

Universidade Federal de Itajubá

**UM MÉTODO PROBABILÍSTICO PARA ANÁLISE DE CUSTOS DE
FALHAS ESTRUTURAIS EM TORRES DE
LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Gabriel Paiva Tomaz Ribeiro

Itajubá – MG

Outubro/2019

GABRIEL PAIVA TOMAZ RIBEIRO

UM MÉTODO PROBABILÍSTICO PARA ANÁLISE DE CUSTOS DE FALHAS
ESTRUTURAIS EM TORRES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi

Coorientador: Prof. Dr. João Guilherme de C. Costa

ITAJUBÁ

2019

Nome: Gabriel Paiva Tomaz Ribeiro

Título: Um método probabilístico para análise de custos de falhas estruturais em torres de linhas de transmissão.

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa (coorientador)

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi (orientador)

DEDICATÓRIA

À minha família, a quem devo agradecer por tudo que fazem para o meu bem e desempenho, especialmente à memória de meu avô José Maria Tomaz.

Aos meus amigos pelo apoio.

Aos meus professores e profissionais do Programa de Mestrado em Engenharia Elétrica que contribuíram para o meu conhecimento acadêmico.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi, meu orientador e amigo, pelos ensinamentos transmitidos, paciência e dedicação não só durante este trabalho, mas durante todos os momentos de minha pós-graduação

Ao Prof. Dr. João Guilherme Carvalho Costa, meu coorientador e amigo, por ter me dado a honra de trabalhar ao seu lado, incentivando e acreditando na ideia desde o seu começo até a elaboração dessa dissertação.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior pela concessão da bolsa de mestrado que resultou nessa dissertação e um artigo publicado.

“Parte da Jornada é o fim”

Stark, A. (2018)

Lista de Símbolos

D: Número de dias do mês avaliado

Dm: Duração média da falha

DROC: Duração da redução operativa de curta duração

DROL: Duração da redução operativa de longa duração

DUR: Duração do período de operação do equipamento reserva

DVDPC: Duração, em minutos, dos desligamentos programados de uma FT no mês

E (G): Estimativa do índice de confiabilidade calculado sobre todas as séries sintéticas simuladas.

E[PVI]: Valor esperado da Parcela Variável por Indisponibilidade

flinha: Frequência de falha da linha de transmissão

G (yk): Função específica para o cálculo do índice de confiabilidade de cada série sintética;

Ko: Coeficiente para outros desligamentos

Kp: Coeficiente para desligamentos programados

m ou MTTF: Tempo médio até a falha

n: Número de falhas ou número de reparos

N: Número de séries sintéticas simuladas

No: Número de outros desligamentos no mês analisado

Np: Número de desligamentos programados no mês analisado

NPC: Número de intervenções programadas canceladas de uma FT no mês

NRC: Número de reduções operativas de curta duração

NRL: Número de reduções operativas de longa duração

NUR: Número de eventos que se utilizou equipamento reserva

O_i: Tempos de operação

P[PVI]: Probabilidade média de pagamento de Parcela Variável por Indisponibilidade no mês

PADP: Período Associado a Desligamentos Programados

PAOD: Período Associado a Outros Desligamentos

PB: Pagamento Base

Po: Probabilidade estacionária do estado de funcionamento

Pr: Probabilidade estacionária do estado de reparo

PV: Parcela Variável

PVI: Parcela Variável por Indisponibilidade

Q_{linha}: Indisponibilidade da linha de transmissão estudada

r ou MTTR: Tempo médio de reparo

R_i: Tempos de reparo

RO: Redução Operacional

ROC: Redução proporcional da capacidade operativa de curta duração

ROL: Redução proporcional da capacidade operativa de longa duração

T ou MTBF: Período do ciclo médio ou tempo médio entre duas falhas consecutivas

T_{falha}: Tempo sorteado de funcionamento até a falha da linha

y_k: Série sintética composta pelos estados amostrados sequencialmente dentro do período k

β : Coeficiente de variação

RESUMO

Esse trabalho apresenta uma nova metodologia probabilística para avaliar os custos de falhas de linhas de transmissão, considerando o evento “queda de torre”. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica estabelece por meio de suas normas os valores aceitáveis de frequência e duração das falhas e as penalizações aplicadas em caso de descumprimento desses padrões. Essas penalizações são realizadas pelo mecanismo da Parcela Variável. O método proposto por esse trabalho é baseado em Simulação Monte Carlo, tendo como base a amostragem de vários meses de operação de uma linha de transmissão, em que um grande número de amostras permite a determinação de índices, valores esperados e distribuições de probabilidade para as variáveis envolvidas com o do custo das quedas de torres. A simulação é feita por um programa elaborado em MATLAB aplicado à linha de transmissão Figueira – Ponta Grossa Norte, localizada no estado do Paraná, com tensão de operação de 230 kV. Todos os desenvolvimentos são descritos e os resultados obtidos são discutidos detalhadamente.

PALAVRAS – CHAVE: Confiabilidade; Linhas de transmissão; Quedas de torres em linhas de transmissão; Regulamentação em linhas de transmissão; Simulação Monte Carlo;

ABSTRACT

This work presents a new probabilistic methodology for evaluating costs of transmission line failures, considering the event “falling of a tower”. In Brazil, the electrical energy regulatory agency, ANEEL, establishes acceptable values to the system failure frequency and duration, and defines penalties applied to the transmission companies when these limits are exceeded. The proposed methodology, based on chronological Monte Carlo simulation, samples several operating months for a transmission line, which allows to determining reliability indices, expected values and probability distributions of the system cost parameters. A computational program using Matlab platform is applied to a 230kV transmission line of Paraná state, Brazil, in order to perform several numerical examples and sensitivity analysis. All the developments are explained, and the obtained results are properly discussed

KEYWORDS: Falling transmission towers; Monte Carlo simulation; power transmission legislation; reliability; transmission lines.

SUMÁRIO

Capítulo 1	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Desenvolvimento Histórico	2
1.3 Justificativa	5
1.4 Objetivos	5
1.5 Estrutura do Trabalho	6
Capítulo 2	8
2.1 Legislação Regulatória	8
2.2 Parcela Variável	12
2.2.1 Conceituação Geral	12
2.2.2 Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI).....	14
2.2.3 Parcela Variável Devido a Restrições Operativas Temporárias (PVRO)	19
2.2.4 Parcela Variável devido a Atraso de Entrada em Operação de Novas FT (PVAR).....	20
2.2.5 Parcela Variável devido ao Cancelamento de Intervenções Previamente Agendadas (PVC) ...	22
2.2.6 Parcela Variável devido à Utilização de Equipamento Reserva (PVR)	23
2.3 Teoria da Confiabilidade	24
2.3.1 Introdução	24
2.3.2 Níveis Hierárquicos	25
2.3.3 Processos de Markov	27
2.3.4 Simulação Monte Carlo.....	33
Capítulo 3	38
3.1 Introdução	38
3.2 Caracterização do Objeto de Estudo	38
3.3 Parâmetros do Sistema e Índices de Desempenho	42
3.4 Algoritmo da Simulação Monte Carlo	43
3.4.1 Hipóteses do Modelo	43
3.4.2 Etapas do Modelo	45
Capítulo 4	54
4.1 Índices de Confiabilidade	54
4.2 Tempos Penalizados pela PVI	60
4.3 Análises de Sensibilidade	65

4.3.1 Taxa de Falha	65
4.3.2 Tempo Médio de Reparo	68
4.3.3 Tolerância Estipulada pela ANEEL.....	71
4.4 Comparação entre Linhas de Transmissão	74
Capítulo 5.....	81
Referências.....	85

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

UM SISTEMA de transmissão de energia elétrica compreende toda a rede que interliga as usinas geradoras às subestações da rede de distribuição, sendo necessários milhares de quilômetros de linhas de transmissão (LT) que se conectam em diferentes níveis de tensão. (WAZEN, 2011)

De acordo com Braga (2018), as linhas de transmissão são formadas por conjuntos de condutores metálicos com diversas disposições. Conforme a disposição destes condutores e o meio que os isola, a linha apresenta comportamentos elétricos específicos. Assim, na prática encontram-se diversos tipos de linhas de transmissão cujas características determinam o modo como elas são utilizadas na prática.

Os tipos de linhas de transmissão mais comuns são: linha aérea, em corrente alternada ou em corrente contínua, com condutores separados pelo ar (meio dielétrico), e linha subterrânea, com um fio central condutor isolado de um condutor externo coaxial de retorno. (FUCHS, 1977)

Souza *et al.* (2018) afirma que devido às dimensões geográficas do Brasil e à grande quantidade de linhas de transmissão, totalizando milhares de quilômetros, uma forte preocupação das empresas concessionárias de energia diz respeito ao estado de manutenção das estruturas das linhas de transmissão. Existe uma preocupação especial com as torres e cabos, que já apresentam sinais de envelhecimento em função do longo período de operação.

A continuidade da operação de linhas de transmissão representa um fator de extrema importância para a confiabilidade de um sistema elétrico de potência. Uma das causas da interrupção do funcionamento de uma linha é a falha estrutural de uma torre, que constitui o tema de estudo deste trabalho. Assim, a coleta de dados e informações sobre linhas e o desenvolvimento de ferramentas que auxiliem na previsão e redução de suas falhas são úteis para evitar prejuízos aos

usuários da rede de transmissão. Para as empresas concessionárias, os custos das falhas estão associados ao reparo da estrutura; indenizações dos afetados pela queda da torre; impactos ambientais e sociais, e; descontos na receita referente à transmissão.

Os descontos mencionados anteriormente são representados pela Parcela Variável (PV). Definida pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica em 2007, e revisada em 2017, consiste no desconto incidente sobre a remuneração das concessionárias, devido à indisponibilidade verificada em suas instalações de transmissão (ANEEL, 2017). Este instrumento foi criado com o intuito de apurar a qualidade do serviço prestado e incentivar sua melhoria, vinculando a remuneração das empresas concessionárias de transmissão à confiabilidade de seus equipamentos (JESUS, 2008).

Este trabalho pretende avaliar os impactos da PV na receita da empresa, por meio de uma simulação estocástica baseada nos conceitos da teoria de confiabilidade associados à inferência estatística. Os resultados gerados serão analisados sob a ótica da concessionária.

1.2 Desenvolvimento Histórico

Nessa seção são apresentadas as principais contribuições encontradas na literatura no campo de confiabilidade, métodos estatísticos aplicados em sistemas elétricos e as implicações do mecanismo da PV para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Billinton e Bollinger (1968) discorrem sobre a aplicação do conceito de processos estacionários de Markov na confiabilidade de sistemas de transmissão. Nesse trabalho, os autores utilizam um modelo de dois estados baseados nas condições climáticas a que os sistemas estão submetidos (normal e chuvosa). O uso da técnica Markoviana permite identificar os valores de taxa de falha do sistema e a probabilidade de falha para cada condição climática, permitindo caracterizar o efeito das tempestades no sistema estudado.

Outro trabalho que aplica a teoria de Markov em confiabilidade foi realizado por Liu e Singh (2010). Os autores propõem um método para analisar os efeitos das condições climáticas na falha, visto que ao se incluir essas condições,

as falhas e índices dos componentes do sistema não podem ser assumidos como independentes. Os resultados mostram a eficiência do novo método e sua capacidade de incorporar diferentes condições de operação.

A simulação Monte Carlo (SMC) surgiu como uma alternativa para a resolução de problemas em que a análise combinatória tradicional seria difícil ou mesmo impossível. A seguir são apresentados alguns trabalhos em que a SMC é aplicada em sistemas elétricos.

Uma aplicação interessante da SMC está no campo das energias renováveis, principalmente na geração eólica, visto a grande variação da velocidade do vento durante o dia. Dias (2008) apresenta o desenvolvimento de um modelo computacional para avaliação da confiabilidade composta por SMC com foco nos componentes variantes no tempo: curva de carga e geração eólica. Santos (2016) realiza uma avaliação multiárea de sistemas de geração com elevada produção eólica. O objetivo do autor é a análise da adequação do SIN com base nos conceitos de reserva estática e reserva operacional através da avaliação multiárea para sistemas produtores. A simulação é utilizada para analisar e avaliar o impacto das incertezas da produção eólica através de índices de confiabilidade dos subsistemas.

A SMC é extremamente utilizada em análise de riscos financeiros. Salles (2004) faz uma análise de empreendimentos de geração eólica com base em duas metodologias: simulação e séries temporais. Diversos cenários são gerados para se realizar a análise de risco, possibilitando o cálculo do valor esperado de indicadores financeiros, e.g., Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, além de suas distribuições de probabilidade. Outros indicadores, como probabilidade de não remuneração do investimento e potencial de perda do investidor (Value-at-Risk) também são calculados.

