obtidas em cada caso. O maior valor de custo em todos os casos é em relação à ENS, o que aumentou o foco da alocação em diminuir a carga do sistema desligada durante os eventos de falha e o tempo de desligamento

Tabela 7 – Resultados dos custos em reais para cada caso

Custo	Casos						
	Base	2	3	4	5	6	7
C_1	25.516,58	5.902,18	19.141,58	5.449,33	6.605,75	12.250,95	10.473,09
C_2	295,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
C_3	4.525,93	133,50	1.538,75	65,14	0,00	673,53	451,15
C_{ENS}	58.571,29	18.657,94	25.244,81	17.823,31	18.671,54	22.056,33	20.174,13
C_4	0,00	12.211,30	4.070,43	14.246,51	16.281,73	14.246,51	16.281,73
C_5	0,00	3.105,99	3.105,99	3.105,99	3.105,99	3.105,99	3.105,99
Total	88.909,69	40.010,91	53.101,56	40.690,28	44.665,01	52.333,31	50.486,09

Fonte: do autor

desta carga, que também afeta diretamente o DIC de cada consumidor.

Ao comparar o número de religadores inteligentes da solução otimizada em cada caso com suas respectivas posições descritas na Tabela 8 e ilustradas na Figura 15, verifica-se a necessidade da utilização de mais religadores quando limita-se os valores do índices de variação de tensão de curta duração, devido à necessidade de limitar o tempo do curto-circuito na rede ao reduzir o tempo para a atuação do religador mais à montante do trecho sob falha. Essa redução do tempo de atuação se dá pela alocação de mais religadores para aproximar estes dos locais onde há ocorrência de faltas.

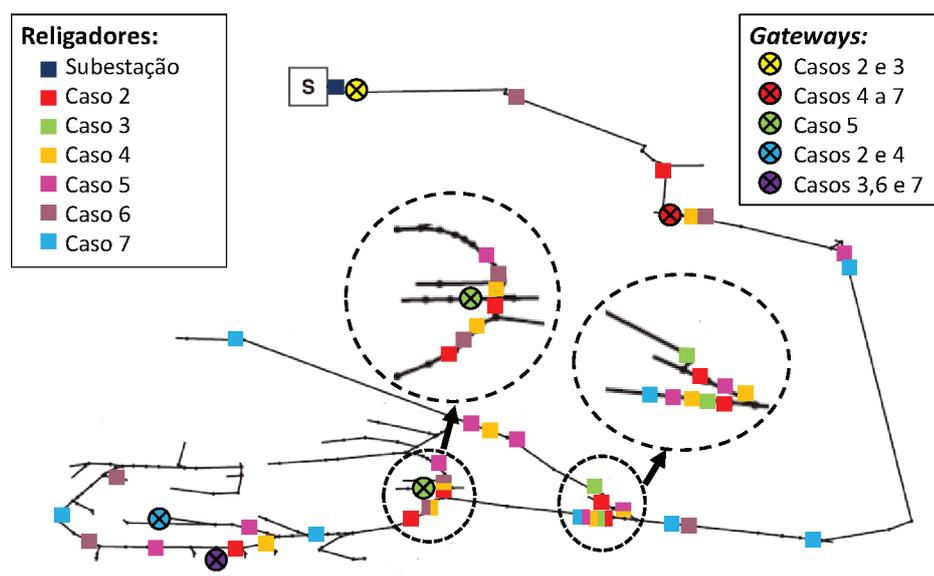
Tabela 8 – Alocações de religadores inteligentes e *gateways* para cada caso

Caso	Trechos com religador	Pontos com <i>gateway</i>
2	13, 34, 50, 53, 92, 126	1, 9
3	36, 50	1, 10
4	16, 32, 42, 50, 53, 91, 111	2, 9
5	20, 32, 40, 42, 50, 61, 116, 133	2, 6
6	7, 16, 30, 54, 91, 137, 153	2, 10
7	20, 23, 30, 37, 43, 50, 105, 140	2, 10

Fonte: do autor

O número de religadores alocados é elevado devido ao baixo custo dos equipamentos e aos benefícios encontrados na redução do valor da função objetivo, o que conduz à necessidade de uma avaliação de coordenação entre esses dispositivos quando em funcionamento na rede de distribuição. A maioria dos casos, com exceção do caso 6, resultou em um religador alocado no ramo caracterizado com baixa densidade carga e de consumidores. Um religador colocado neste ramo lateral pode desligar poucos consumidores quando uma falha ocorre, mas permitindo que um grande número de consumidores continuem sendo alimentados pela rede. O menor valor da restrição relacionada ao $SIARFI_{90\%}$ no caso 6 em comparação ao caso 7 pode explicar a não existência de um religador inteligente em algum trecho no local com baixa densidade de carga, conforme ilustrado na Figura 8, visto que para a limitação desse índice demandou-se operações atrasadas dos religadores durante as faltas,

Figura 15 – Alocações dos religadores inteligentes e gateways em cada caso



Fonte: do autor.

o que acabou afetando em maior proporção o $SMARFI_{90\%}$ que só foi mais baixo em relação ao caso base.

Quando há uma limitação do índice $SMARFI_{90\%}$ como nos casos 5 e 7 há a necessidade de um religador a mais em relação aos casos que restringem outros índices de variação de tensão de curta duração, pois os afundamentos de tensão devem ser eliminados quase instantaneamente para ocorrer a redução do $SMARFI_{90\%}$, o que acaba aumentando o valor do índice $SIARFI_{90\%}$ do sistema. Na análise da Figura 15 para o caso 5, pode-se notar a existência de dois religadores em trechos na região de baixa densidade de carga. Esse fato deve-se à necessidade da atuação desses religadores na eliminação de faltas nos trechos monofásicos, onde apenas com a atuação rápida para faltas nesses locais pode-se reduzir o $SMARFI_{90\%}$ para valores desejados.

Todos os casos resultaram no gateway alocado em um ponto mais próximo à central da distribuidora na subestação e outro mais afastado para o envio de dados referentes aos eventos ocorridos no sistema. Essa alocação influenciou na solução candidata selecionada para obter o custo otimizado em cada caso, onde a restrição de distância imposta dos religadores inteligentes à esses equipamentos descartou soluções que poderiam diminuir os índices de confiabilidade por incorrer em problemas de comunicação. Comprovou-se que a utilização de uma alocação eficiente de equipamentos de proteção e comunicação na rede de distribuição pode levar a uma redução considerável dos custos presentes na função objetivo do problema, quando

compara-se os valores resultantes do caso base com os demais casos, em que as reduções mínima e máxima foram de 44,27% e 55%, respectivamente.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

5.1 CONCLUSÕES

Os resultados numéricos para uma rede de distribuição real indicaram a eficiência em combinar o algoritmo do método EC para a otimização combinatorial em conjunto com a reavaliação de estados amostrados via SMCS, onde introduziu-se um reduzido esforço computacional, permitindo a análise de aspectos envolvendo confiabilidade e qualidade de energia, os quais têm impactos diretos nas cargas do sistema e, conseqüentemente, nos consumidores que são atendidos pela concessionária de energia.

As simulações realizadas com a modificação dos parâmetros de otimização foram fundamentais para avaliar o desempenho do método EC para uma rede de distribuição de grande porte, a qual possui um número muito elevado de possibilidades de soluções candidatas de alocação dos equipamentos, a saber 2^{189} , onde constatou-se a complexidade do ajuste dos parâmetros devido à sensibilidade dos custos otimizados em relação aos valores dos parâmetros. Com o aumento do número de soluções candidatas amostradas por iteração, nos diferentes valores de coeficientes de suavização, foi possível diminuir o valor do custo otimizado alcançado e determinar quando um aumento no número de amostras não incorre em melhorias significativas neste custo.

Verificou-se a importância de integrar os indicadores de continuidade individuais e de variação de tensão de curta duração na função objetivo do problema e nas suas restrições, visto que além de permitir a redução dos custos relacionados às compensações aos consumidores realizados pela distribuidora, tal integração viabiliza a determinação de locais em que a alocação de um religador inteligente diminui o impacto dos curto-circuitos nas quedas de tensões ocasionadas ao longo de um alimentador. Particularmente, a limitação dos tempos dos afundamentos de tensão momentâneos nas cargas do sistema teve influência significativa nessa otimização da alocação, onde notou-se que os trechos monofásicos, os quais estavam à montante de nós com baixa densidade de carga e de consumidores na rede analisada, tiveram a inclusão de religadores inteligentes para a atuação quase instantânea do religador perante às faltas ocorridas à jusante desses locais.

Apesar da necessidade de instalação de *gateways* à uma distância máxima dos religadores inteligentes – para permitir que o operador na central da concessionária tenha informações sobre as atuações destes equipamentos via comunicação LoRaWAN – impactar diretamente no aumento do custo total devido ao custo de investimento e manutenção, este aumento não evitou que os custos otimizados decorrentes da execução do processo de otimização fossem inferiores àqueles encontrados no caso base, onde apenas um religador na saída da subestação foi considerado. Esse fato abre margem para o aumento do número de *gateways* no sistema, caso a distância tenha que ser

mais restrita em função de obstáculos no ambiente para o tráfego de dados. Ademais, mesmo podendo realizar um investimento reduzido de dois religadores para utilização na proteção do sistema, atingiu-se uma redução de 48,34% de compensações aos consumidores e perdas devido à ENS.

Conclui-se, por fim, que a alocação otimizada de religadores inteligentes em redes primárias de distribuição é viável, mesmo tendo em conta a modelagem de aspectos dos custos associados à continuidade e restrições de variação de tensão de curta duração. Tal viabilidade foi verificada no contexto de utilização de uma formulação alternativa para o problema, da otimização via método EC e da aplicação de um algoritmo de reavaliação de estados proposto, os quais compõem os três elementos de contribuição que caracterizam este trabalho.