A versatilidade é uma das grandes vantagens da SMC, pois esta pode ser utilizada, tanto para análise de confiabilidade, quanto financeira de sistemas elétricos. Assim, este trabalho buscou a união dessas duas áreas de pesquisa. A confiabilidade é contida no processo estatístico relacionado à queda de torres e seu respectivo tempo de reparo, enquanto o aspecto financeiro é representado pela dedução da receita pela PV.

Wazen (2011) realiza um levantamento de dados de torres de linhas de transmissão do estado do Paraná, tanto as que funcionaram normalmente quanto as que caíram. Para cada torre são recolhidas informações referentes ao regime de vento, relevo e aspectos construtivos. A principal contribuição dos dados coletados em campo é a possibilidade de se obter um histórico de torres que sofreram quedas. A partir dessas informações, o autor compara modelos de previsão de queda elaborados por meio de diferentes metodologias: Regressão Logística (RL) e Teoria dos Conjuntos Aproximados (TCA). Conclui-se sobre a maior exatidão da TCA, porém, com taxa de erro superior à RL.

Ainda na linha de pesquisa relacionada a modelos de previsão de quedas de torres, Bissacot (2016) utiliza o banco de dados de Wazen (2011) para elaborar dois modelos de previsão: Regressão Logística e Redes Neurais (RN). Os desempenhos dos métodos são avaliados pela *Receiving Operator Curve* (ROC). Embora as RN apresentem melhor poder de classificação, a diferença entre os métodos não é validada pelo teste de hipótese realizado.

Por fim, tem-se os seguintes trabalhos referentes à Parcela Variável. Em Aquino (2010), avalia-se o impacto do mecanismo da PV na operação do SIN e propõem-se procedimentos para adequar tal atividade ao novo cenário decorrente da aplicação desse mecanismo.

Jesus (2008) faz uma análise sobre como a indisponibilidade de equipamentos é avaliada pela PV por meio de conceitos de confiabilidade. O autor faz uma breve apresentação dos aspectos técnicos e conceitos básicos relacionados ao modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Além disso, é apresentado o cálculo e a origem dos valores da PV e alguns descontentamentos e problemas relacionados aos descontos gerados por esse mecanismo.

Pereira *et.al* (2011) determina um intervalo de manutenção programada da proteção das linhas de transmissão com base em penalidades impostas pela PV. Os autores utilizam a teoria Markoviana em proteção de linhas. Dessa forma, é utilizado um método analítico aproximado e um método analítico exato para cálculo da PV. Como resultado, são gerados dois intervalos de manutenção: o primeiro fornece um maior tempo de disponibilidade da linha de transmissão, e

o segundo é referente a um menor pagamento de PV devido à indisponibilidade ocasionada pela frequência das manutenções.

Conforme apresentado, embora haja pesquisas sobre quedas de torres, nenhum trabalho avaliou a receita em risco devido à indisponibilidade ocasionada por este tipo de evento sob a ótica da PV. A metodologia proposta nesta dissertação, baseada em simulação Monte Carlo cronológica, permite calcular índices de confiabilidade, custos médios e o risco de pagamento de penalidade, além de possibilitar a determinação da distribuição de probabilidade da PV para uma linha de transmissão devido à queda de torres.

1.3 Justificativa

A falha estrutural em linhas de transmissão ocasiona transtornos para os consumidores e as concessionárias. Tendo em vista que a queda de uma estrutura implica diversos custos para a concessionária, uma ferramenta de gestão para estimar a perda de receita devido a quedas torna-se bastante útil.

Como já mencionado, existem diversos trabalhos relacionados à Parcela Variável. No entanto, a grande maioria tem foco em aspectos regulatórios e de operação. Ao se considerarem os transtornos causados pela queda de uma torre, a utilidade de um modelo de estimação de custos para a concessionária reside na capacidade de avaliar o montante de sua receita que está em risco devido à indisponibilidade ocasionada pelas referidas quedas. Essa análise se torna necessária, pois apesar de se tratar de um evento com baixa frequência de ocorrência, as quedas tendem a apresentar um impacto significativo na receita, devido à sua severidade.

1.4 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é complementar os trabalhos: Wazen (2011) e Bissacot (2016) avaliando os efeitos das quedas de torres sobre a PV de uma empresa de transmissão.

De modo a cumprir com o objetivo geral estabelecido, surgem os seguintes objetivos específicos:

- Estimar parâmetros de confiabilidade para as linhas de transmissão estudadas a partir do histórico levantado por trabalhos anteriores;
- Elaborar um algoritmo baseado em SMC cronológica, e implementar seu respectivo programa computacional, considerando o ciclo operacional de uma linha de transmissão;
- Propor índices de desempenho referentes às quedas de torre de linhas de transmissão;
- Aplicar o programa computacional em sistemas reais e fazer análises de sensibilidade da PV em relação aos limites estipulados na legislação.

1.5 Estrutura do Trabalho

Com a finalidade de facilitar a leitura e melhorar a organização, esta dissertação é dividida em cinco capítulos brevemente descritos a seguir.

No Capítulo 1 apresenta-se a introdução ao tema do trabalho, tratando de falhas estruturais em linhas de transmissão e mineração de dados. Em seguida, são abordadas as bases da legislação da Parcela Variável e simulação Monte Carlo. Apresenta-se o desenvolvimento histórico do tema, a justificativa do trabalho e os objetivos gerais e específicos.

No Capítulo 2 tem-se a fundamentação teórica, começando com uma revisão bibliográfica sobre a legislação das penalizações decorrentes dos desligamentos previstos e não previstos, e como a Parcela Variável responsabiliza a concessionária pela indisponibilidade de seus equipamentos. Além disso, são abordados tópicos da teoria da confiabilidade de sistemas elétricos: taxa de falha, processos de Markov, níveis hierárquicos, índices de desempenho e comparação entre métodos analíticos e de simulação.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia proposta. É feita uma introdução, seguida de uma descrição geral do objeto de estudo. Nesse capítulo, é feito um detalhamento dos índices de desempenho propostos e o algoritmo da simulação Monte Carlo para o funcionamento e quedas da linha estudada.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos. São mostrados o sistema estudado (linha de transmissão) e as informações obtidas pela aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior. Os resultados das análises para diversas linhas são comparados entre si, buscando ressaltar as semelhanças e diferenças entre as linhas estudadas. Apresenta-se uma análise de sensibilidade, para mostrar o comportamento do valor desembolsado pela concessionária em função dos parâmetros estabelecidos pela legislação. A contribuição dessa análise é mostrar que os aspectos legislativos são tão importantes quanto os operacionais das empresas transmissoras.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões gerais desta dissertação e algumas sugestões de pesquisa para complementar este trabalho e continuar contribuindo para o estudo de confiabilidade em linhas de transmissão.

Capítulo 2

Revisão Teórica

2.1 Legislação Regulatória

A REGULAMENTAÇÃO energética brasileira teve início em 1933 com a reorganização do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, com a criação da Diretoria de Águas, posteriormente transformada no Serviço de Águas. No ano seguinte, surgiu o Departamento Nacional da Produção Mineral, englobando o Serviço de Águas devido à Reforma Juarez Távora. No ano de 1939, por meio do Decreto-lei nº 1.285, há a criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), um órgão de consulta, orientação e controle da utilização dos recursos hidráulicos e de energia elétrica, subordinado à Presidência de República e com extensão de atuação em todo o território nacional (ANEEL, 2019).

Em 1960, por meio da Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, criou-se o Ministério das Minas e Energia, subordinando o CNAEE ao Ministério. Passados 5 anos da criação do ministério, a divisão de águas (antigo Serviço de Águas) foi transformada no Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE). A existência simultânea do CNAEE e DNAE causou diversas dificuldades na política energética nacional devido à presença de dois órgãos com finalidade análoga, porém, não havia na legislação uma divisão clara e objetiva das competências de cada um. O Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968, aprovou a estrutura básica do Ministério das Minas e Energia, esse decreto fez com que o DNAE absorvesse as funções do CNAEE, sendo essa absorção acabada apenas no ano seguinte. Por fim, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia de regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Constituída a agência, com a publicação de seu Regimento Interno, consolidado apenas em 1997, extinguiu-se o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (ANEEL, 2019).

Conforme pode ser verificado, antes da criação da ANEEL, o setor de energia elétrica era extremamente verticalizado e um pouco confuso, pois as atribuições legais de cada órgão não eram claras, chegando ao ponto de ocorrerem conflitos entre as entidades.

Atualmente, a ANEEL é a principal responsável pela regulamentação do Sistema Interligado Nacional, cabendo a ela estabelecer os critérios e condições às quais todos os participantes do SIN devem atender e estipular as sanções para aqueles que descumprirem com a norma vigente. De acordo com Almeida (2010), a regulamentação dos serviços de energia elétrica visa a estabelecer as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração de energia elétrica e os aproveitamentos energéticos. Nas regulamentações são definidos padrões de qualidade, custo, atendimento e segurança dos serviços com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações. A regulamentação também atualiza as condições de exploração dos serviços de energia elétrica, em decorrência das alterações verificadas na legislação específica e geral, a fim de promover o uso eficiente da energia elétrica e manter a livre competição no mercado energético.

Na conjectura desverticalizada atual do modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, torna-se importante regular a qualidade do serviço em cada segmento para a definição da responsabilidade de cada agente dentro da cadeia global de energia elétrica, de forma a garantir ao consumidor final o produto de forma ininterrupta e dentro dos padrões desejados (FILHO, 2008).

Dentre os segmentos citados anteriormente, o transporte de energia elétrica entre usinas geradoras e os centros consumidores é efetuado pelo sistema de transmissão por meio de uma combinação de diversos equipamentos. Essa combinação é a base das linhas de transmissão e subestações, elementos essenciais de um sistema de transmissão, responsáveis pelo balanço instantâneo de produção e consumo de energia elétrica. Linhas de transmissão e subestações são ativos com elevados custos fixos irrecuperáveis e que exigem um longo prazo de maturação do investimento. Portanto, há necessidade de um mecanismo de regulação econômica capaz de simular as condições de um mercado competitivo (PESSANHA *et al.*, 2010).

De acordo com Filho (2008), o serviço público de transmissão, composto pela Rede Básica, teve sua qualidade associada à sua disponibilidade e capacidade plena contratada, sendo utilizado um mecanismo de incentivo que associa a remuneração das concessionárias do segmento ao desempenho aferido de suas instalações. Tal mecanismo, denominado Parcela Variável, consiste em uma série de deduções sobre as remunerações mensais das concessionárias de transmissão, distinguindo-se quanto ao tipo de evento o qual o desconto remete.

A Resolução Normativa nº 67 (ANEEL, 2008) define a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional em:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV;
- Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de Julho de 2004.

A mesma resolução define que os seguintes itens não integram a Rede Básica e os classifica como “Demais Instalações de Transmissão”:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo ou compartilhado de centrais geradoras, ou de consumidor, em caráter exclusivo.
- Interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica.
- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

A regulação econômica da transmissão se dá pelo controle da receita das transmissoras. Os ativos de transmissão são remunerados pelas suas disponibilidades e utilização das suas capacidades operativas, cada instalação tem direito a uma Receita Anual Permitida (RAP), determinada pela ANEEL (PESSANHA *et al.*, 2010).

Segundo ANEEL (2015), a Receita Anual Permitida é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço público de transmissão aos usuários. Para as transmissoras que foram licitadas, a RAP é obtida como resultado do próprio leilão de transmissão, e é paga às transmissoras, a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada quatro ou cinco anos, nos termos dos contratos de concessão. Para as transmissoras que tiveram o seu contrato de concessão renovado, a RAP foi calculada com base nos custos de Operação e Manutenção, conforme estabelece a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Carvalho (2011) afirma que o recebimento da RAP referente às instalações da Rede Básica das empresas transmissoras, os usuários pagam encargos pelo uso do sistema de transmissão, por meio de tarifas de uso e montantes de uso contratados. A cada mês o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) faz a contabilização desses encargos e emite notificações de débito ou crédito às transmissoras. As tarifas são fixadas pela ANEEL, de forma que os encargos cobrados dos usuários cubram a receita de todas as concessionárias de transmissão.

A tarifa em questão recebe o nome de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), sendo seus termos e respaldo legal consolidados na Resolução Normativa nº 67 (ANEEL, 2008). Essa resolução garante o recebimento por partes das empresas transmissoras ao estipular a TUST, tarifa que é constituída por duas componentes:

- TUST_RB: Aplicável aos usuários do SIN. É calculada levando em conta as parcelas da RAP associada a determinadas instalações;
- TUST_FR: Obtida a partir do rateio das parcelas da RAP, associadas às instalações estipuladas pela resolução, por meio dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados pelos usuários.

Segundo Almeida (2010), nos anexos de cada Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST) das concessionárias constam as instalações de transmissão com seus respectivos valores de Pagamento Base (PB), que equivale ao duodécimo de sua RAP. O Pagamento Base refere-se à disponibilização

pela da própria instalação, estando sujeito a desconto, em base mensal, decorrente do serviço não prestado. O desconto é a Parcela Variável (PV).

2.2 Parcela Variável

2.2.1 Conceituação Geral

A Parcela Variável (PV), definida pela Resolução Normativa nº 270 (ANEEL, 2007), e revisada pela Resolução Normativa nº 782 (ANEEL, 2017), consiste no desconto incidente sobre a remuneração das concessionárias, devido à indisponibilidade verificada em suas instalações de transmissão. Este instrumento foi criado com o intuito de apurar a qualidade do serviço prestado e incentivar sua melhoria, vinculando a remuneração das empresas à confiabilidade de seus equipamentos (JESUS, 2008).

Meyberg (2013) afirma que embora a resolução defina a Parcela Variável composta por apenas duas deduções, i.e., Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e Parcela Variável por Restrição Operativa Temporária (PVRO), as demais deduções pela resolução estabelecidas como “desconto sobre o Pagamento Base”, são tratadas no Submódulo nº 15.12 dos Procedimentos de Rede, revisão nº 2, como integrantes da Parcela Variável. Considerando tais descontos de forma semelhante ao documento citado, são componentes da Parcela Variável as seguintes deduções:

- Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI);
- Parcela Variável devido a Restrições Operativas Temporárias (PVRO);
- Parcela Variável devido a Atraso de Entrada em Operação de Novas Funções Transmissão (PVAR);
- Parcela Variável devido a Cancelamento de Intervenções Previamente Aprovadas (PVCi);
- Parcela Variável devido à utilização de Equipamento Reserva (PVR);

De acordo com Silva (2016), para realizar a apuração das indisponibilidades e constatar o serviço prestado pelas transmissoras, foi necessária inicialmente a definição da forma como as instalações de transmissão seriam consi-

deradas indisponíveis. Essa condição foi definida com a determinação das Funções Transmissão (FT) dos ativos de transmissão, através da Resolução Normativa da ANEEL nº 191/2005.

A Resolução Normativa nº 191 (ANEEL, 2005) estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, componentes do Sistema Interligado Nacional, bem como define as Funções Transmissão e os respectivos Pagamentos Base.

TABELA 2.1 – FUNÇÕES TRANSMISSÃO

FT – FUNÇÃO TRANSMISSÃO	EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
LT – Linha De Transmissão	Linha de transmissão	Equipamentos das entradas de LT, reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal
TR – Transformação	Transformador de potência e conversor de frequência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao
CR – Controle Reativo	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal
MG – Módulo Geral	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal

	empresamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água e esgoto, canalatas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	
--	---	--

Fonte: (ANEEL, 2005)

As funções transmissão são definidas como instalações de transmissão agrupadas em conjuntos funcionais, contemplando o equipamento principal e os equipamentos complementares. No caso específico de uma linha de transmissão, a FT compreende a própria linha de transmissão como componente principal, e reatores e capacitores de compensação como componentes complementares. A Tabela 2.1 consiste em um resumo de cada FT considerada com seus respectivos equipamentos principais e complementares.

2.2.2 Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI)

A Resolução Normativa nº 782 (ANEEL, 2017) define a Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) como a parcela a ser deduzida do pagamento base de uma função transmissão por desligamento programado ou outros desligamentos. O desligamento programado é a indisponibilidade de FT, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede, enquanto os outros desligamentos são quaisquer indisponibilidades de FT não consideradas como desligamento programado.

A qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica será medida com base na disponibilidade e na capacidade operativa das instalações de transmissão, devendo o período da indisponibilidade e o período e a magnitude da restrição da capacidade operativa serem apurados pelo ONS para cada evento com duração igual ou superior a 1 minuto, sem prejuízo da aplicação das

penalidades previstas na Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004 (ANEEL, 2016).

O evento de interesse, queda de torre, é penalizado pela PVI, que de acordo com Almeida (2010) consiste de descontos decorrentes de desligamentos de responsabilidade da concessionária, sendo estes planejados ou não. O método de cálculo estabelecido em norma para a PVI é representado por:

$$PVI = \frac{PB}{24 \times 60 \times D} \left[K_p \sum_{i=1}^{N_p} PADP_i + \sum_{j=1}^{N_o} (K_{o_j} \times PAOD_j) \right] \quad (2.1)$$

na qual, D é o número de dias do mês analisado; $PADP_i$ corresponde ao período associado ao desligamento programado “i” em minutos; $PAOD_j$ é o período associado aos outros desligamentos em minutos; N_p e N_o são, respectivamente, os números de desligamentos programados e outros desligamentos no mês, e, finalmente; K_p e K_{o_j} são fatores multiplicadores para cada tipo de desligamento, obtidos de acordo com a FT do equipamento analisado.

Os coeficientes K_p e K_o da equação anterior são estipulados por norma e seu valor varia de acordo com a FT considerada e características físicas, tais como a extensão da linha, sua tensão de operação e composição. Tais valores foram sintetizados e apresentados por meio de uma tabela anexa à Resolução Normativa nº 729 de 2016. A Tabela 2.2 apresenta os referidos valores.

TABELA 2.2 – PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS E FATORES K_p E K_o

FT	Família de FT	Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (desl./ano)	Fator Ko	Fator Kp	
MG	(*)	não possui	150	10	
LT	≤ 5km(*)	1	150	10	
	>5km e ≤50Km(*)	1			
	>50km - 230kV	3			
	345kV	2			
	440kV	2			
	500kV	2			
	750kV	3			
	Cabo Isolado(*)	não possui	50	2,5	
TR	Trifásico (*)	1	50	5,0	
	≤345kV	1	150	10	
	>345kV	1			
CR	REA	≤345kV	150	10	
		>345kV			1
	CRE	(*)	3	150	7,5
	CSI	(*)	3	50	2,5
	BC	(*)	3	100	5,0
	CSE	(*)	3	150	7,5

(*) Qualquer nível de tensão.

Fonte: (ANEEL, 2017)

Nesta tabela, tem-se:

- LT – Linha de Transmissão;
- TR – Transformador;
- CR – Controle de Reativo;
- REA – Reator;
- CRE – Compensador Estático;
- CSI – Compensador Síncrono;
- BC – Banco de Capacitores;
- CSE – Compensador Série.

Os valores da tabela foram obtidos por meio de estudos estatísticos realizados no banco de dados do ONS para outros desligamentos, de 1994 a 2001, e no banco de dados do Centro Nacional de Operação do Sistema Elétrico (CNOS) para desligamentos programados e outros desligamentos. Os fatores K_p e K_o foram estimados com base no impacto da PVI nas receitas da FT, variando-se esses fatores até encontrar um valor de redução na receita que se julgasse ter baixo impacto financeiro para a concessionária (BARBOSA, 2009).

No cálculo da PVI das FT, existem algumas condições e limites importantes estipulados pela regulamentação do setor. De acordo com Barbosa (2009), não serão consideradas, para desconto da PVI, as seguintes situações:

- Desligamento para amplificação, reforço e melhorias, excetuadas aquelas definidas no inciso III do art. 3º da Resolução Normativa nº 158/2005, desde que conste do programa mensal de intervenção definido nos Procedimentos de Rede do ONS;
- Desligamento solicitado pelo ONS ou pela concessionária de transmissão por motivos de segurança de terceiros, para realização de serviços ou obras de utilidade pública, e desligamento solicitado pelo ONS por conveniência operativa do sistema;
- Desligamento devido à contingência em outra FT, da própria ou de outra concessionária de transmissão, ou em instalações não integrantes da Rede Básica, excetuados os casos de atuação indevida da proteção e/ou da própria concessionária de transmissão;
- Desligamento por atuação de esquemas especiais de proteção ou por motivos sistêmicos, excetuados os casos expostos no item anterior.
- Desligamento já iniciado e suspenso por orientação do ONS, em decorrência da necessidade de atendimento à segurança e integridade do sistema elétrico;
- Desligamento ocasionado por ação indevida do ONS;
- Desligamento por falha na FT em decorrência da alteração no Programa Mensal de Intervenção, de responsabilidade do ONS, com base nos critérios definidos nos Procedimentos de Rede;
- Desligamento com duração inferior a 1 minuto;
- O período de até 3 horas iniciais de indisponibilidade de uma FT – transformação e controle reativo (reator), por falha interna ao equipamento principal da FT, desde que seja substituído por equipamento reserva.
- O período de até 120 (cento e vinte) horas iniciais de indisponibilidade de FT – linha de transmissão – cabo isolado, por falha permanente ocorrida na FT contendo trechos em cabo diretamente enterrado, podendo ser aplicado um período adicional em casos onde a intervenção nos cabos esteja

condicionada a atendimento de exigências de órgãos públicos e/ou remanejamento de instalações de terceiros, mediante comprovação pela concessionária por meio de relatório técnico.

- O período necessário ao religamento manual de uma FT – linha de transmissão, nos termos das rotinas de recomposição do sistema presente nos Procedimentos de Rede, com o dispositivo de religamento automático desativado ou não instalado devido a restrições sistêmicas ou por determinação do ONS.

Como o objetivo deste estudo consiste na determinação da contribuição das quedas de torres para a PVI, apenas a segunda parcela de (2.1) será considerada. Neste ponto, algumas observações devem ser feitas com base na Resolução Normativa nº 729 (ANEEL, 2016):

- Há tolerâncias ao contabilizar o PAOD de uma falha. No caso de linhas de circuito simples, a tolerância é de 50 horas, sendo 20 horas para a localização do defeito e 40 horas para o reparo da estrutura. Para linhas de circuito duplo, a tolerância é de 70 horas, i.e. 20 horas para localização e 50 horas para reparo. Assim, apenas falhas com duração superior à tolerância implicarão em penalizações;
- Para desligamentos não programados, o fator K_o é substituído por K_p a partir do 300º minuto de penalização;

Por fim, ressalta-se que valor a ser descontado do Pagamento Base da empresa concessionária de transmissão possui limites com a finalidade de não se penalizar a empresa de maneira exagerada. De acordo com o Procedimento de Redes – Submódulo 15.12 (ONS, 2010) a soma da PVI e a PVRO está condicionada a limites que são descritos a seguir:

- O desconto referente à soma dos valores da PVI e da PVRO de cada FT, dentro do mês de apuração, estará limitado a 50% do valor do PB da FT, deslocando-se para os meses subsequentes o saldo que restar.
- Para o período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, incluindo este, estará limitado a 25% do somatório dos PB da FT no mesmo período.

- O desconto referente aos valores das PVI e das PVRO de todas as FT de uma concessão, no período contínuo de doze meses anteriores ao da apuração, estará limitado a 12,5% do valor da Receita Anual Permitida – RAP da concessão, correspondente ao mesmo período.

2.2.3 Parcela Variável Devido a Restrições Operativas Temporárias (PVRO)

De acordo com a Resolução Normativa nº 729 (ANEEL, 2016), a PVRO é a parcela a ser reduzida do PB de uma FT por redução da capacidade operativa da mesma. Na aplicação da PVRO, o ONS deverá estabelecer os valores das restrições de curta e longa duração, devendo ser atribuído o valor de 100% para o caso de haver risco ou ocorrência de queimada ou incêndio florestal que resulte na impossibilidade do uso de FT disponível. Caso ocorra queimada ou incêndio florestal em áreas que não estejam sob responsabilidade da concessionária de transmissão, ela poderá requerer ao ONS uma nova contabilização da PVI ou da PVRO correspondente, apresentando as respectivas comprovações das ações adotadas nas áreas sob sua responsabilidade.

A resolução também estabelece a metodologia de cálculo para PVRO:

$$PVRO = \frac{PB}{24 \times 60 \times D} \times \left[\sum_{i=1}^{NRL} (ROL_i \times DROL_i) + \sum_{c=1}^{NRC} (ROC_c \times DROC_c) \right] \quad (2.2)$$

Em (2.2), tem-se D sendo o número de dias do mês da ocorrência, ROL é a redução proporcional da capacidade operativa de longa duração e DROL é a duração dessa restrição, em minutos, para a FT submetida à restrição. Os termos ROC e DROC são similares aos anteriormente explanados, porém, são referentes às reduções de curta duração. Por fim, tem-se que *NRL* é o número de restrições operativas de longa duração e *NRC* as de curta duração.