5.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

As propostas de trabalhos futuros relativas à alocação de equipamentos de proteção em sistemas de distribuição, a partir das contribuições desta dissertação, são listadas a seguir:

1. Levar em consideração que a abertura de contatos dos religadores possa ser realizada de forma monopolar nas soluções candidatas, de forma a influenciar os valores das componentes fundamentais da função objetivo;
2. Incluir na função objetivo a compensação do índice DICRI estabelecida pela ANEEL, procurando utilizar um método que acelere a ocorrência de dias críticos durante o período de tempo analisado para evitar um demasiado esforço computacional;
3. Verificar a possibilidade de estender a aplicação para uma versão multi-objetivo, onde ponderariam-se critérios relacionados a custos, indicadores de continuidade e qualidade de energia.
4. Considerar a GD no sistema de distribuição e analisar os seus possíveis impactos na alocação dos religadores inteligentes e também na reconfiguração de redes.

REFERÊNCIAS

- ABDI, Sh. *et al.* Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using IPSO–Monte Carlo approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 55, p. 602–611, 2014. ISSN 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.10.012>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513004298>.
- ALMEIDA, C. F. M. *et al.* Methodology to allocate automatic reclosers in large power distribution networks. **CIREN - Open Access Proceedings Journal**, v. 2017, n. 1, p. 2419–2423, 2017. ISSN 2515-0855. DOI: 10.1049/oap-cired.2017.1242.
- ANEEL. **Abertura de Consulta Pública – Análise da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, com enfoque sobre a avaliação dos custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição.** [S.l.: s.n.], dez. 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=34871&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%5C%2Fhtml%5C%2Ffp%5C%2Fvisualizar.jsp.
- ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8 - Qualidade de energia elétrica, p. 88, 2018.
- ANEEL. **Qualidade do Produto.** [S.l.: s.n.], mar. 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/qualidade-do-produto>.
- ANEEL. **Qualidade do Serviço.** [S.l.: s.n.], mar. 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/qualidade-do-servico2>.
- BERNARDON, D.P. *et al.* Methodology for allocation of remotely controlled switches in distribution networks based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 2, p. 414–420, 2011. ISSN 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.10.010>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610002439>.
- BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal switching device placement in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 3, p. 1646–1651, jul. 1996. ISSN 1937-4208. DOI: 10.1109/61.517529.
- BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques.** 2nd. New York: Plenum Press, 1992.

BILLINTON, Roy; LI, Wenyuan. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. New York: Plenum Press, nov. 1994.

BOLACELL, Gabriel Santos. **Avaliação do impacto de modelos eletrogeométricos de redes aéreas na qualidade de energia de sistemas de distribuição usando técnicas probabilísticas**. 2016. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

BOLLEN, M.H.J.; GU, I.Y.H. **Signal Processing of Power Quality Disturbances**. [S.l.]: Wiley, 2006. (IEEE Press Series on Power Engineering). ISBN 9780471931300. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=cUCDS1DgEgAC>.

BOTEV, Zdravko I. *et al.* Chapter 3 - The Cross-Entropy Method for Optimization. *In*: RAO, C.R.; GOVINDARAJU, Venu (Ed.). **Handbook of Statistics**. [S.l.]: Elsevier, dez. 2013. v. 31. (Handbook of Statistics). P. 35–59. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53859-8.00003-5>.

BROOKS, D. L. *et al.* Indices for assessing utility distribution system RMS variation performance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, n. 1, p. 254–259, jan. 1998. ISSN 1937-4208. DOI: 10.1109/61.660886.

BROWN, R.E. **Electric Power Distribution Reliability, Second Edition**. [S.l.]: Taylor & Francis, 2008. (Power Engineering (Willis)). ISBN 9780849375675. Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=%5C_zPirQEACAAJ.

BURIAN, Reinaldo. **Algoritmos Genéticos na Alocação de Dispositivos de Proteção de Distribuição de Energia Elétrica**. Out. 2009. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.

CALADO, Diane Elissa Desan. **Representação de curto-circuito probabilístico na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição**. 2015. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

CHEN, T. -. *et al.* Distribution system short circuit analysis-A rigid approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 444–450, 1992. DOI: 10.1109/59.141741.

DA SILVA, A. M. L. *et al.* Analytical and Monte Carlo approaches to evaluate probability distributions of interruption duration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1341–1348, ago. 2005. ISSN 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.851944.

DE BARROS, M. T. C.; DOS SANTOS, A. Probabilistic approach to voltage sag indices. *In*: 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). [S.l.: s.n.], 2016. P. 466–472. DOI: 10.1109/ICHQP.2016.7783381.

DE MAGALHÃES CARVALHO, L.; LEITE DA SILVA, A. M.; MIRANDA, V. Security-Constrained Optimal Power Flow via Cross-Entropy Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 6, p. 6621–6629, nov. 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2847766.

DUGAN, R. C. **DSS Fault Current Calculation Procedures**. [S.l.]: Electrotek Concepts, 2003.

ERNST, D. *et al.* The cross-entropy method for power system combinatorial optimization problems. *In: 2007 IEEE Lausanne Power Tech.* [S.l.: s.n.], jul. 2007. P. 1290–1295. DOI: 10.1109/PCT.2007.4538502.

GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, Reinaldo Andrés. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada na confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**. Out. 2012. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá.

IEC. **Measuring relays and protection equipment - Part 151: Functional requirements for over/under current protection**. IEC60255-151, 2014.

IEEE. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. **IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)**, p. 1–94, jun. 2009. ISSN null. DOI: 10.1109/IEEESTD.2009.5154067.

ISSICABA, D.; PECAS LOPES, J. A.; DA ROSA, M. A. Adequacy and Security Evaluation of Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, p. 1681–1689, ago. 2012. ISSN 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2184563.

LAVRIC, A.; PETRARIU, A. I. LoRaWAN communication protocol: The new era of IoT. *In: 2018 International Conference on Development and Application Systems (DAS)*. [S.l.: s.n.], 2018. P. 74–77.

LEITE DA SILVA, A. M. *et al.* Distributed Energy Resources Impact on Distribution System Reliability Under Load Transfer Restrictions. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 2048–2055, dez. 2012. ISSN 1949-3061. DOI: 10.1109/TSG.2012.2190997.

M. CARVALHO, L. d. *et al.* Simplified Cross-Entropy Based Approach for Generating Capacity Reliability Assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1609–1616, mai. 2013. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2213618.

M. CARVALHO, L. d. *et al.* Simplified Cross-Entropy Based Approach for Generating Capacity Reliability Assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1609–1616, mai. 2013. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2213618.

MAIA, Marcelo. **Alocação de dispositivos de proteção em redes de distribuição primária de energia**. 2014. Diss. (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.

PETRARIU, A. I.; LAVRIC, A.; COCA, E. LoRaWAN Gateway: Design, Implementation and Testing in Real Environment. *In*: 2019 IEEE 25th International Symposium for Design and Technology in Electronic Packaging (SIITME). [S.l.: s.n.], 2019. P. 49–53.

PREGELJ, A.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A. Recloser allocation for improved reliability of DG-enhanced distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 3, p. 1442–1449, ago. 2006. ISSN 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.876649.

QIN, Q.; WU, N. E. Recloser allocation and placement for rural distribution systems. *In*: 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting. [S.l.: s.n.], jul. 2015. P. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286412.

RUBINSTEIN, R. Y. Optimization of computer simulation models with rare events. **European Journal of Operational Research**, v. 99, n. 1, p. 89–112, 1997. ISSN 0377-2217. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(96\)00385-2](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(96)00385-2). Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221796003852>.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D P. **The Cross-Entropy Method: A Unified Approach to Combinatorial Optimization, Monte-Carlo Simulation and Machine Learning (Information Science and Statistics)**. [S.l.]: Springer, 2004. ISBN 038721240X.

RUBINSTEIN, Reuven Y. Optimization of computer simulation models with rare events. **European Journal of Operational Research**, v. 99, n. 1, p. 89–112, mai. 1997. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0377-2217\(96\)00385-2](https://doi.org/10.1016/S0377-2217(96)00385-2).

RUBINSTEIN, Reuven Y.; KROESE, Dirk P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2nd. [S.l.]: JOHN WILEY & SONS, INC., 2007. (Wiley Series in Probability and Statistics).

SANTOS, Erika Pequeno dos. **Estratégias de Análise em Regime Permanente para Avaliação de Confiabilidade Composta de Sistemas de Energia Elétrica**. Set. 2019. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

SEMTECH. **Why LoRa?** [S.l.: s.n.], out. 2020. Disponível em: <https://www.semtech.com/lora/why-lora>.

SHORT, T.A. **Electric Power Distribution Handbook**. [S.l.]: Taylor & Francis, 2003. (Electric power engineering series Electric power distribution handbook). ISBN 9780849317910. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=6uNEbeNoiJUC>.

SILVA, Luis G.W. da; PEREIRA, Rodrigo A.F.; MANTOVANI, José R.S. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. **Electric Power Systems Research**, v. 69, n. 1, p. 77–84, 2004. ISSN 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2003.08.010>.

Disponível em:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779603002001>.

TIPPACHON, Wiwat; RERKPREEDAPONG, Dulpichet. Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 7, p. 1171–1178, 2009. ISSN 0378-7796. DOI:

<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2009.02.006>. Disponível em:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779609000613>.

USIDA, Wesley F. *et al.* Alocação eficiente de indicadores de faltas em um sistema de distribuição real usando computação evolutiva. pt. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, scielo, v. 23, p. 306–320, jun. 2012. ISSN 0103-1759. Disponível em:

http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592012000300005&nrm=iso.