Destaca-se que caso haja necessidade de desligamento da linha para intervenção, sendo essa intervenção aprovada pelo ONS, não há apuração de restrição operativa a partir do desligamento da FT. Porém, caso a intervenção ocorra em uma data diferente daquela aprovada pelo ONS, haverá contabiliza-

ção por restrição operativa. Tais restrições, de curta ou longa duração, são calculadas em função das capacidades estabelecidas no CPST da seguinte maneira (SILVA, 2016):

$$RO(\%) = 100 \times \left(1 - \frac{\text{Capacidade Temporária}}{\text{Capacidade Contratada}} \right) \quad (2.3)$$

2.2.4 Parcela Variável devido a Atraso de Entrada em Operação de Novas FT (PVAR)

Como o próprio nome sugere, esse desconto de receita recai sobre as novas FT que entrarem em operação comercialmente em data posterior àquela estabelecida. A Resolução nº 63 (ANEEL, 2004) prevê os procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais. Essa resolução já estabelece penalizações por atraso por entrada em operação comercial. Porém, ainda há o desconto pela PVAR estabelecido pela Resolução nº 782.

A Resolução Normativa nº 782 (ANEEL, 2017) define como atraso em entrada de operação: período de indisponibilidade compreendido entre a zero hora do dia seguinte ao estabelecido para entrada em operação comercial de uma nova Função Transmissão – FT e o início de sua operação comercial.

O cálculo da PVAR foi estabelecido pela Resolução Normativa nº 270 (ANEEL, 2007) como a dedução do Pagamento Base baseada na proporção do tempo em que ocorreu a indisponibilidade do serviço devido ao atrasado da entrada em operação da FT. O documento Procedimentos de Rede – Submódulo 15.12 (ONS, 2010) estabelece os seguintes critérios para o cálculo da PVAR:

- i. O desconto no PB somente incidirá sobre atraso de FT novas, sejam integrantes de concessões licitadas ou não;
- ii. O período de atraso será apurado em base mensal, limitado em 90 (noventa) dias para efeito de desconto;
- iii. O valor por dia de atraso nos primeiros 30 (trinta) dias corresponderá ao valor “pro rata-dia” do PB da FT;

- iv. O valor por dia de atraso no período entre o 31^o (trigésimo primeiro) dia e o 90^o (nonagésimo) dia, corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor “pro rata-dia” do PB da FT;
- v. O valor total do desconto será aplicado após o primeiro mês da entrada em operação da FT e rateado nos quatro meses subsequentes.

O valor da PVAR total a ser descontado de uma concessionária de transmissão será o somatório dos descontos para cada FT, calculados, conforme os critérios citados.

De acordo com o noticiado por Montenegro (2016), uma das principais causas pelos atrasos em entrada de operação das transmissoras consiste no atraso de obras. As empresas argumentam dificuldades no tratamento com órgãos ambientais, questões relacionadas ao traçado de linhas e problemas nas negociações para a formalização de contratos de compartilhamento de instalações.

Nesse ponto, todas as obras de transmissão outorgadas pela ANEEL são acompanhadas e fiscalizadas, quando necessário, pela equipe técnica da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), quanto ao cumprimento dos cronogramas, como também nos aspectos de conformidade técnica. Apesar de todo o esforço de fiscalização ainda se verifica uma grande quantidade de atrasos na implantação de empreendimentos (NETO, 2009).

As figuras 2.1 e 2.2 apresentam, respectivamente, o percentual de obras de linhas de transmissão concluídas dentro do prazo, concluídas com atraso, entregues com antecedência e não concluídas. Na figura 2.2, são mostrados os dados relativos aos tempos de atraso nas obras.

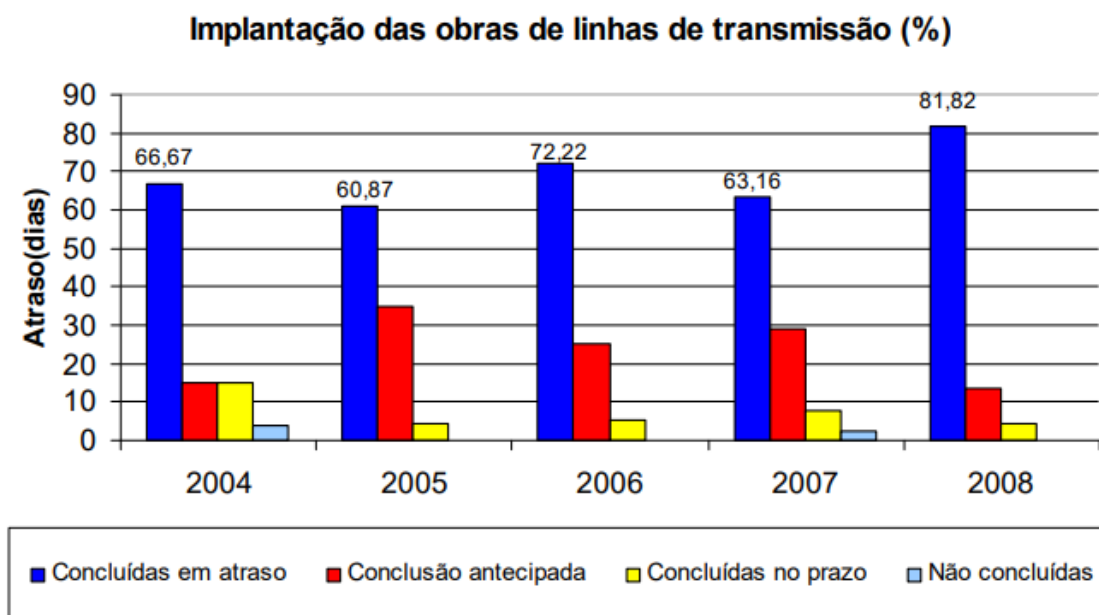


Figura 2.1 – Atrasos na implantação de obras. Fonte: ANEEL

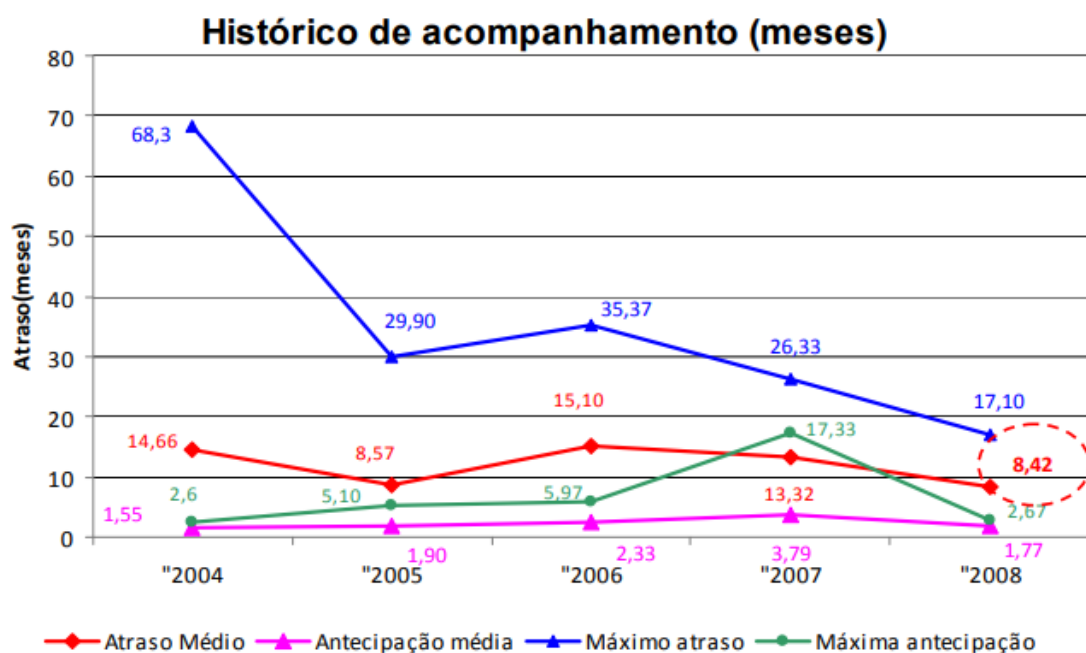


Figura 2.2 – Histórico de acompanhamento de obras. Fonte: ANEEL

2.2.5 Parcela Variável devido ao Cancelamento de Intervenções Previamente Agendadas (PVCI)

Esse desconto incide sobre as concessionárias que solicitam junto ao ONS a necessidade de intervenção em sua Rede de Operação. Os detalhes e

prazos dessas solicitações estão definidos no Submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2017).

A Resolução Normativa nº 729 (ANEEL, 2016) sofreu uma alteração pela Resolução Normativa nº 782 (ANEEL, 2017) na metodologia do cálculo da PVCI. A nova resolução define que o cancelamento pela concessionária de transmissão da programação de desligamento de uma FT previamente aprovada pelo ONS, com antecedência inferior a 5 (cinco) dias em relação à data prevista, implicará desconto equivalente a 20% (vinte por cento) do período programado.

De acordo com Silva (2016), o cancelamento de uma intervenção fora dos prazos mínimos, exceto se a concessionária descrever previamente a possibilidade de cancelamento na solicitação de intervenção, implica a consideração do fator correspondente ao desligamento programado da FT, i.e., K_p . O valor da PVCI pode ser calculado por:

$$PVCI = \frac{PB}{1440 \times D} \times K_p \times \left[\sum_{i=1}^{NPC} 0,2 \times DVDPC_i \right] \quad (2.4)$$

Em (2.4), tem-se PB como o pagamento base (duodécimo da RAP), D o número de dias do mês da ocorrência, K_p o fator de desligamento programado, NPC o número de intervenções programadas canceladas de uma FT ao longo do mês e $DVDPC_i$ o somatório da duração, em minutos, dos desligamentos programados de uma FT que foram cancelados no mês.

Por fim, ressalta-se que o ONS poderá não aplicar o desconto por meio da PVCI em desligamentos com prazo inferior ao descrito anteriormente, desde que a concessionária encaminhe um relatório técnico demonstrando que a razão do cancelamento ocorreu devido aos seguintes motivos: condições climáticas adversas e necessidade de atendimento de urgências, emergências e/ou perturbações no sistema (ANEEL, 2016).

2.2.6 Parcela Variável devido à Utilização de Equipamento Reserva (PVR)

O Submódulo 15.6 dos Procedimentos de Rede tem como objetivo estabelecer as premissas, diretrizes, requisitos e responsabilidades para apuração

das indisponibilidades, das restrições da capacidade operativa, dos cancelamentos de intervenções, dos períodos de indisponibilidade de equipamentos reservas remunerados, dos períodos de indisponibilidade de equipamento substituído por equipamento reserva remunerado e das sobrecargas verificadas nas instalações de transmissão da Rede Básica e das Interligações Internacionais, com a finalidade de subsidiar a apuração mensal de serviços e encargos de transmissão quanto a aplicação da Parcela Variável devido a indisponibilidade de equipamento reserva remunerado e aos períodos de indisponibilidade de equipamento substituído por equipamento reserva remunerado pertencente às instalações de transmissão da Rede Básica e das Interligações Internacionais. (ONS, 2017)

Segundo Silva (2016), os equipamentos caracterizados como reserva são cadastrados no CPST e recebem PB em função de sua disponibilidade ao sistema, ou seja, os equipamentos reservas são classificados como pertencentes a uma FT. O cálculo do desconto não utiliza nenhum fator multiplicador (K_o e K_p). A penalização ocorre somente sobre o período de utilização do equipamento reserva, ou seja, a PVR consiste da suspensão do PB durante o tempo em que o equipamento reserva apresenta-se em operação. O valor da PVR é calculado por:

$$PVR = \frac{PB}{1440 \times D} \times \sum_{i=1}^{NUR} DUR_i(x) \quad (2.5)$$

A equação (2.5) apresenta fatores que já foram explicados nos outros tópicos desse trabalho. A diferença reside nos termos: NUR, o número de eventos em que houve a utilização de um equipamento reserva remunerado e DUR_i , a respectiva duração do período de operação do equipamento reserva.

2.3 Teoria da Confiabilidade

2.3.1 Introdução

Segundo Gnedenko e Ushakov (1995) a confiabilidade é uma aquisição do século XX. Ela surgiu devido ao fato de que vários equipamentos e sistemas técnicos começaram a realizar importantes funções industriais e militares, sendo

útil também para a segurança das pessoas e seus bens. A teoria da confiabilidade foi desenvolvida, inicialmente, para atender as necessidades da engenharia militar, com o surgimento dos primeiros sistemas complexos. Tais sistemas possuem componentes relativamente confiáveis, porém seu grande número gera uma confiabilidade baixa. Dessa forma, foi desenvolvida uma disciplina matemática aplicada, especializada nessa área, que permitiu um avanço nos índices de confiabilidade na fase de concepção, que serviu de base para melhoria em manutenção e para estimar a confiabilidade através de testes ou exploração especial.

Sistemas de potência utilizam-se da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para suprir as necessidades de seus consumidores. Para isso, é interessante que esse sistema opere a altos níveis de confiabilidade, garantindo um funcionamento quase contínuo.

Qualquer sistema de potência está sujeito a falhas em seus equipamentos, que na maioria das vezes não podem ser previstas. Estas falhas podem comprometer a operação do sistema de potência a ponto de inviabilizar o fornecimento de energia aos consumidores finais. Entretanto, por meio da análise de índices probabilísticos do sistema, combinados com um julgamento próprio e por critérios de decisão pré-estabelecidos, é possível buscar soluções adequadas para contornar estas falhas, de forma a minimizar o risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

2.3.2 Níveis Hierárquicos

Atualmente, a maioria dos sistemas elétricos de potência é de grande porte, altamente integrada e, por isso, complexa. Devido a estas características, avaliar a confiabilidade torna-se uma tarefa ambiciosa que requer o desenvolvimento de um modelo complexo que demandaria elevados esforço e tempo computacional para a sua resolução. Por isso, as avaliações de confiabilidade são realizadas separadamente para cada zona funcional deste sistema.

As principais zonas funcionais de um sistema elétrico de potência são geração, transmissão e distribuição. A combinação destas zonas produz os níveis hierárquicos (NH) ilustrados na Figura 2.3.

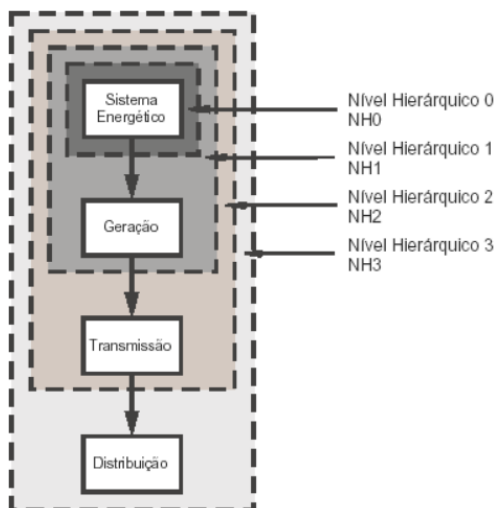


Figura 2.3 – Níveis Hierárquicos. Fonte: Cassula et al.(2003)

De acordo com Dias (2008), os níveis hierárquicos para análises de confiabilidade podem ser divididos em:

1. Nível Hierárquico 1 (NH1): Abrange os estudos de confiabilidade ligado à geração de energia.
2. Nível Hierárquico 2 (NH2): Abrange os estudos de confiabilidade ligados a transmissão e geração de energia.
3. Nível Hierárquico 3 (NH3): Abrange os estudos de confiabilidade ligados a distribuição, transmissão e geração de energia.

O nível hierárquico mais básico é o zero (NH0). Estudos que envolvem este nível realizam análises de confiabilidade de fontes primárias de energia (SCHILLING e NASSER, 1995).

Ao se analisar o NH1 tem-se a preocupação com a capacidade de geração do sistema de atender à demanda de carga, considerando as fontes primárias totalmente confiáveis. Nesse nível hierárquico, dois tipos de estudo são realizados com mais frequência: Confiabilidade da capacidade de geração e Confiabilidade de sistemas interligados. Nos estudos realizados no Nível Hierárquico 2, o modelo do sistema utilizado no NH1 é estendido para considerar a rede de transmissão em cada área e a sua capacidade de transportar energia aos pontos. Esses estudos recebem o nome de avaliação da confiabilidade composta de geração e transmissão. Por fim, o NH3 engloba as três zonas funcionais de um

sistema de potência. Porém, esse tipo de análise é muito complexo, sendo avaliado apenas o sistema de distribuição. (JUSTINO, 2009)

2.3.3 Processos de Markov

Um processo estocástico é definido como uma coleção de variáveis aleatórias $X(t)$ indexadas por um parâmetro t pertencente a um conjunto T . Processos Estocásticos são frequentemente utilizados para descrever um sistema operando por algum período de tempo, ou seja, a variável aleatória $X(t)$ representa o estado do sistema no tempo. Dessa forma, pode-se afirmar que $X(t)$ é definida em um espaço denominado Espaço de Estados. Os Processos Estocásticos podem ser classificados como (NOGUEIRA, 2009):

a) Em relação ao Estado:

- Estado Discreto (cadeia): $X(t)$ é um conjunto enumerável e finito.
- Estado Contínuo (Sequência): $X(t)$ caso contrário.

b) Em relação ao Tempo:

- Tempo Discreto: t é finito ou numerável
- Tempo Contínuo: t caso contrário

Dentro os vários tipos de Processos Estocásticos, um dos mais importantes para a teoria da confiabilidade é o Processo de Markov. Bressan (2019) define o Processo Markoviano como *memoryless process* (processo “sem memória”), visto que em processos desse tipo o próximo estado do sistema depende apenas do estado atual. Ressaltam-se as seguintes propriedades dos processos sem memória: As informações de estados passados e o tempo que o processo está no estado atual são irrelevantes. Tais processos são matematicamente representados por:

$$P[X(t_{k+1}) = x_{k+1} | X(t_k) = x_k, \dots, X(t_0) = x_0] = P[X(t_{k+1}) = x_{k+1} | X(t_k) = x_k] \quad (2.6)$$

Em (2.6), o termo $P[X(t_{k+1}) = x_{k+1} | X(t_k) = x_k]$ é chamado de probabilidade de transição, pois indica a probabilidade de um sistema que no instante t_k encontrava-se no estado x_k ir para um estado x_{k+1} em um instante t_{k+1} . Quando a variável aleatória $X(t)$ é restrita a um espaço de estados discreto, os Processos de

Markov que apresentam essas características recebem o nome especial de Cadeias de Markov. (ZIBETTI, 2019)

Segundo Hoyos (1980), a parte mais importante ao se construir uma Cadeia de Markov está na definição dos estados do sistema e na elaboração da Matriz de Transição Probabilística. Para um sistema composto por n componentes (geradores, linhas de transmissão, transformadores e cargas), cada componente pode ser encontrado em um estado de funcionamento, falhado ou funcionando, enquanto a carga pode ser leve, média ou pesada. Dessa forma o estado de um sistema potência é representado pelo vetor X (RIBEIRO, 2005):

$$X = (x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (2.7)$$

Em (2.7), X é o vetor de estados dos n componentes do sistema e x_i representa o estado do componente i do sistema. O conjunto de todos os vetores X possíveis, sendo esse número de combinações, finito ou não, consiste no espaço de estados. Conforme mencionado anteriormente, caso esse número de combinações seja finito, o sistema é uma cadeia de Markov.

Considerando-se o sistema em um estado inicial i e outro estado j para o qual o sistema pode ser encontrado após um tempo, define-se p_{ij} como a probabilidade do sistema sair de seu estado inicial i e ir para o estado j depois de um intervalo de tempo Δt . Dessa forma, a probabilidade do sistema estudado permanecer no estado inicial é representada por p_{ii} .

Ressalta-se que a partir de um estado inicial, o objeto de estudo pode ter mais de um estado como opção para se transitar após um intervalo de tempo. Sendo assim, o conceito de Matriz de Transição Estocástica toma importância como uma ferramenta de cálculo das chances de se encontrar o sistema em determinado estado, permitindo uma sintetização e melhor visualização das informações do sistema. O exemplo a seguir, retirado de Bressan (2019).

Exemplo – Matriz de Transição Estocástica

Considere o clima em uma certa área, com as condições climáticas Sol, Nublado e Chuva. O Diagrama representado pela Figura 2.4 mostra em suas setas a probabilidade do sistema (condição climática) mudar de estado ao se considerar o intervalo de tempo de 1 dia.

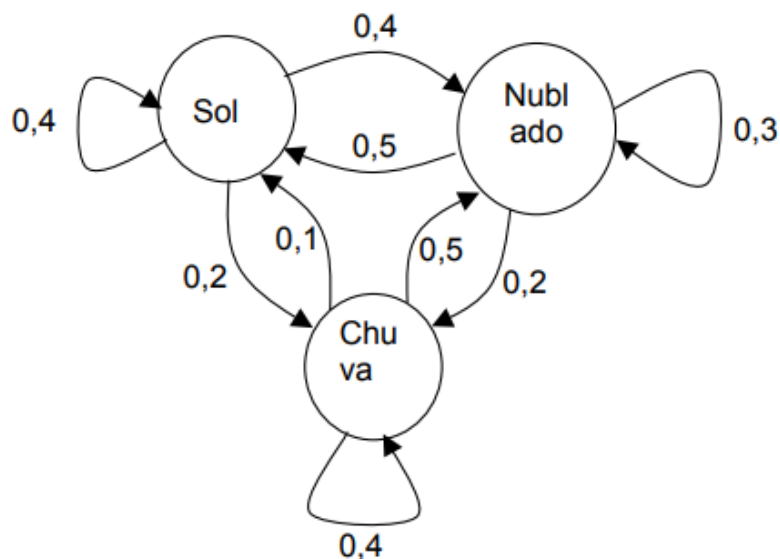


Figura 2.4 – Diagrama das condições climáticas. Fonte: Bressan (2019)

Na Figura 3, existem 3 estados possíveis para a condição climática. O primeiro passo para se construir a matriz é a enumeração dos estados. Neste exemplo optou-se por considerar o estado 1 como dia ensolarado, 2 como dia nublado e 3 como dia de chuva. Ressalta-se que não há obrigatoriedade de que todos os estados estejam interligados, i.e, na prática pode haver sistemas em não existe a possibilidade de um estado ir para outro (probabilidade de transição nula). Utilizando os conceitos de Probabilidade de Transição e considerando a probabilidade do sistema ficar no estado atual, torna-se possível elaborar a Matriz de Transição Probabilística para o exemplo:

$$P = \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0,4 & 0,4 & 0,2 \\ \hline 0,5 & 0,3 & 0,2 \\ \hline 0,1 & 0,5 & 0,4 \\ \hline \end{array} \quad (2.8)$$

A primeira propriedade observada em (2.8) é que a soma dos elementos de uma mesma linha é sempre igual a 1. Isso ocorre devido ao fato de todas as possibilidades de estado do sistema estarem contidas em cada linha. Outra propriedade está na capacidade de facilitar a interpretação das probabilidades, bastando conhecer o estado inicial. Considerando, por exemplo, um dia nublado, há 50% de chance do próximo dia ser ensolarado (p_{21}), 20% de chance de se ter um dia chuvoso (p_{23}), e 30% de chance de não ocorrer mudança climática, tendo, portanto, outro dia nublado (p_{22}).

Para a análise de confiabilidade de sistemas elétricos de potência, normalmente são considerados 2 estados para um componente i : Em operação ($x_i = 1$) e falhado ($x_i = 0$). (RIBEIRO, 2005) De acordo com Costa (2017), a maioria dos equipamentos que compõem um sistema elétrico é reparável. Assim, após a ocorrência de uma falha, o equipamento poderá passar por uma ação de reparo e transitar do estado de falha para o estado de funcionamento. O modelo descrito acima é representado pela Figura 2.5.

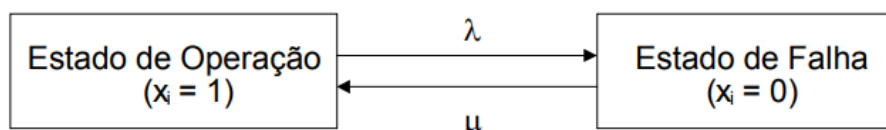


Figura 2.5 – Modelo de Markov para 2 estados. Fonte: Ribeiro (2005)

No modelo descrito na Figura 2.5, λ é a taxa de falha e μ representa a taxa de reparo. Ao longo de sua vida útil, o sistema estudado sempre ocupará um dos dois estados, resultando em um histórico operacional (Figura 2.6).

Nesse histórico é possível identificar o tempo de funcionamento (TF) e o tempo de reparo (TR). Devido à metodologia de cálculo das taxas de falha e reparo resultarem em um valor constante, no modelo Markoviano os tempos de funcionamento e reparo são considerados variáveis aleatórias com distribuição exponencial. Essa premissa é válida para o caso de componentes operando na vida útil. Contudo, o tempo de reparo pode assumir outra distribuição com base em estudos e histórico de operação do sistema. (COSTA, 2017)

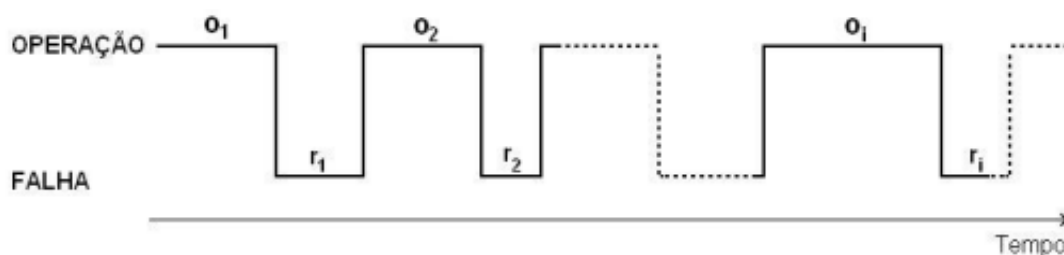


Figura 2.6 – Ciclo de operação de um componente. Fonte: Costa (2017)

Como mencionado anteriormente, o modelo de confiabilidade construído por Markov para sistemas elétricos assume taxas constantes e tempos com distribuição exponencial. Segundo Fogliatto (2019), a vida de um equipamento ou conjunto de equipamentos pode ser representada pelo modelo da “Curva da

Banheira”. De acordo com esse modelo a vida operacional de um componente é dividida em três estágios mostrados pela Figura 2.7.