VENTURINI, Lucas Fritzen. **Análise probabilística de sistemas de distribuição a partir da resposta de sistemas de proteção a curtos-circuitos**. 2018. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

ZHAO, Y. *et al.* Composite Power System Reliability Evaluation Based on Enhanced Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 1–1, abr. 2019. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2909769.

APÊNDICE A – DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO REAL

Tabela 9 – Dados das configurações das linhas aéreas da rede de distribuição real

Config.	Faseamento	Condutor	Estrutura
		ACSR	
1	A B C	3/0	Normal
2	A B C	1/0	Normal
3	A B C	1/0	Compacta
32	A B C	70	Compacta
93	A B C	3/0	Compacta
611	A	4	Compacta
613	A B C	185	Compacta

Fonte: do autor

Tabela 10 – Dados dos segmentos de linha da rede de distribuição real e das coordenadas UTM para cada nó

Trecho	De	Para	Comp. (pés)	Config.	X De (m)	Y De (m)	X Para (m)	Y Para (m)
1	1	2	212,12	1	370831,7	7407950	370869,9	7407898
2	2	3	76,26	1	370869,9	7407898	370892,9	7407901
3	3	4	3,76	1	370892,9	7407901	370893,1	7407900
4	4	5	2,53	1	370893,1	7407900	370893,2	7407899
5	4	6	1541,63	613	370893,1	7407900	371359,3	7407924
6	6	7	108,71	93	371359,3	7407924	371356,4	7407891
7	7	8	2544,06	613	371356,4	7407891	371772,9	7407444
8	8	9	137,72	613	371772,9	7407444	371764,5	7407404
9	9	10	3,82	613	371764,5	7407404	371764,6	7407403
10	10	11	4,35	1	371764,6	7407403	371765,9	7407403
11	11	12	282,92	613	371765,9	7407403	371798,4	7407323
12	12	13	213,61	32	371798,4	7407323	371837,9	7407278
13	13	14	1481,40	32	371837,9	7407278	371826	7406866
14	14	15	98,43	32	371826	7406866	371799,6	7406882
15	14	16	206,11	32	371826	7406866	371886,2	7406852
16	16	17	650,90	32	371886,2	7406852	372059,2	7406759
17	17	18	1584,82	32	372059,2	7406759	372327,6	7406574
18	18	19	638,08	32	372327,6	7406574	372353,2	7406556
19	18	20	1901,28	32	372327,6	7406574	372358,8	7406627
20	20	21	8591,62	32	372358,8	7406627	372567,2	7404251
21	21	22	325,38	32	372567,2	7404251	372500,2	7404178
22	22	23	883,76	32	372500,2	7404178	372298,6	7404083
23	23	24	110,83	2	372298,6	7404083	372280,6	7404092
24	24	25	110,83	2	372280,6	7404092	372235,5	7404107
25	25	26	186,87	2	372235,5	7404107	372181,5	7404124
26	26	27	31,03	2	372181,5	7404124	372184,5	7404132
27	20	28	85,74	2	372358,8	7406627	372337,9	7406642

continua

Tabela 10 – Dados dos segmentos de linha da rede de distribuição real e das coordenadas UTM para cada nó

<i>continuação</i>								
Trecho	De	Para	Comp. (pés)	Config.	X De (m)	Y De (m)	X Para (m)	Y Para (m)
28	26	29	246,52	2	372181,5	7404124	372110,5	7404148
29	29	30	672,15	2	372110,5	7404148	371914,5	7404207
30	30	31	227,42	3	371914,5	7404207	371848,5	7404228
31	31	32	347,62	3	371848,5	7404228	371747,5	7404260
32	32	33	118,12	2	371747,5	7404260	371730,9	7404291
33	33	34	276,19	32	371730,9	7404291	371680,1	7404358
34	34	35	184,26	32	371680,1	7404358	371646,1	7404404
35	35	36	118,11	2	371646,1	7404404	371654,4	7404440
36	36	37	119,89	3	371654,4	7404440	371646,6	7404474
37	37	38	5,86	3	371646,6	7404474	371646,1	7404475
38	38	39	860,84	3	371646,1	7404475	371501,8	7404690
39	39	40	873,63	3	371501,8	7404690	371384,2	7404927
40	40	41	134,51	611	371384,2	7404927	371363,1	7404962
41	41	42	3,30	611	371363,1	7404962	371362,6	7404963
42	42	43	3976,41	611	371362,6	7404963	370579,3	7405792
43	43	44	631,44	611	370579,3	7405792	370409,1	7405805
44	44	45	108,26	611	370409,1	7405805	370376,3	7405809
45	35	46	232,92	32	371646,1	7404404	371602,6	7404459
46	40	47	68,98	3	371384,2	7404927	371389,3	7404946
47	47	48	42,78	2	371389,3	7404946	371390,2	7404959
48	34	49	38,94	2	371680,1	7404358	371671,5	7404351
49	32	50	120,37	3	371747,5	7404260	371712,9	7404271
50	50	51	116,27	2	371712,9	7404271	371678,5	7404281
51	51	52	1083,64	2	371678,5	7404281	371362,7	7404377
52	52	53	723,36	2	371362,7	7404377	371172,2	7404452
53	53	54	98,92	2	371172,2	7404452	371167,4	7404481
54	54	55	3,29	2	371167,4	7404481	371167,2	7404482
55	55	56	163,23	2	371167,2	7404482	371177,4	7404531
56	56	57	68,10	2	371177,4	7404531	371198,2	7404532
57	57	58	121,57	2	371198,2	7404532	371235,2	7404534
58	56	59	241,80	2	371177,4	7404531	371103,8	7404528
59	59	60	119,93	3	371103,8	7404528	371067,2	7404526
60	60	61	119,93	3	371067,2	7404526	371030,7	7404524
61	56	62	224,22	2	371177,4	7404531	371181,2	7404599
62	62	63	56,40	2	371181,2	7404599	371181,2	7404616
63	63	64	249,92	3	371181,2	7404616	371177,2	7404652
64	64	65	249,92	3	371177,2	7404652	371137,2	7404761
65	65	66	83,84	3	371137,2	7404761	371125	7404783
66	66	67	38,72	3	371125	7404783	371111	7404803
67	67	68	38,72	3	371111	7404803	371088,6	7404823
68	68	69	98,65	3	371088,6	7404823	371059,9	7404832
69	69	70	117,10	3	371059,9	7404832	371025	7404825

continua

Tabela 10 – Dados dos segmentos de linha da rede de distribuição real e das coordenadas UTM para cada nó

<i>continuação</i>								
Trecho	De	Para	Comp. (pés)	Config.	X De (m)	Y De (m)	X Para (m)	Y Para (m)
70	70	71	343,73	2	371025	7404825	370858	7404777
71	71	72	343,73	2	370858	7404777	370823	7404770
72	72	73	460,25	2	370823	7404770	370685,7	7404743
73	73	74	116,43	3	370685,7	7404743	370650,3	7404737
74	69	75	197,53	2	371059,9	7404832	371093,2	7404882
75	75	76	285,87	2	371093,2	7404882	371036,7	7404923
76	76	77	285,87	2	371036,7	7404923	370940,1	7404961
77	77	78	216,86	3	370940,1	7404961	370876,4	7404940
78	78	79	234,08	32	370876,4	7404940	370809,7	7404918
79	75	80	344,99	2	371093,2	7404882	371147,5	7404971
80	80	81	41,63	3	371147,5	7404971	371153,9	7404982
81	81	82	91,74	3	371153,9	7404982	371130,7	7404998
82	82	83	584,75	2	371130,7	7404998	370978,7	7405091
83	83	84	120,46	2	370978,7	7405091	370946,7	7405109
84	81	85	102,24	3	371153,9	7404982	371167,4	7405004
85	85	86	102,24	3	371167,4	7405004	371186,4	7405035
86	62	87	212,05	32	371181,2	7404599	371088,1	7404593
87	87	88	212,05	32	371088,1	7404593	371052,2	7404592
88	53	89	107,62	3	371172,2	7404452	371151	7404427
89	89	90	3,28	3	371151	7404427	371150,3	7404426
90	90	91	204,65	3	371150,3	7404426	371143,2	7404402
91	91	92	204,65	3	371143,2	7404402	371110,7	7404309
92	92	93	228,20	2	371110,7	7404309	371071,4	7404252
93	93	94	228,20	2	371071,4	7404252	371024,5	7404200
94	94	95	449,21	2	371024,5	7404200	370903,3	7404148
95	95	96	149,12	2	370903,3	7404148	370867,4	7404119
96	96	97	212,61	3	370867,4	7404119	370812,3	7404027
97	97	98	212,61	3	370812,3	7404027	370804,2	7404006
98	98	99	521,11	2	370804,2	7404006	370905,1	7403926
99	99	100	109,68	2	370905,1	7403926	370937,9	7403932
100	100	101	18,03	32	370937,9	7403932	370943,3	7403933
101	95	102	145,69	2	370903,3	7404148	370859,1	7404142
102	102	103	99,29	2	370859,1	7404142	370829,1	7404138
103	103	104	99,78	3	370829,1	7404138	370799,9	7404134
104	104	105	3,27	3	370799,9	7404134	370798,9	7404134
105	105	106	96,05	3	370798,9	7404134	370770,8	7404130
106	106	107	137,05	2	370770,8	7404130	370739,9	7404157
107	107	108	295,22	2	370739,9	7404157	370645	7404265
108	108	109	295,22	2	370645	7404265	370620,9	7404292
109	106	110	155,45	2	370770,8	7404130	370723	7404124
110	110	111	130,61	3	370723	7404124	370683,9	7404119
111	111	112	67,78	3	370683,9	7404119	370666,6	7404105

continua

Tabela 10 – Dados dos segmentos de linha da rede de distribuição real e das coordenadas UTM para cada nó

<i>continuação</i>								
Trecho	De	Para	Comp. (pés)	Config.	X De (m)	Y De (m)	X Para (m)	Y Para (m)
112	112	113	161,64	2	370666,6	7404105	370645,2	7404060
113	113	114	178,61	2	370645,2	7404060	370674,2	7403992
114	114	115	178,61	2	370674,2	7403992	370670,2	7403957
115	111	116	64,94	3	370683,9	7404119	370666,4	7404126
116	116	117	90,74	3	370666,4	7404126	370648	7404147
117	117	118	303,10	2	370648	7404147	370543,2	7404221
118	118	119	303,10	2	370543,2	7404221	370493,4	7404220
119	119	120	569,12	2	370493,4	7404220	370341,1	7404280
120	120	121	128,63	2	370341,1	7404280	370302,4	7404276
121	119	122	899,04	2	370493,4	7404220	370232	7404235
122	122	123	98,32	2	370232	7404235	370219,2	7404262
123	113	124	277,64	2	370645,2	7404060	370573,6	7404022
124	124	125	146,58	2	370573,6	7404022	370583,2	7403971
125	125	126	146,58	2	370583,2	7403971	370582,2	7403935
126	124	127	252,85	2	370573,6	7404022	370496,7	7404025
127	127	128	147,52	2	370496,7	7404025	370507,2	7403974
128	128	129	147,52	2	370507,2	7403974	370505,2	7403938
129	127	130	249,57	2	370496,7	7404025	370420,7	7404028
130	130	131	146,24	2	370420,7	7404028	370431,2	7403977
131	131	132	146,24	2	370431,2	7403977	370429,2	7403941
132	130	133	331,51	2	370420,7	7404028	370319,5	7404031
133	133	134	89,05	3	370319,5	7404031	370293	7404030
134	134	135	3,28	3	370293	7404030	370292	7404030
135	135	136	215,55	3	370292	7404030	370226,4	7404031
136	136	137	260,77	3	370226,4	7404031	370148,3	7404035
137	137	138	99,58	2	370148,3	7404035	370132	7404061
138	138	139	346,75	3	370132	7404061	370071,8	7404147
139	139	140	346,75	3	370071,8	7404147	370031,3	7404244
140	140	141	232,13	3	370031,3	7404244	370031,4	7404314
141	141	142	122,78	2	370031,4	7404314	370041,5	7404350
142	142	143	257,05	3	370041,5	7404350	370069,9	7404422
143	143	144	114,79	2	370069,9	7404422	370084,4	7404455
144	144	145	114,81	3	370084,4	7404455	370097,6	7404487
145	145	146	266,80	32	370097,6	7404487	370124	7404552
146	146	147	266,80	32	370124	7404552	370159	7404637
147	147	148	56,59	32	370159	7404637	370165,5	7404653
148	148	149	196,87	32	370165,5	7404653	370197	7404703
149	149	150	87,46	32	370197	7404703	370218	7404717
150	150	151	166,26	32	370218	7404717	370181,3	7404734
151	151	152	212,26	32	370181,3	7404734	370117,1	7404741
152	152	153	218,38	32	370117,1	7404741	370059,8	7404715
153	147	154	137,17	32	370159	7404637	370200,9	7404615

continua

Tabela 10 – Dados dos segmentos de linha da rede de distribuição real e das coordenadas UTM para cada nó

								<i>continuação</i>
Trecho	De	Para	Comp. (pés)	Config.	X De (m)	Y De (m)	X Para (m)	Y Para (m)
154	154	155	137,17	32	370200,9	7404615	370232,7	7404598
155	150	156	101,71	32	370218	7404717	370249,9	7404720
156	156	157	126,30	32	370249,9	7404720	370288,3	7404716
157	157	158	126,30	32	370288,3	7404716	370325,7	7404713
158	158	159	251,63	32	370325,7	7404713	370402,3	7404705
159	159	160	114,84	32	370402,3	7404705	370437,2	7404701
160	160	161	447,19	32	370437,2	7404701	370571,8	7404713
161	161	162	103,66	32	370571,8	7404713	370566,7	7404747
162	159	163	95,52	32	370402,3	7404705	370384	7404727
163	163	164	644,72	32	370384	7404727	370403,8	7404923
164	161	165	215,86	32	370571,8	7404713	370571,4	7404650
165	165	166	38,39	32	370571,4	7404650	370572,2	7404638
166	166	167	495,50	32	370572,2	7404638	370561,5	7404491
167	167	168	282,81	32	370561,5	7404491	370488,1	7404482
168	168	169	452,09	32	370488,1	7404482	370359,3	7404529
169	166	170	154,09	32	370572,2	7404638	370525,9	7404630
170	152	171	91,85	32	370117,1	7404741	370106,1	7404717
171	171	172	354,33	32	370106,1	7404717	370065,5	7404617
172	143	173	83,89	3	370069,9	7404422	370081,6	7404400
173	173	174	199,37	3	370081,6	7404400	370127,1	7404338
174	174	175	199,37	3	370127,1	7404338	370130,2	7404303
175	137	176	206,68	3	370148,3	7404035	370142	7403972
176	176	177	108,28	2	370142	7403972	370140,1	7403939
177	177	178	108,28	2	370140,1	7403939	370138,6	7403907
178	23	179	121,39	2	372298,6	7404083	372333,5	7404071
179	13	180	364,17	32	371837,9	7407278	371948,6	7407279
180	11	181	2,43	1	371765,9	7407403	371766,7	7407403

Fonte: do autor

Tabela 11 – Número de consumidores por fase

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
27	1	1	1
29	3	3	3
31	1	5	5
43	1	0	0
44	4	0	0
47	3	3	1
48	1	1	1
49	1	1	1
58	14	14	10
60	61	61	55

continua

Tabela 11 – Número de consumidores por fase

continuação

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
67	58	56	2
71	13	13	12
74	1	1	1
76	14	13	1
79	45	45	44
83	31	29	2
87	22	22	22
91	42	41	40
93	11	11	8
97	33	32	31
99	34	32	30
102	2	2	3
108	34	34	3
114	3	3	3
118	34	31	28
120	36	36	30
122	44	43	41
125	27	27	24
128	25	24	22
139	15	13	2
146	20	21	21
153	25	25	22
154	5	5	4
157	33	33	30
162	20	18	15
164	24	21	20
172	15	14	14
174	7	9	8
177	10	12	12
180	1	1	1

Fonte: do autor

Tabela 12 – Dados das cargas pontuais

Nó	Modelo de carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
27	Y-PQ	230,000	97,980	230,000	97,980	230,000	97,980
29	Y-PQ	0,876	0,373	2,057	0,876	2,007	0,855
31	Y-PQ	2,245	0,956	5,146	2,192	5,061	2,156
43	Y-PQ	0,039	0,017	0,000	0,000	0,000	0,000
44	Y-PQ	0,329	0,140	0,000	0,000	0,000	0,000
47	Y-PQ	0,193	0,082	0,403	0,172	0,378	0,161
48	Y-PQ	145,667	62,054	145,667	62,054	145,667	62,054

continua

Tabela 12 – Dados das cargas pontuais

continuação

Nó	Modelo de carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
49	Y-PQ	69,000	29,394	69,000	29,394	69,000	29,394
58	Y-PQ	3,578	1,524	3,578	1,524	2,669	1,137
60	Y-PQ	12,885	5,489	13,102	5,581	9,536	4,062
67	Y-PQ	12,629	5,380	11,826	5,038	9,943	4,236
71	Y-PQ	2,616	1,114	2,975	1,267	2,309	0,984
74	Y-PQ	4,464	1,902	4,339	1,848	4,464	1,902
76	Y-PQ	2,995	1,276	2,892	1,232	2,537	1,081
79	Y-PQ	9,940	4,234	9,667	4,118	6,950	2,960
83	Y-PQ	4,376	1,864	3,905	1,664	3,299	1,406
87	Y-PQ	3,541	1,509	3,530	1,504	3,442	1,466
91	Y-PQ	9,390	4,000	9,665	4,117	7,885	3,359
93	Y-PQ	2,432	1,036	2,922	1,245	2,594	1,105
97	Y-PQ	5,448	2,321	5,615	2,392	3,926	1,672
99	Y-PQ	6,557	2,793	7,130	3,037	6,286	2,678
102	Y-PQ	6,145	2,618	6,020	2,564	6,145	2,618
108	Y-PQ	5,264	2,243	5,214	2,221	3,887	1,656
114	Y-PQ	0,419	0,179	0,369	0,157	0,419	0,179
118	Y-PQ	4,594	1,957	4,147	1,767	3,528	1,503
120	Y-PQ	5,875	2,503	6,049	2,577	4,340	1,849
122	Y-PQ	6,569	2,799	5,903	2,515	5,169	2,202
125	Y-PQ	4,661	1,986	4,773	2,033	3,808	1,622
128	Y-PQ	5,636	2,401	5,575	2,375	4,885	2,081
139	Y-PQ	1,816	0,774	1,691	0,720	1,325	0,564
146	Y-PQ	3,642	1,552	3,592	1,530	3,642	1,552
153	Y-PQ	8,407	3,581	8,213	3,499	4,089	1,742
154	Y-PQ	0,644	0,274	0,858	0,365	0,908	0,387
157	Y-PQ	4,215	1,795	4,045	1,723	3,793	1,616
162	Y-PQ	4,389	1,870	4,189	1,784	3,538	1,507
164	Y-PQ	4,149	1,767	3,574	1,522	3,323	1,416
172	Y-PQ	1,967	0,838	1,753	0,747	1,967	0,838
174	Y-PQ	1,639	0,698	1,589	0,677	1,160	0,494
177	Y-PQ	2,079	0,885	1,871	0,797	2,034	0,866
180	Y-PQ	153,333	65,320	153,333	65,320	153,333	65,320
Total		754,643	321,478	756,177	322,128	729,246	310,66