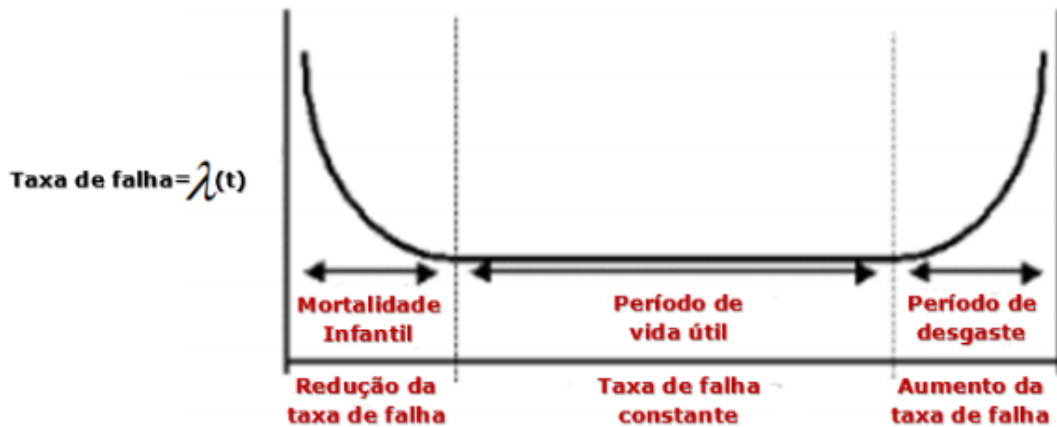


Figura 2.7 – Curva da Banheira. Fonte: Cyrino (2017)

Na primeira região a taxa de falha é um pouco mais elevada, porém decrescente. É conhecida como região de “mortalidade infantil”. Com o tempo, as causas das falhas prematuras são corrigidas e o equipamento entra em uma fase chamada de “vida útil”. Na vida útil, a taxa de falha do componente ou sistema torna-se constante e assume o seu menor valor. As falhas ocorrem devido a efeitos aleatórios por razões não relacionadas a defeitos inerentes às unidades. A terceira e última fase é denominada “envelhecimento”, que caracteriza uma taxa de falha crescente, devida do desgaste do equipamento com o seu uso ao longo do tempo. (FOGLIATTO, 2019)

As taxas de falha e reparo são obtidas por meio do histórico de operação do sistema. Ao serem consideradas constantes, seus valores podem ser calculados por:

$$\lambda = \frac{\text{Número de falhas}}{\text{Tempo total de operação}} = \frac{\text{Número de falhas}}{\sum_{i=1}^n o_i} \quad (2.9)$$

$$\mu = \frac{\text{Número de reparos}}{\text{Tempo total de reparo}} = \frac{\text{Número de reparos}}{\sum_{i=1}^n r_i} \quad (2.10)$$

Ressalva-se que embora seja feita uma revisão sobre os processos de Markov, o intuito desse trabalho é realizar uma simulação Monte Carlo, que é

uma ferramenta com aplicação mais abrangente que os processos de Markov. A importância da teoria Markoviana para esse trabalho reside na modelagem exponencial nos tempos de funcionamento do sistema.

A teoria da confiabilidade tem como hipótese que os componentes estão operando em sua vida útil, ou seja, apresentam taxa de falha constante. O banco de dados utilizado permite o cálculo dessa taxa, e, para realizar a simulação é necessário sortear tempos de funcionamento para a linha. A formulação de Markov foi utilizada pois ela admite que o tempo de funcionamento é descrito por uma função de densidade de probabilidade exponencial cujo parâmetro utilizado é a própria taxa de falha. Essa função densidade de probabilidade é representada pela equação (2.11):

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.11)$$

Ao se observar a Figura 2.6, verifica-se que o histórico de operação mostra que o componente ou sistema estudado transita entre o estado de funcionamento e o de reparo ao longo de sua operação, sendo que a duração da permanência em cada estado é diferente uma da outra. Dessa forma, torna-se possível a representação do ciclo da Figura 2.6 por meio de um ciclo médio conforme mostrado na Figura 2.8.

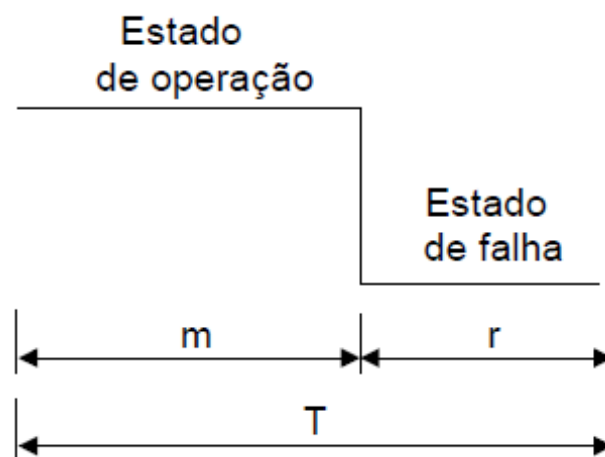


Figura 2.8 – Ciclo médio de Operação. Fonte: Costa (2017)

De acordo com Ribeiro (2005), na Figura 2.8 tem-se que m é o tempo médio para falha ou *Mean Time to Failure* (MTTF), calculado como o tempo médio em que o componente permanece no estado de operação. O tempo médio

para reparo, *Mean Time to Repair* (MTTR), é o tempo médio que o componente permanece no estado de falha. O parâmetro T representa o tempo médio entre falhas (MTBF), calculado como o tempo médio de ocorrência de dois estados de falha consecutivos para um componente. As equações a seguir são aplicadas para o cálculo dos parâmetros apresentados:

$$m = \frac{\sum_{i=1}^n o_i}{n} \quad (2.12)$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n} \quad (2.13)$$

$$T = \frac{1}{F} = m + r \quad (2.14)$$

Nas equações (2.11 a 2.13), n é o número de falhas (idêntico ao de reparos) observado. Ressalta-se que é possível obter a frequência média do ciclo (F), i.e, o número de vezes que o ciclo médio representado pela Figura 2.8 se repete por unidade de tempo. Tal frequência é dada pelo inverso do período T. Por fim, a partir das informações do ciclo operacional é possível calcular as probabilidades estacionárias dos estados de funcionamento e reparo, por:

$$P_o = \frac{m}{m+r} = \frac{\mu}{\mu+\lambda} \quad (2.15)$$

$$P_r = \frac{r}{m+r} = \frac{\lambda}{\mu+\lambda} \quad (2.16)$$

2.3.4 Simulação Monte Carlo

De acordo com Billinton e Li (1994), a simulação Monte Carlo (SMC) é um método estatístico que usa sequências de números randômicos para reproduzir a ocorrência de eventos de natureza aleatória, especialmente útil para a solução de problemas de confiabilidade de sistemas complexos e/ou de grande porte. Seu nome está associado à cidade de Monte Carlo, devido ao jogo de roleta, que é um gerador simples para números aleatórios.

Em um algoritmo de simulação Monte Carlo analisa-se o desempenho de um componente ou sistema a partir da avaliação de um grande número de amostras de seus estados operativos. Os índices de confiabilidade são obtidos a partir da contagem do número total de ocorrências de cada evento e do cálculo de sua frequência relativa ao longo de todo o processo de amostragem.

Se comparada com métodos analíticos, que geralmente demandam baixo tempo de processamento, a simulação Monte Carlo pode exigir segundos, minutos ou horas para fornecer os resultados. Por outro lado, a simulação é capaz de incorporar qualquer característica do sistema, o que nem sempre é possível com um método analítico. Além disso, a simulação permite determinar distribuições de probabilidade para os índices de confiabilidade, enquanto as formulações analíticas fornecem, geralmente, apenas valores médios.

Uma das vantagens da simulação Monte Carlo reside em tornar desnecessária a descrição do comportamento do sistema por meio de equações diferenciais. Porém, é necessário que o modelo seja descrito em termos de uma função densidade de probabilidade (FDP). Após essa caracterização, a Simulação Monte Carlo passa a realizar amostragens aleatórias a partir da FDP e os resultados de cada amostra aleatória passam por uma análise estatística com base no objetivo do pesquisador. (NASSER, 2012)

De acordo com Sobol (1994), para ilustrar a ideia genérica da metodologia tem-se a Figura 2.9. Ela representa um sistema cujo comportamento pode ser representado por apenas uma FDP, utilizando qualquer meio de gerar números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1, é possível ao final da amostragem aleatória gerar resultados que podem ser agrupados e manipulados para analisar o objeto de estudo da maneira desejada.

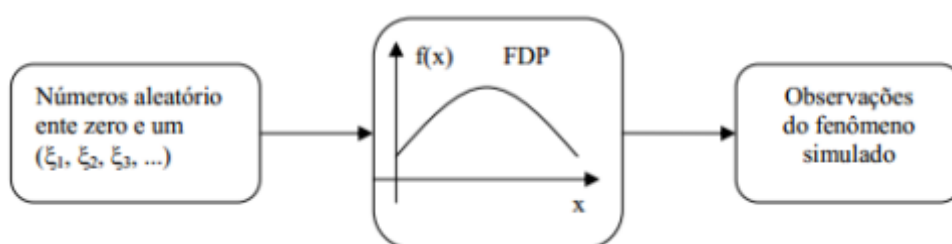


Figura 2.9 – Ideia genérica da Simulação Monte Carlo. Fonte: Sobol (1994)

Nasser (2012) afirma que diante de um problema envolvendo incertezas, realizar uma SMC para aproximar sua solução consiste em quatro passos, porém, ressalta-se que esse método proporciona apenas uma aproximação da solução. Portanto, é fundamental analisar o erro de aproximação. Um número maior de amostras, resulta em um menor erro de aproximação.

- a) Modelar o problema definindo uma FDP para representar o comportamento de cada uma das suas incertezas.
- b) Gerar valores pseudo-aleatórios aderentes à FDP de cada incerteza do problema.
- c) Calcular o resultado determinístico substituindo as incertezas pelos valores gerados obtendo, assim, uma observação do problema.

Repetir os passos b e c até se obter uma amostra com o tamanho desejado de realizações.

- d) Agregar e manipular os resultados da amostra de forma a obter uma estimativa da solução do problema.

A SMC pode ser fundamentalmente de dois tipos: não sequencial ou cronológica. Na não sequencial, sorteiam-se os estados dos componentes ou intervalos de tempo nos quais o desempenho do sistema será analisado. Diferentemente, a SMC cronológica representa a evolução temporal dos estados de um sistema. Este tipo de simulação deve ser usado sempre que o resultado de um intervalo de tempo exercer influência significativa nos resultados dos intervalos subsequentes, o que irá requerer maior esforço computacional.

De acordo com Dias (2014), na simulação Monte Carlo sequencial os estados amostrados preservam as características cronológicas do sistema, existindo a preocupação de se representar corretamente as transições entre os estados consecutivos do sistema. O cálculo de cada índice de confiabilidade é feito pela avaliação da seguinte expressão:

$$\bar{E}(G) = \frac{1}{N} \times \sum_{k=1}^N G(y_k) \quad (2.17)$$

Em (2.17), tem-se:

N: Número de séries sintéticas simuladas;

y_k : Série sintética composta pelos estados amostrados sequencialmente dentro do período k ;

G : Função específica para o cálculo do índice de confiabilidade de cada série sintética;

$\bar{E}(G)$: Estimativa do índice de confiabilidade calculado sobre todas as séries sintéticas simuladas.

O mesmo autor ainda propõe em seu trabalho um algoritmo conceitual para avaliação de confiabilidade por meio da Simulação de Monte Carlo para séries sintéticas anuais:

- 1) Gere uma série sintética anual de estados do sistema (y_k), amostrando-se sequencialmente no tempo os estados e a duração dos estados.
- 2) Analise a adequação do estado x da série (y_k), a partir de uma função de avaliação $F(x)$, acumulando-se os resultados relativos ao ano k .
- 3) Calcule os índices de confiabilidade anuais relativos ao ano pela avaliação da função $G(y_k)$ sobre os valores acumulados no passo 2.
- 4) Atualize a estimativa de $\bar{E}(G)$, o valor esperado dos índices de confiabilidade do processo, baseado no resultado obtido no passo 3
- 5) Se a precisão das estimativas é aceitável, o processo é dito convergido, caso contrário retorne ao passo 1.