Fonte: do autor

Tabela 13 – Coordenadas UTM dos pontos candidatos à instalação dos *gateways*

Ponto	X (m)	Y (m)
1	370892,9	7407901
2	371886,2	7406852
3	372500,2	7404178

continua

Tabela 13 – Coordenadas UTM dos pontos candidatos à instalação dos *gateways*

continuação

Ponto	X (m)	Y (m)
4	371654,4	7404440
5	371900,1	7404475
6	371167,4	7404481
7	371147,5	7404971
8	370937,9	7403932
9	370341,1	7404280
10	370507,2	7403974

Fonte: do autor

Tabela 14 – Dados do transformador da subestação da rede de distribuição real

Local	Potência (kVA)	Lado AT (kV)	Lado BT (kV)	R (%)	X (%)
Subestação	5.000	69,0 - D	13,8 - Y	1	8

Fonte: do autor

APÊNDICE B – PUBLICAÇÃO CIENTÍFICA ASSOCIADA

Neste apêndice está disposta uma publicação diretamente associada à esta dissertação, cuja citação completa encontra-se abaixo:

- Yago L. Baracy, Lucas F. Venturini, Nilton O. Branco, Diego Issicaba, Ahda P. Grilo, Recloser placement optimization using the cross-entropy method and reassessment of Monte Carlo sampled states. **Electric Power Systems Research**, v. 189, 2020, 106653, ISSN 0378-7796, Qualis A1, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106653>.

Trata-se de uma versão publicada em revista do trabalho de mesmo título apresentado na conferência “Power Systems Computation Conference” em Julho de 2020.

Recloser Placement Optimization using the Cross-Entropy Method and Reassessment of Monte Carlo Sampled States

Yago L. Baracy*[§], Lucas F. Venturini*[§], Nilton Branco[†], Diego Issicaba*[§] and Ahda P. Grilo^{‡§}

*Department of Electrical and Electronic Engineering
Federal University of Santa Catarina, Florianópolis, Brazil

[†]EdP Brazil, São Paulo, Brazil

[‡]Engineering, Modeling and Applied Social Sciences Center
Federal University of ABC, Santo André, Brazil

[§] INESC P&D Brasil, Brazil

yago.lafourcade@gmail.com

Abstract—This paper proposes an approach to optimize the location of reclosers in distribution feeders aiming to improve system reliability, minimize costs and reduce the occurrence of voltage sags. The approach is based on the cross-entropy method and the reassessment of sampled states generated using sequential Monte Carlo simulations. Results indicate the effectiveness of the approach, the importance of integrating reliability and power quality aspects to the analysis, and the computational gains of deploying a reassessment process of Monte Carlo sampled states instead of the conventional Monte Carlo simulation algorithm.

Index Terms—Cross-entropy method, Monte Carlo method, power distribution system, protective systems, reliability.

I. INTRODUCTION

Most power distribution companies monitor the reliability of their distribution system using performance indicators, which reflect the frequency and duration of interruptions [1]. In many cases, utilities are subjected to regulation regarding the reliability of their distribution systems and they may be penalized, according to the regulatory framework in place, in case these indices violate certain thresholds [2]. In these cases, the required reliability level of the system is set by the regulatory agency, and there is a cost associated to the violation of these levels.

One of the solutions to improve the reliability is to properly place protective devices in the network. Among these protective devices, reclosers are widely employed due its capability to automatically re-energizing the system, and reducing, in

case of temporary faults, the number and the duration of customer interruptions [3].

Optimization methods to allocate protection devices have been proposed in the scientific literature in order to improve protection system performance and enhance reliability system [4], [5], [3], [6]. Most of these methods are focused on reducing costs (related, for instance, to the installation and operation of protective devices) and improving expected values for customer interruption frequencies and duration. With respect to the state of the art, the proposed approach is designed to achieve recloser placement optimization, enveloping a broader set of aspects associated to power distribution delivery. This broader set includes the modeling of costs corresponding to penalties imposed by regulatory agencies, cost of energy not supplied, standard interruption indicators, costs related to protective devices, as well as minimization of voltage sags.

The combinatorial optimization problem resulted from the mathematical formulation is solved by an algorithm based on the cross-entropy method [7]. It consists of an adaptive importance sampling method that can be used both to estimate rare-event probabilities and to search for improved solutions of optimization problems. The cross-entropy method has been used for solving different power system combinatorial problems related to, for instance, transmission network expansion planning, unit commitment and load shedding [8], [9], [10]. To the best of our knowledge, it has not been used for placement of protective devices in the state of the art.

Another contribution of this paper consists on estimating the performance indices during the allocation process employing the reassessment of Monte Carlo sampled states. The reassessment of sampled states is performed in two stages. A sequential Monte Carlo simulation (SMCS) is used in a first stage to gather the system operation states required to calculate the performance indices of interest. This stage is assisted by three phase power flow and short circuit analyzes, that are applied in selected state transitions involving component failure states. In a second stage, aiming at evaluating candidate

This work is associated with R&D ANEEL Project "New elements of grid automation, with advanced function of distributed intelligence" fomented by EdP Brazil, Project ID: PD-00380-0027/2018. This work was supported in part by the Brazilian National Council for Scientific and Technological Development (CNPq), part by the Coordination for the Improvement of Higher Level Personnel (CAPES) – Finance Code 001, and part by the Institute of Systems and Computer Engineering, Research and Development of Brazil (INESC P&D Brasil).

solutions to the optimization problem, the generated set of system states are reassessed in order to estimate, for a specific allocation candidate solution, the performance indicators.

The use of the reassessment allows computing the influence of a different configuration of reclosers without the need to run additional power flow and short circuit analyzes, resulting in a faster evaluation for each candidate solution from the cross-entropy algorithm. Besides, it allows not only to evaluate indicators related to the frequency and duration of the interruptions, but also indicators related to voltage sags. Limits for voltage sags are included as constraints in the formulation of the problem.

This paper is organized as follows: In Section II, the problem formulation is described. Section III presents the proposed approach. Section IV shows numerical results and discussions. Section V summarizes the conclusions and remarks.

II. PROBLEM FORMULATION

The main purpose of allocating reclosers in the power distribution system is to improve the system reliability. A recloser device provides switching and protective functions, which are employed to reduce sustained interruptions due to momentary faults. In radial distribution systems, the reclosers separate the feeder into reliability zones and, in case of a fault, only the closest equipment is set to operate, thereby minimizing the number of affected customers.

Utilities are generally subjected to rules established by regulating agencies, which may institute penalties in case of quality of service indicators violate certain thresholds. Since resources are limited, most decisions to improve reliability involve trade-offs. Particularly, decisions on the allocation of reclosers can involve the minimization of the total costs associated to penalties imposed by regulatory agencies, costs due to energy not supplied, and costs related to equipment installation. These costs are addressed in the followings.

A. Reliability requirements

In Brazil, distribution companies are regulated by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). The energy distribution procedures of electrical national system (PRODIST), provided by ANEEL, requires that utilities must not exceed given thresholds for reliability indices. In case thresholds are violated, utilities must compensate customers [2].

The indices used by the regulatory agency to assess the reliability of distribution utilities are based on frequency, duration and maximum duration of interruptions per customer, and can be represented as: individual customer interruption frequency (FIC); individual customer interruption duration (DIC); and individual customer maximum interruption duration (DMIC). The indices FIC, DIC and DMIC are retrieved for each customer as follows:

$$FIC = n \quad DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad DMIC = t_{max}(i) \quad (1)$$

where n is the number of interruptions that the customer has experienced; $t(i)$ is the customers interruption duration

of interruption i ; and $t_{max}(i)$ is the maximum duration of a single interruption that a given customer experienced at a certain period of time. The penalty imposed to the utility, considering a period of one year, for the DIC and FIC, and a period of one month for DMIC, is calculated as [2]:

$$C_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \frac{EUSD_{av}}{730} kei \quad (2)$$

$$C_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \frac{EUSD_{av}}{730} kei \quad (3)$$

$$C_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) FIC_p \frac{EUSD_{av}}{730} kei \quad (4)$$

where DIC_v is the observed interruption duration in hours [h/yr]; DIC_p is the limit for the interruption duration in hours imposed by the regulatory agency [h/yr]; $DMIC_v$ is the maximum interruption duration verified in a consumer [$h/month$]; $DMIC_p$ is the limit for the maximum interruption duration in hours for the period imposed by the regulatory agency [$h/month$]; FIC_v is the observed number of interruptions [occ/yr]; FIC_p is the limit for the number of interruptions imposed by the regulatory agency [occ/yr]; $EUSD_{av}$ is the average tariff related to the use of the distribution grid (monetary unit); and kei is a coefficient that depends on the type of customer (15 for low, 20 for medium or 27 for high voltage connection).

B. Objective function

The purpose of the optimal allocation of reclosers is to determine the best trade-off between benefits to the customers, which is reflected in the limits given by the regulation agency, costs associated to the energy not supplied (ENS) and cost of equipment. Thus, this trade-off can be modelled as a minimization problem with the following objective function:

$$\min \left(\sum_{j=1}^p N^j C_{DIC}^j + \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^p N^j C_{DMIC}^{j,m} + \sum_{j=1}^p N^j C_{FIC}^j + C_{ENS} ENS + \sum_{k=1}^e C_{eq} \right) \quad (5)$$

where C_{DIC}^j and C_{FIC}^j are the costs related to penalties for DIC and FIC at load point j , respectively; $C_{DMIC}^{j,m}$ is the cost related to penalties for DMIC at load point j and month m ; N^j é the number of customers at load point j ; ENS is the energy not supplied of the system (kWh/yr); C_{ENS} is the cost related to ENS ($$/kWh$); C_{eq} is the cost of equipment k ; p and e are the total number of load points and the number of installed reclosers, respectively.

Constraints are added to the problem using barrier functions. The number of reclosers used in the optimization process is limited, in order to model cases where only a given set of

equipment is available. Thus, the total number of reclosers allocated in the feeder should respect the constraint:

$$N_e \leq N_{max} \quad (6)$$

where N_e is the total number of reclosers allocated at the feeder and N_{max} is the maximum number of available reclosers.

Since short circuit currents affect voltages throughout distribution feeders, the allocation of reclosers can have a positive impact on voltage sags. The stratification of voltage sags proposed in [11] are used as constraints in the problem, as follows:

$$SIARFI_{90\%} \leq f_i \quad (7)$$

$$SMARFI_{90\%} \leq f_m \quad (8)$$

$$STARFI_{90\%} \leq f_t \quad (9)$$

where $SIARFI_{90\%}$, $SMARFI_{90\%}$ and $STARFI_{90\%}$ is the frequency that a customer experiences a sag below 90% of the nominal voltage for period between 0.5 and 30 cycles, 30 cycles and 3 second and 3 seconds to 1 minute, respectively; and f_i , f_m and f_t are the maximum accepted frequency of instantaneous, momentary and transitory sags, respectively.

III. PROPOSED APPROACH

The methodology proposed to allocate reclosers is composed of two main stages: one related to the optimization methodology and the other one related to the computation of the total cost of each candidate solution.

A. Optimization Approach

The cross-entropy method has been proposed by R. Y. Rubinstein for solving rare-event simulation problems, and has been extended to solve combinatorial problems. It consists of an adaptive importance sampling method that can be used both to estimate rare-event probabilities and to search for improved solutions of optimization problems [12].

Let X be a random variable in some discrete space χ with a probability mass function $f(\cdot)$, $S^\dagger(\cdot)$ be a real-value function defined in χ and γ be a real number. For a rare-event simulation, it is necessary to estimate the probability of occurrence, ℓ , of an event $\{S^\dagger(X) \geq \gamma\}$, that is to estimate the expression $E_{X \sim f(\cdot)}[I_{\{S^\dagger(X) \geq \gamma\}}]$, where $I_{\{S^\dagger(X) \geq \gamma\}}$ equals 1, if it is true, and 0 otherwise.

For estimating extremely low values of ℓ , the application of crude Monte Carlo usually require a large computational burden. Thus, in these cases Importance Sampling (IS) can be used to improve the estimation process. Using the IS approach, a random sample X_1, X_2, \dots, X_N from an importance sampling probability mass function (pmf) $g(\cdot)$ can be retrieved and the probability of occurrence is estimated using the following unbiased estimator:

$$\hat{\ell} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N I_{\{S^\dagger(X_j) \geq \gamma\}} W(X_j) \quad (10)$$

where $W(X) = f(X)/g(X)$ is called likelihood ratio.

The cross-entropy method can be used to determine an approximation of $g(X)$. This is achieved by minimizing the Kullback-Leibler distance between $f(X)$ and $g(X)$, iteratively. The Kullback-Leibler distance is given by:

$$\mathcal{D}(a, g) = E_{X \sim a(\cdot)} \ln \frac{a(X)}{b(X)} \quad (11)$$

Thus, the problem can be defined as:

$$\underset{g \in G}{\operatorname{argmin}} \mathcal{D}(g^*, g) \quad (12)$$

which is equivalent to solve:

$$\underset{g \in G}{\operatorname{argmax}} E_{X \sim f(\cdot)} [I_{\{S^\dagger(X) \geq \gamma\}} \ln g(X)] \quad (13)$$

where G is a set of pmfs defined on χ .

Based on this concepts, the steps used to optimizing reclosers allocation is presented in Algorithm 1, using as basis the work in [10]. The algorithm is inspired on the fact that the event $S(u) \geq \gamma = S(u^*)$ tends to be rare, where u is a random variable taking its values in \mathcal{U} with a pmf $f_u(\cdot)$. If this pmf is close to the optimal one, it is likely to generate samples of u for which the value $S(u)$ is close to the optimum.

In the combinatorial problem of this work, the performance function is given by the negative value of (5). The search space is of type $\mathcal{U} = [0, 1]^n$. An iterative scheme is used, where at each iteration t , the value of γ_t is defined by considering only a fraction ϱ of the elements $u \in \mathcal{U}$ that results in a value $S(u) \geq \gamma_t$. These values of u are named elite elements or elite samples.

In the algorithm, samples are generated by using Bernoulli pmfs considering the probabilities $Ber_n(\cdot, p)$. The parameter C denotes the size of the samples and the parameter ϱ determines the number of elite samples. Each sample u has n elements, where n corresponds to the number of feeder branches which are candidates for recloser allocation. The elements of each sample u can assume the binary values 0

Algorithm 1 Cross-entropy based algorithm

- 1: Set $t=1$ and $p_t[i]$ the i -th element of a n -dimensional vector p_t with initial probability of placing a recloser at branch i ;
- 2: Set $nbElite$ equal to the largest integer inferior or equal to $\varrho \times C$.
- 3: Set U_t equal to an empty set and r_t to an empty vector.
- 4: Generate $C \times n$ candidate solutions using Bernoulli pmf and set them in U_t .
- 5: Compute $S(u)$ for each candidate solution of $u \in \mathcal{U}$ and add this value at the end of the vector r_t .
- 6: Sort r_t in a decreasing order;
- 7: Set $\gamma_t = r_t[nbElite]$.
- 8: If stopping the performance function in (5) has converged, return

$$u_{output} = \underset{u \in U_1 \cup U_2 \cup \dots \cup U_t}{\operatorname{argmax}} S(u)$$

and stop the algorithm. Otherwise go to the next step.

- 9: Set

$$p_{t+1}[i] = \frac{\sum_{u \in U_t} I_{\{S(u) \geq \gamma_t\}} u[i]}{nbElite}$$

for $i = 1, 2, \dots, n$ and $t \leftarrow t + 1$. Go to Step 2.

or 1, being 1 when a recloser is allocated at the branch and 0 otherwise. A smoothed updating procedure is applied to the probabilities to prevent the premature occurrences of 0 and 1 values. The smoothed updating is applied to the probability p_{t+1} presented in Step 9 by using the expression:

$$p_{t+1}[i] = \alpha p_{t+1}[i] + (1 - \alpha)p_t[i] \quad (14)$$

where α represents the smooth factor, which empirically gives good results for a range of $0.4 \leq \alpha \leq 0.9$.

The optimization procedure is considered finished if γ , which is the minimum cost found, does not change for three subsequent iterations.

B. Reassessment of Monte Carlo Sampled States

The SMCS algorithms are composed of three main stages: state duration sampling, state evaluation and index estimation. In the state duration sampling, resident times in each state are sampled for the system components based on probability distributions. States can be modeled as up (in operation) and down (in failure). Sequence of states are evaluated chronologically until a year is assigned, where indices are estimated. The process is finished when convergence of index estimates is assigned.

At distribution level, short circuits are the main consequence of interruptions. In these cases, the recloser operates isolating the faulted section of the grid. However, fault currents can cause voltage sags throughout distribution feeders. With the spread of sensitive loads, utilities have a new perspective looking not only at system reliability but also at power quality. In order to evaluate power quality indicators, the proposed approach employs a short circuit analysis in any component transition to a down state, as in [13], [14].

In each transition to a component failure state, number and phases affected, fault location and fault resistance are sampled. A short circuit analysis is performed based on the short circuit impedance matrix Z_{sc} , which is calculated by applying the Norton theorem. Three-phase fault currents are computed using the expression:

$$[I_{sc}] = [Y_{sc}] \cdot [V_{pre-fault}] \quad (15)$$

where $V_{pre-fault}$ are the steady-state pre-fault voltages of each phase and $Y_{sc} = Z_{sc}^{-1}$. For a single line to ground fault, the short circuit current is computed as

$$I_{fault} = \frac{V_{pre-fault}}{Z_{sc} + r_f} \quad (16)$$

where r_f is the fault resistance, which is zero for solid short circuits. The post-fault voltage at each node is computed using the superposition method, adding to the steady-state voltage the deviations ΔV caused by the short circuit currents, as follows:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{fault} \\ 0 \end{bmatrix} = [Y_{bus}] \cdot [\Delta V] \quad (17)$$

where Y_{bus} is the admittance matrix of the system.

Performing power flow and short circuit analysis for each component failure transition is a time consuming task within the SMCS [15]. The computational effort increases even further in case of testing different candidate solutions to placement reclosers. In this context, the proposed reassessment of Monte Carlo sampled states allows reducing the number of power flow and short circuit analysis enabling the application of the cross-entropy technique.

The reassessment of Monte Carlo sampled states consists on running firstly a crude SMCS considering only one recloser at the substation node. A time line containing data of the stochastic behavior of each component is saved, alongside information such as time instant of failures/repairs in components, pre-fault voltages, post-fault voltages and short circuit current, using the scheme shown in Fig. 1.

#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7
3	1	0	3.2	2	{0.12, 0.98, 1.14, ... }	2.5

- #1 – Element
- #2 – Year
- #3 – State
- #4 – Length of time in the state [h]
- #5 – Number of phases affected
- #6 – Pre-fault voltages [pu]
- #7 – Short circuit current [pu]

Fig. 1. Scheme to store information corresponding to a sampled state.

Assuming a recloser is placed in the network, the same time line can be used for all cases where only one component is under failure. For each candidate solution, only the number of customers affected for each failure is changed, except when two or more components are under failure.

Two cases are showed in Fig. 2 to exemplify the influence of the recloser placement in the number of customers affected. In the case of Fig. 2a, when there is a permanent fault in the branch between nodes 3 and 4, the operation of the recloser disconnects 38 customers, such that the remaining 30 customers may be affected by voltage sag occurrences. Considering the recloser allocated as indicated in Fig. 2b, the same event disconnects only 13 customers, but the number of customers that might be subjected to voltage sags increases to 55.