Na Simulação Monte Carlo Não Sequencial é utilizada a representação do espaço de estados desconsiderando os aspectos cronológicos. Esse tipo de método apresenta a desvantagem de não considerar a cronologia do processo estocástico. (WANGDEE E BILLINTON, 2006).

No entanto, esse método apresenta as seguintes vantagens: capacidade de estimar todos os índices, incluindo de frequência e duração, e o esforço computacional necessário para realizá-la é menor quando comparada com sequencial. A metodologia não-sequencial é recomendada para análise de sistemas compostos de geração, transmissão e reserva operativa de sistemas de grande porte. (MANSO et al., 2004)

Melo, Pereira e Leite da Silva (1992) propõem um algoritmo com os passos básicos para uma simulação Monte Carlo Não-Sequencial:

- 1) Faça o número de sorteios igual a zero ($NS=0$);
- 2) Sorteie um vetor (x^k) baseado em sua distribuição de probabilidade $P(x)$; atualize NS ;
- 3) Calcule $F(x^k)$ para o vetor amostrado;
- 4) Estime $E(F)$ como a média dos valores encontrados;
- 5) Calcule a incerteza relativa por meio do coeficiente de variação (β) da estimativa $E(F)$;
- 6) Se β é aceitável (menor que a tolerância especificada), pare; senão, retorne ao passo 2.

Santos (2015) ressalta que é possível avaliar, fazendo algumas alterações no algoritmo padrão, eventos cronológicos por meio da simulação não sequencial.

Encontram-se ainda na literatura métodos híbridos como as técnicas de simulação pseudo sequencial, pseudo cronológica e quase sequencial (ROSA, 2012). Ademais, o método da entropia cruzada tem sido usado com sucesso na simulação de sistemas elétricos de elevada confiabilidade (FERNÁNDEZ e SILVA, 2011). Esses novos métodos possuem algumas vantagens em relação aos tradicionais, a simulação pseudo sequencial mantém a flexibilidade e a precisão da Simulação Monte Carlo não sequencial, porém, o ganho de processamento não é tão eficiente quanto ao da simulação não sequencial. (MELLO E SILVA, 2004)

De acordo com Dias (2014), a Simulação Monte Carlo Pseudo Cronológica é uma variação da Simulação Monte Carlo Pseudo Sequencial. A diferença entre estas metodologias está na representação dos comportamentos das cargas do sistema e de suas áreas (subsistemas). A simulação pseudo cronológica utiliza o modelo de Markov não-agregado a múltiplos níveis. O principal ganho de desempenho da simulação pseudo cronológica está associado à utilização do método de estimação dos índices de frequência e duração pelo processo de transição um passo à frente.

Capítulo 3

Metodologia Proposta

3.1 Introdução

ESTA SEÇÃO busca apresentar os métodos utilizados neste trabalho. Primeiramente, apresenta-se uma caracterização da linha de transmissão avaliada, que é feita pela descrição dos aspectos físicos da linha, algumas alterações feitas em seu traçado ao longo do tempo e os relevos nos quais a LT está inserida.

Em seguida, é apresentado o algoritmo que serviu de base para a elaboração no MATLAB do programa de simulação cronológica. Nesse algoritmo também são aplicados os cálculos de grandezas de confiabilidade, apresentadas no Capítulo 2, as considerações e hipóteses adotadas para a simulação, tolerâncias estipuladas por regulamentos e o critério de parada para o programa. O último tópico explica detalhadamente cada índice calculado.

3.2 Caracterização do Objeto de Estudo

O sistema elétrico da Copel Geração e Transmissão é formado por 2.521,2 km de linhas de transmissão, 35 subestações, uma central de operação em Curitiba e centros de operação espalhados por todo o estado do Paraná. (COPEL, 2016)

A linha escolhida para esse trabalho foi a LT Figueira – Ponta Grossa Norte (FRA-PGN). De acordo com COPEL (2017), a Linha de Transmissão Figueira - Ponta Grossa Norte que está em operação há 50 anos, foi reconstruída com o objetivo reforçar o sistema de transmissão da região e realizar nova conexão na Subestação Klacel, localizada junto à fábrica da Klabin Celulose, em Ortigueira. A fábrica será tanto consumidora como fornecedora de energia para o sistema interligado nacional.

Com o término das obras, a LT antiga deu origem a duas linhas distintas, operando na tensão nominal de 230 kV: a LT Klacel - Ponta Grossa Norte e a LT

Figueira - Klacel, hoje tratadas como “trecho 1” e “trecho 2”, respectivamente. A nova linha tem 139,4 km, passando pelos municípios paranaenses de: Figueira, Curiúva, Ventania, Telêmaco Borba, Tibagi, Castro, Carambeí e Ponta Grossa. Desse total, 96,9 km são do trecho 1 e 42,5 Km do trecho 2. A Figura 3.2 ilustra a linha FRA-PGN.



Figura 3.1 – Trajeto da LT FRA-PGN. Fonte: Copel (2017)

Ao se observar a Figura 3.1, tem-se que o trecho em vermelho representa o trajeto original da LT. Percebe-se que foi efetuado um desvio acentuado da linha. Tal desvio se deve a razões ambientais que ocasionavam transtornos na realização da manutenção dos equipamentos da linha. A Companhia Paranaense de Energia afirma que a linha original atravessava o Parque Estadual do Guartelá e a RPPN Itatyba, pois foi construída há mais de 50 anos, antes da instituição dessas áreas como Unidades de Conservação (UCs). Com a reconstrução, a Copel implantou uma variante, retirando a rede do interior das UCs, atendendo a uma solicitação do Instituto Ambiental do Paraná.

Essa retirada representa um ganho significativo tanto para a Copel - que para realizar manutenções nesse empreendimento precisava de veículos adaptados especialmente para circulação no Parque e de uma Autorização Ambiental

específica para cada inspeção - quanto para as UCs, que não terá mais a interferência no ambiente natural. Além disso, como no atual traçado a LT está próxima de sítios arqueológicos rupestres, que são importantes locais para o Patrimônio Arqueológico do Paraná, a mudança contribuirá com a conservação dos mesmos, pois reduzirá a circulação de máquinas e pessoas no local.

Ressalta-se que apesar de alguns registros sobre queda de torres da linha FRA-PGN serem de data anterior à mudança de traçado, essa mudança de não implica perda de confiabilidade do estudo, visto que o trecho transposto é pequeno se comparado à extensão total de LT. Ademais, a maioria dos registros de queda é datada após da instauração da RPPN Itatyba, em 1943.

A escolha dessa linha de transmissão para análise se baseia no trabalho realizado por Wazen (2011). Nessa obra, foi realizado um estudo sobre o histórico de operação das torres de transmissão, com foco na ocorrência de quedas das estruturas. No total, o banco de dados organizado pelo autor contém informações sobre mais de cinco décadas de torres de diversas linhas de transmissão que sofreram quedas. Dessa forma, a escolha da linha FRA-PGN foi realizada mediante a sua frequente presença no banco de dados.

Distribuição Territorial FRA-PGN

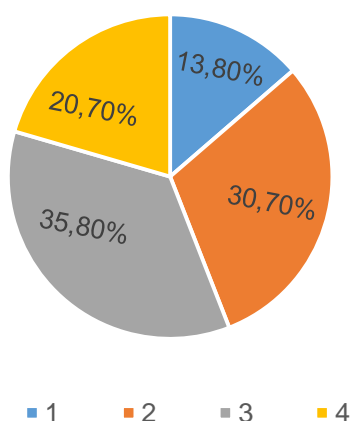


Figura 3.2 – Distribuição territorial da LT FRA-PGN. Fonte: Autoria própria

As 313 torres que compõem esta linha de circuito duplo em 230 kV possuem relevo de base do tipo planalto, e estão sujeitas a uma velocidade média

anual de ventos de 26 km/h, influenciada pela rugosidade do terreno. Como ilustrado na Figura 3.2, 13,8% das torres estão em áreas planas costeiras ou desérticas (1), 30,7% em terrenos abertos com poucos obstáculos (2), 35,8% em terrenos com obstáculos numerosos e pequenos (3), e 20,7% em áreas urbanas e terrenos com árvores altas (4) (WAZEN, 2011).

Ressalta-se que é importante caracterizar a extensão da linha e a tensão em que ela opera, devido ao fato dos coeficientes presentes na Tabela 2.2, utilizados no cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade, serem identificados por essas características da FT – Linha de transmissão de interesse.

Outra característica importante é se a LT é de circuito simples ou duplo, tal como ilustrado na Figura 3.3. Nas torres de circuito simples, a torre leva apenas um grupo de fases, enquanto em circuito duplo existem dois grupos de fase agregados à estrutura. Esse aspecto tem importância no cálculo da parcela variável, pois em caso de queda de torres existe uma tolerância de tempo na qual não é contabilizado o tempo indisponível para que a concessionária busque reparar a estrutura caída e retomar o serviço de transmissão. Contudo, a tolerância é estipulada com base no tipo de circuito das torres da LT.

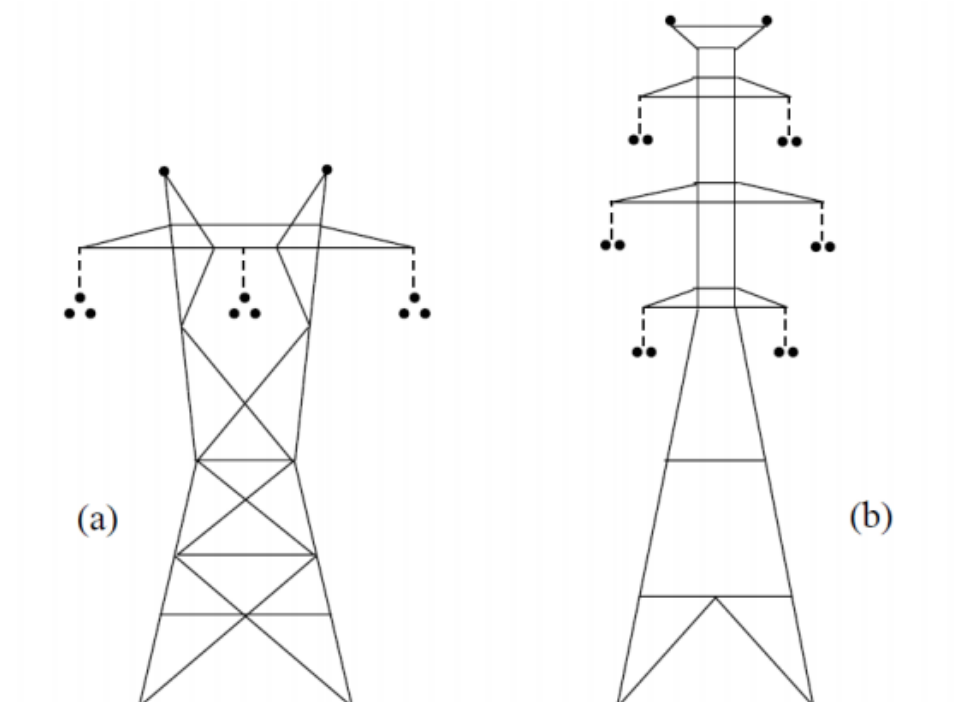


Figura 3.3 – Torres Típicas para LT – 345 kV: a) Circuito Simples b) Circuito Duplo.

Fonte: Gomes (2011)

3.3 Parâmetros do Sistema e Índices de Desempenho

A realização da simulação Monte Carlo requer o sorteio de estados operativos e instantes para a ocorrência de eventos de quedas e reparos de torres. Deste modo, alguns parâmetros (dados de entrada para a simulação) e índices (resultados da simulação) são descritos a seguir.

Indisponibilidade do Sistema

A indisponibilidade é um parâmetro de entrada e corresponde à proporção do tempo em que o sistema (no caso, a linha de transmissão) se apresenta em estado de falha. Matematicamente, tem-se:

$$Q_{\text{linha}} = \frac{\text{MTTR}}{\text{MTTF} + \text{MTTR}} \quad (3.1)$$

onde: MTTF (*mean time to failure*) e MTTR (*mean time to repair*) são, respectivamente, os tempos médios para falha e reparo da linha, obtidos do histórico.