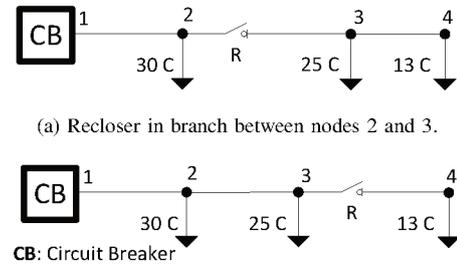


Fig. 2. Impact of different recloser placements.

Fig. 3 presents a simplified flowchart of the proposed approach considering the stages related to the reassessment of Monte Carlo states and the cross-entropy optimization process. In this figure, t is the cross-entropy iteration counter; N_{iter} is the maximum number of iterations of the cross-entropy process; c is the counter of solution candidates; and C is the number of solution candidates. First, a crude SMCS is run and the sampled states are stored. Then, samples of recloser allocation are generated by the cross-entropy method and the indices for each one of the samples are calculated by a reassessment of Monte Carlo states. The procedure is repeated until the convergence of the cross-entropy method or a maximum number of iterations is reached.

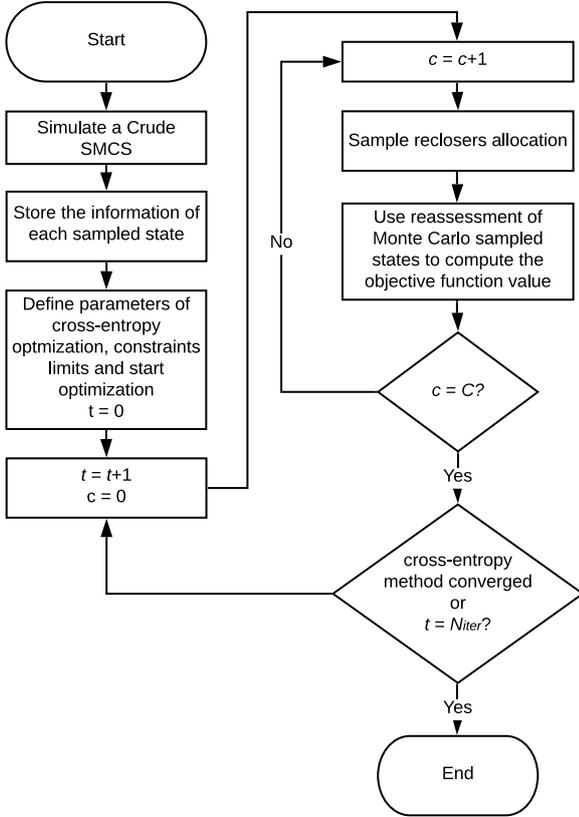


Fig. 3. Simplified flowchart of the proposed approach.

IV. NUMERICAL RESULTS

The proposed methodology is applied to a real distribution feeder with 181 nodes and about 18 km of overhead lines, as presented in Fig. 4. This feeder is situated in the Southeast region of Brazil and has single and three-phase branches covering rural and urban areas. The substation is supplied by a 69-13.8 kV (D-Ygr) substation transformer. There is a total number of 783 connected customers, 4 connected to the medium-voltage (MV) level and 779 to the low-voltage (LV) level. The total load of the system is 2.43 MVA and the higher load and customer density is located at the end of the feeder.

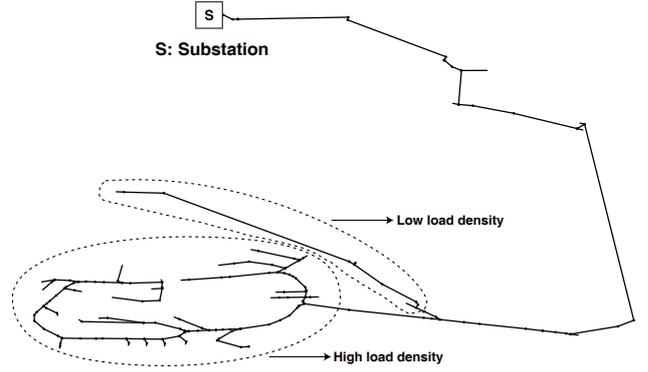


Fig. 4. Brazilian real feeder under analysis

Branches located in areas with higher load density have permanent and transitory failure rates of 0.932 failures/(km·yr) and 3.728 failures/(km·yr), respectively. Other branches, closer to the substation, have permanent and transitory failure rates of 0.497 failures/(km·yr) and 1.988 failures/(km·yr), respectively. The difference of the failure rate between the sections is due to the characteristics of the region, such as different pole material, different geometries (normal and spacer cable) and others. Moreover, the repair rate is 4 hours/failure for every branch. The values of the limits used for the reliability indices of the feeder, according to the regulating agency are: $DIC_p = 21.73$ [h/yr], $DMIC_p = 3.8$ [h/month], $FIC_p = 12.95$ [occ./yr]. The costs related to the system used are $EUSD_{av} = 51.00$ [\$/yr], $C_{ENS} = 1.00$ [\$/pu/yr] and $C_{eq} = 2,202.36$ [\$/yr]. The algorithm has been coded in JAVA and simulations have been carried out in an INTEL® CORE™ i7 CPU 3.60 GHz.

Firstly, a crude SMCS has been performed using a period of 100 years, where all reliability indices achieved convergence below 5%. For the recloser placement optimization, six cases have been simulated using the following settings:

- **Case 1 (C1):** constraints have been neglected; C equals 300 samples; and the initial probabilities of each branch to have a recloser equals 0.5;
- **Case 2 (C2):** a limit of 4 reclosers has been considered, C equals 300 samples; and the initial probabilities of each branch to have a recloser equals 0.5;
- **Case 3 (C3):** constraints have been neglected, C equals 30 samples; and the initial probabilities of each branch to have a recloser equals 0.08;
- **Case 4 (C4):** a limit of $STARFI_{90\%}$ has been considered, C equals 30 samples; and the initial probabilities of each branch to have a recloser equals 0.08;
- **Case 5 (C5):** a limit of $SMARFI_{90\%}$ has been considered, C equals 30 samples; and the initial probabilities of each branch to have a recloser equals 0.08;
- **Case 6 (C6):** a limit value of $SIARFI_{90\%}$ has been considered, C equals 30 samples; and the initial probabilities of each branch to have a recloser equals 0.08.

The assumptions used for all six cases are summarized in

Table I, where the values of fraction (ρ) used to set the elite samples, size of the samples (C), smooth factor (α) and initial probabilities (p_1), as well as the limit values for the maximum number of reclosers (N_{max}) and power quality indicators (f_i , f_m and f_t) are presented for each case. The simulation time of assessing one candidate solution considering power quality analysis using crude SMCS and the reassessment of Monte Carlo sampled states has been 8,800 seconds and 5 seconds, respectively. Therefore, the reassessment of Monte Carlo sampled states resulted in simulations 1,760 times faster than the crude SMCS.

TABLE I
OPTIMIZATION CASES

Parameters	Cases					
	1	2	3	4	5	6
ρ	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
C	300	300	30	30	30	30
α	1	1	0.8	0.8	0.8	0.8
p_1	0.5	0.5	0.08	0.08	0.08	0.08
N_{max}	∞	4	∞	∞	∞	∞
f_i [occ/yr]	∞	∞	∞	∞	∞	18.0487
f_m [occ/yr]	∞	∞	∞	∞	5.8238	∞
f_t [occ/yr]	∞	∞	∞	0.2734	∞	∞

The evolution of the best cost of C1 through the iterative optimization process can be seen in Fig. 5. The algorithm needed 18 iterations to achieve converge. In the first iterations, the cost has been about 10 times higher than the final cost determined with the proposed method.

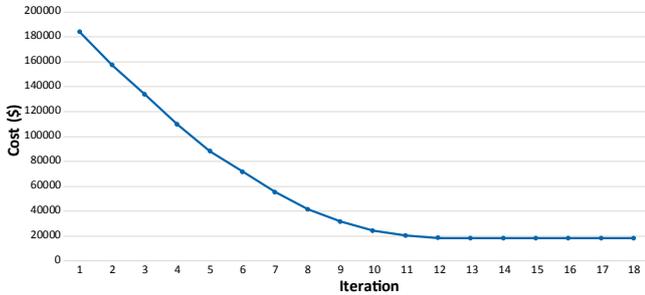


Fig. 5. Cost evolution in case 1.

The performance of the costs from C3 to C6 are presented in Fig. 6. For these cases, the algorithm needed a lower number of iterations to reach the convergence. Values for ENS, $SIARFI_{90\%}$, $SMARFI_{90\%}$, $STARFI_{90\%}$, number of allocated reclosers and total cost are shown in Table II, as well as the recloser placement results are presented in Fig. 7. In this figure, the red squares represent the optimal allocation of the reclosers, where two existing reclosers have been forcibly set upstream and downstream the substation transformer.

It is possible to observe that, by analysing the cases where constraints have been neglected (C1 and C3), the choice of the initial probabilities influences the number of iterations required to the converge of the proposed method, as presented in the cost evolutions in Fig. 5 and Fig. 6. In C3, with lower number

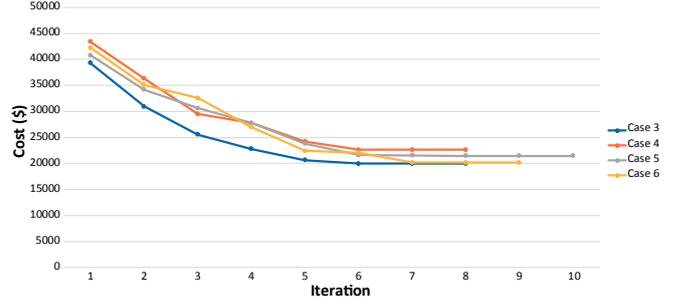


Fig. 6. Cost evolution for cases C2-C6.

of iterations an optimum cost of \$ 19,951.00 has been reached, value close to the one achieved in C1. However, 300 samples per iteration has been used in C1, while only 30 samples per iteration in C3, requiring than reduced computational effort. A key-feature for this performance is the use of lower values for initial probabilities and the choice of the variable α .

In Table II, it is shown that the ENS value in C3 is higher than in C1. In C2, where a limited number of reclosers is imposed to the optimization process, the algorithm enforced the placement of the maximum number of reclosers. The limitation of reclosers resulted in reliability indices higher than the ones obtained in C1. As expected, even with the lower number of reclosers, C2 provided a lower cost in comparison to cases 4 to 6.

Comparing C4, C5 and C6, it is possible to verify how the power quality constraints may influence the cost and the recloser placement. When the limit of $SMARFI_{90\%}$ is used as constraint in C5, the number of reclosers increased due to the need for fast reclosing actions near the faults. Besides, it can be observed an increase of $SIARFI_{90\%}$ in relation C4 and C6. The use of $SIARFI_{90\%}$ as a constraint in C6 demanded delayed operations of reclosers during a fault, which resulted in higher values of $SMARFI_{90\%}$ and $STARFI_{90\%}$ for this case.

In Fig 7, in all cases, a recloser is placed at the beginning of the branch characterized with low customer and load density. The recloser at this lateral branch may disconnect only a few customers when a failure occurs, permitting that a large number of customers is served by the grid. For cases 4 and 5, this recloser is placed slightly downstream the branch, resulting in faster clearings of faults and, therefore, mitigating high STARFI and SMARFI indices.

The solution for cases C1 and C5 are similar, whereas, since in case C5 more devices are installed to minimize SMARFI, its corresponding cost is increased. For case C6, the recloser is allocated next to the end of the feeder, reducing SIARFI whilst SMARFI and STARFI are increased.

Finally, Table III presents the reliability indices, system average interruption frequency index (SAIFI) and system average interruption duration index (SAIDI), obtained for crude SMCS (base case) and for the other cases under analysis. Cases C1-C6 have lower costs in comparison to crude SMCS, that has a cost of \$ 30,287.28. Additionally, FIC and DIC are improved

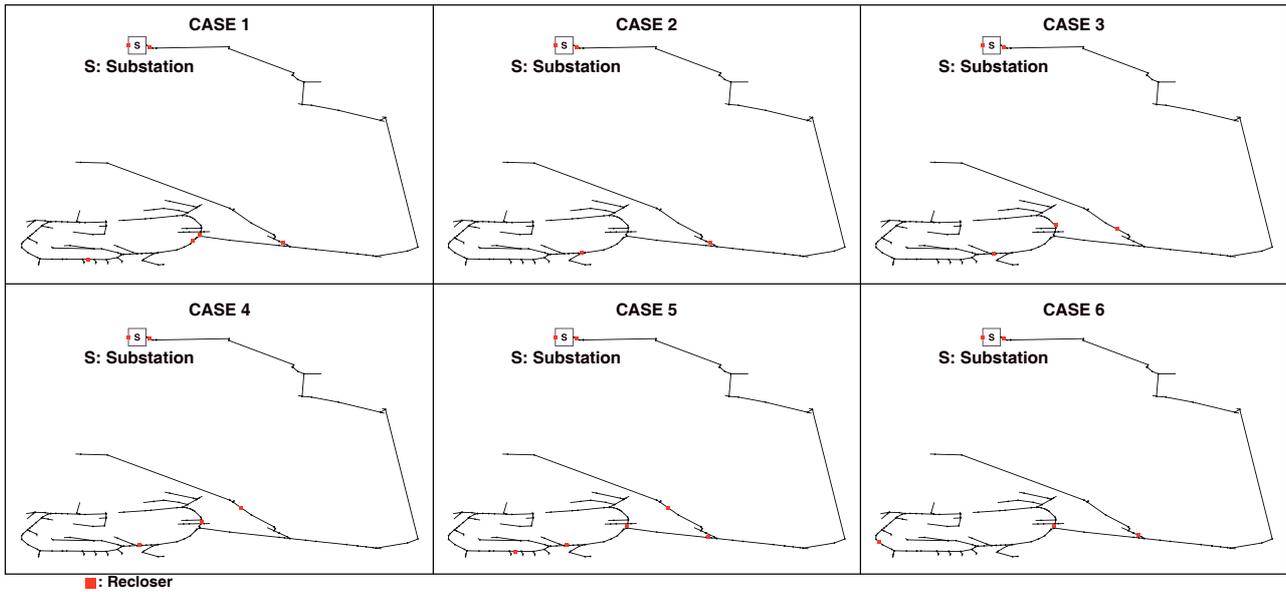


Fig. 7. Recloser allocation for each case.

TABLE II
RESULTS OF THE CASES

Cases	Results					N. equip.	Cost [\$]
	ENS [MWh/yr]	$STARFI_{90\%}$ [occ/yr]	$SMARFI_{90\%}$ [occ/yr]	$STARFI_{90\%}$ [occ/yr]	$STARFI_{90\%}$ [occ/yr]		
C1	48.30	19.6779	4.7581	0.4746	6	18,231.63	
C2	68.06	15.6369	7.2948	0.5361	4	19,949.82	
C3	58.49	18.0487	5.8238	0.2734	5	19,951.05	
C4	58.19	18.059	5.8878	0.2622	5	20,323.19	
C5	43.31	20.2978	4.1766	0.208	7	21,443.77	
C6	70.99	16.1483	7.1822	0.6182	5	20,146.64	

TABLE III
RESULTS OF SAIFI AND SAIDI IN THE CASES

Cases	Results	
	SAIFI [occ/yr]	SAIDI [h/yr]
Base	13.06	52.29
C1	6.90	27.51
C2	8.87	35.24
C3	8.12	32.58
C4	8.21	33.03
C5	7.27	20.84
C6	8.23	32.79

considerably using the cross-entropy method. The best values of SAIFI and SAIDI are found for C1, which also resulted in the lowest cost. The allocation for C2 results in the worst reliability indices.

V. FINAL REMARKS

This paper proposed the use of a cross-entropy approach to optimally allocate reclosers in distribution feeders. The optimization problem is modeled considering not only the costs of recloser devices and energy not supplied, but also the penalties imposed to the utilities in case reliability indices are violated.

Reassessment of Monte Carlo sampled states introduced a reduced computational burden, enabling the application of the optimization approach.

Numerical results for a real network indicate the effectiveness of the approach in combining the cross-entropy algorithm and reassessment process of Monte Carlo sampled states, highlighting the importance of integrating reliability and power quality aspects to the analysis. The trade-off between reliability and power quality is addressed in the proposed approach, where quality of service and power quality indicators are taken into account in the allocation process. Future works will verify the application of the cross-entropy approach in the placement of additional protective and monitoring devices.

REFERENCES

- [1] R.E. Brown. *Electric Power Distribution Reliability*. Power Engineering (Willis). CRC Press, 2002.
- [2] Brazilian Electricity Regulatory Agency. Distribution system procedures. *PRODIST*, 2018.
- [3] R. Billinton and S. Jonnavithula. Optimal switching device placement in radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11(3):1646–1651, Jul. 1996.
- [4] Sh. Abdi, K. Afshar, S. Ahmadi, N. Bigdeli, and M. Abdi. Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using ipso–monte carlo approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55:602 – 611, Feb. 2014.

- [5] W. Tippachon and D. Rerkpreedapong. Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization. *Electric Power Systems Research*, 79(7):1171 – 1178, July 2009.
- [6] D.P. Bernardon, M. Sperandio, V.J. Garcia, J. Russi, L.N. Canha, A.R. Abaide, and E.F.B. Daza. Methodology for allocation of remotely controlled switches in distribution networks based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. *Electric Power Systems Research*, 81(2):414 – 420, Feb. 2011.
- [7] R. Y. Rubinstein. Optimization of computer simulation models with rare events. *European Journal of Operational Research*, 99(1):89 – 112, May 1997.
- [8] L. d. M. Carvalho, R. A. González-Fernández, A. M. Leite da Silva, M. A. da Rosa, and V. Miranda. Simplified cross-entropy based approach for generating capacity reliability assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):1609–1616, May 2013.
- [9] L. d. M. Carvalho, A. M. Leite da Silva, and V. Miranda. Security-constrained optimal power flow via cross-entropy method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6):6621–6629, Nov. 2018.
- [10] D. Ernst, M. Glavic, G. Stan, S. Mannor, and L. Wehenkel. The cross-entropy method for power system combinatorial optimization problems. In *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, pages 1290–1295, July 2007.
- [11] IEEE recommended practice for monitoring electric power quality. *IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, pages 1–98, Aug. 2019.
- [12] R. Y. Rubinstein and D P. Kroese. *The Cross-Entropy Method: A Unified Approach to Combinatorial Optimization, Monte-Carlo Simulation and Machine Learning (Information Science and Statistics)*. Springer, 2004.
- [13] G. S. Bolacell, L. F. Venturini, and M. A. da Rosa. Distribution system reliability evaluation considering power quality effects. In *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, pages 1–6, Jun. 2018.
- [14] M. A. da Rosa, G. Bolacell, I. Costa, D. Calado, and D. Issicaba. Impact evaluation of the network geometric model on power quality indices using probabilistic techniques. In *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Oct 2016.
- [15] D. Issicaba, J.A. Peças Lopes, and M.A. Rosa. Distribution systems performance evaluation considering islanded operation. In *17th Power Systems Computation Conference, PSCC*, 2011.