Taxa de falha da Linha de Transmissão

Conforme mencionado, a linha de transmissão é considerada um sistema do tipo série formado pelas torres. A taxa de falha é um parâmetro calculado a partir do histórico de operação por:

$$\lambda_{\text{linha}} = \frac{\text{Número de quedas de torres}}{\text{Número de torres} \times \text{Tempo de observação}} \quad (3.2)$$

Como será descrito na próxima seção, a simulação Monte Carlo cronológica consiste na amostragem de uma grande quantidade de períodos denominados “períodos de análise”, durante os quais será avaliado o desempenho da linha de transmissão quanto às falhas (quedas de torres), pagamentos de penalidades etc. Deste modo, alguns índices de desempenho da linha calculados por simulação podem ser definidos como a seguir:

Frequência de Falha

Este indicador representa o número esperado de falhas do sistema por unidade de tempo e corresponde a:

$$f_{\text{linha}} = \frac{\text{Número de falhas na simulação}}{\text{Tempo total de simulação}} \quad (3.3)$$

Duração Média da Falha

A duração média corresponde ao tempo médio durante o qual o sistema fica inoperante, a cada vez que ocorrer uma falha. Matematicamente:

$$Dm = \frac{\text{Tempo total de simulação}}{\text{Número total de falhas}} \quad (3.4)$$

Probabilidade de Pagamento de PVI

A probabilidade de haver pagamento de PVI em um determinado mês devido a quedas de torres pode ser estimada por:

$$P[\text{PVI}] = \frac{\text{Número de meses com pagamento de penalidade}}{\text{Número total de meses simulados}} \quad (3.5)$$

Valor Esperado de PVI

Esse valor corresponde ao percentual médio descontado a cada mês do Pagamento Base (PB) da linha estudada, devido à indisponibilidade ocasionada pela queda de torres. Assim:

$$E[\text{PVI}] = \frac{\text{Montante total pago como penalidade}}{\text{Número total de meses simulados}} \quad (3.6)$$

Ressalta-se que esse valor é fornecido em percentual da receita anual permitida da FT em questão, visto que não foi possível ter acesso ao valor da RAP da linha estudada.

3.4 Algoritmo da Simulação Monte Carlo

3.4.1 Hipóteses do Modelo

Este trabalho é uma extensão de estudos anteriores. Assim, utiliza-se o banco de dados de Wazen (2011) e Bissacot (2016), que consiste em uma série histórica de 50 anos (1960 a 2010) sobre linhas de transmissão do estado do

Paraná. O banco contempla 2029 torres de linhas de transmissão de diferentes tensões, com 147 ocorrências de quedas. Têm-se disponíveis informações relativas às linhas a que as torres pertencem, tensão, data da queda etc.

Primeiramente, é de extrema importância esclarecer as hipóteses adotadas para o modelo elaborado:

- Os desligamentos não programados considerados na avaliação são provenientes apenas de quedas de torres;
- O tempo de operação até a ocorrência de uma queda tem distribuição exponencial com taxa determinada de acordo com a teoria Markoviana;
- As torres de uma linha de transmissão são tratadas como componentes idênticos de um sistema tipo série. Caso ocorra uma falha, admite-se que não poderá haver outra até que a anterior tenha sido reparada.

A primeira hipótese visa restringir a análise feita nesse trabalho para o problema estudado, o desconto na receita da concessionária devido a indisponibilidades ocasionadas devido às quedas de torres. Dessa forma, dos diversos itens constituintes da Parcela Variável explanados no capítulo anterior, apenas o valor da PVI e sua metodologia de cálculo foram utilizadas, visto que os demais itens não apresentam qualquer interferência ou relação com o problema estudado (queda de torres).

A segunda hipótese remete ao banco de dados usado no cálculo da taxa de ocorrência do evento “queda de torre”, baseando-se no conceito de taxa de falha, muito aplicado em estudos de confiabilidade com processos de Markov. Conforme mencionado, a taxa de falha de um componente é entendida como o número de falhas que o mesmo apresenta por unidade de tempo de operação. Esse parâmetro consiste na base do processo da simulação. A metodologia aplicada nesse trabalho consiste em uma mistura da formulação do processo de Markov com a flexibilidade oferecida pela simulação Monte Carlo.

A última hipótese consiste em uma simplificação do modelo proposto.

3.4.2 Etapas do Modelo

O programa computacional para efetuar a simulação Monte Carlo foi escrito em MATLAB. Para facilitar a compreensão do código, optou-se por segmentar a explicação da aplicação nas seguintes etapas:

Etapa 1: Entrada de Dados

A primeira etapa consiste em fornecer os dados que serviram como base para a elaboração do modelo. Dessa forma, informam-se a taxa média de quedas de torres e o número de torres para que ele possa calcular a taxa de falha da linha, como um conjunto de componentes idênticos ligados em série. O valor da taxa de falha é de extrema importância para a segunda etapa.

Em seguida, é preciso incorporar os parâmetros estipulados por norma, explanados no Capítulo 2, necessários ao cálculo da Parcela Variável por Indisponibilidade. Esses parâmetros são o fator multiplicador para desligamentos programados (K_p) e o fator multiplicador para outros desligamentos (K_o), além da tolerância dada pela ANEEL para as concessionárias repararem as torres, lembrando que durante o período da tolerância não há a contabilização do tempo de indisponibilidade, i.e., durante a tolerância não há cobrança de PV por parte do órgão regulador. Na seção de caracterização, foi informado que a linha Figueira – Ponta Grossa Norte é de circuito duplo, e, para esse tipo de estrutura, o regulamento estabelece uma tolerância de 70 horas para a concessionária efetuar o reparo da estrutura avariada. Em caso de torres de circuito simples, esse valor é reduzido para 50 horas.

Outro valor importante que deve ser informado é o tempo médio de reparo das torres que sofreram queda. Esse valor é de difícil obtenção na prática, não havendo histórico de tempos de reparo de torres na literatura brasileira. Dessa forma, buscou-se na literatura estrangeira por informações acerca desse tempo, e tal informação foi encontrada apenas em trabalhos relacionados com desastres naturais. Pantelli et al. (2017) publicou em seu artigo uma análise da resiliência do sistema elétrico em situações climáticas extremas. O autor afirma que o tempo de reparo médio em condições climáticas normais para torres de transmissão é de 50 horas. Em Masoomi et al. (2018), os autores utilizaram simulação

Monte Carlo para estimar os impactos socioeconômicos de um tornado. Nesse artigo, foi utilizado um tempo médio de reparo de dois dias para torres caídas, porém, os autores do trabalho buscaram caracterizar as dificuldades decorrentes do reparo (condições climáticas, dificuldade de acesso ao local, atrasos) ao considerar um desvio-padrão de um dia. Considerando-se então as referências anteriores, as aplicações numéricas apresentadas neste trabalho admitem um tempo médio de reparo de 50h. A Figura 3.5 ilustra a entrada de dados no programa.

```

% -----
% Parâmetros do Sistema e da Simulação
% -----

ntorres = 313;      % número de torres da linha
ltorre = 0.00147;  % falhas/(ano.torre) (FRA-PGN histórico 50 anos)
tmrepa = 50;       % tempo médio de reparo (horas)
toler = 70;        % tolerância para a duração da falha (horas)
ko = 150;          % fator multiplicador por desligamento programado
kp = 10;           % fator multiplicador para outros desligamentos
nsim = 1000000;    % número máximo de de simulações (meses)
seed = 1315;       % semente da simulação
betaesp = 0.02;    % coeficiente de variação da probabilidade da EPVI

```

Figura 3.4 – Especificação de Parâmetros no Programa. Fonte: Autoria Própria.

Por fim, deve-se estabelecer o critério de parada da simulação Monte Carlo. Nesse trabalho optou-se por utilizar dois critérios de parada: Coeficiente de variação β para a convergência e número máximo de simulações. O primeiro critério visa garantir uma convergência por meio da relação entre o desvio-padrão da média amostral do parâmetro analisado e seu valor esperado. Ao atingir o valor especificado (0,02 para esse trabalho), a simulação é interrompida. O segundo critério admite um número máximo de simulações a serem realizadas, o que se torna necessário visto que a convergência por meio do coeficiente β pode levar um número muito grande de simulações para ser atingida. Foi adotado um valor máximo de um milhão de simulações. Para garantir a reprodutibilidade dos resultados em diferentes momentos, especificou-se uma semente para o gerador de números pseudoaleatórios, que corresponde ao parâmetro *seed* visto na Figura 3.5.

A Figura 3.6 ilustra a tela de execução do programa, em que é possível verificar o processo de convergência da simulação Monte Carlo com a redução sucessiva do coeficiente de variação.

```

-----
Convergência da Simulação
-----

Simulações:      10000      Beta:    9.9999
Simulações:      20000      Beta:    0.0583
Simulações:      30000      Beta:    0.0478
Simulações:      40000      Beta:    0.0413
Simulações:      50000      Beta:    0.0370
Simulações:      60000      Beta:    0.0336
Simulações:      70000      Beta:    0.0311
Simulações:      80000      Beta:    0.0298
Simulações:      90000      Beta:    0.0283
Simulações:     100000      Beta:    0.0271
Simulações:     110000      Beta:    0.0258
Simulações:     120000      Beta:    0.0247
Simulações:     130000      Beta:    0.0238
Simulações:     140000      Beta:    0.0230
Simulações:     150000      Beta:    0.0222
Simulações:     160000      Beta:    0.0214
Simulações:     170000      Beta:    0.0207
Simulações:     180000      Beta:    0.0200

```

Figura 3.5 – Convergência da Simulação. Fonte: Autoria Própria.

Etapa 2: Simulação da Operação da Linha

Nessa etapa, simula-se uma grande quantidade de meses de operação da linha de transmissão, sorteando-se os tempos de funcionamento e reparo de acordo com suas respectivas distribuições de probabilidade. Note que o período de análise em questão é de 1 mês. Dessa forma, será explanado aqui o procedimento de apenas uma simulação, justificado pelo fato de que a o procedimento é igual para as demais.

O primeiro passo dessa etapa é definir o estado inicial da linha, i.e., se ela começa a o mês em funcionamento ou reparo. A definição do estado inicial consiste no sorteio de um número aleatório U_{01} com distribuição uniforme entre 0 e 1. Esse número é comparado com o índice de indisponibilidade da linha da seguinte maneira:

$$\text{Estado} = \begin{cases} \text{Disponível, se } U_{01} > Q_{\text{linha}} \\ \text{Falhada, se } U_{01} \leq Q_{\text{linha}} \end{cases} \quad (3.7)$$

Após identificar o estado inicial, o programa realiza o sorteio de um tempo de funcionamento ou um tempo de reparo para a linha.

Considerando-se que a linha inicia o mês em funcionamento, utiliza-se a taxa de falha para sortear um tempo de funcionamento. Como mencionado, se a taxa de falha for constante, o tempo de funcionamento terá distribuição exponencial. Dessa forma, segundo Billinton e Li (1994), sorteiam-se tempos, até a queda de uma torre, por meio da utilização da função acumulada de probabilidade de (2.11):

$$t_{\text{falha}} = \frac{-1}{\lambda_{\text{linha}}} \times \text{Ln}(U_{01}) \quad (3.8)$$

Sorteado o tempo até a falha da linha, existem duas possibilidades: (i) o tempo sorteado, somado ao decorrido desde o início do mês, ultrapassa o final do mês, ou; (ii) tempo sorteado, somado ao decorrido, é menor que o instante final do mês em análise. No primeiro caso, o programa guarda em um vetor o tempo sorteado até a queda, em seguida atualiza o contador de tempo em que a linha esteve disponível, e segue-se para amostrar um novo mês. No segundo cenário, o programa contabiliza uma mudança de estado para a linha e sorteia-se o tempo de reparo, durante o qual a linha se manterá indisponível. Admite-se que o tempo de reparo tenha distribuição log-normal (LOPEZ, 2009).

O sorteio do tempo reparo é feito por uma função específica do Matlab. Para isso foi criada uma distribuição com média de 48 horas e desvio-padrão de 24 horas, a partir da qual é sorteado o tempo de reparo. Com o tempo de indisponibilidade obtido, armazenam-se os tempos sorteados de funcionamento e reparo em vetores, atualizam-se os índices de confiabilidade com as novas contribuições, e pode se prosseguir para o próximo mês.

Ressalta-se que o sorteio de um tempo de funcionamento até a queda ocorre quando o sistema começa a simulação em funcionamento. Caso a linha se encontre em reparo no começo da simulação, a ordem dos passos é invertida, i.e., sorteia-se inicialmente um tempo de reparo, atualizam-se os índices, e, em seguida, é obtido um tempo de funcionamento até a queda.

Etapa 3: Avaliação dos Tempos de Penalização

A etapa anterior fornece os tempos de indisponibilidade da linha por mês, porém, ela é estritamente uma simulação de operação, não considerando os efeitos regulatórios decorrentes da indisponibilidade mensal. Dessa forma, é necessário que o programa tenha uma etapa dedicada a considerar as normas estabelecidas pela ANEEL, contabilizando os minutos penalizados e valores mensais de PVI a serem pagos.

Esta etapa é realizada simultaneamente à anterior, i.e., no decorrer da simulação Monte Carlo. Assim, para cada falha amostrada no mês atual, o programa irá comparar o tempo de reparo sorteado para a falha, e verificar se essa ocorreu durante o mês, com a tolerância de 70 horas para torres de circuito duplo, de acordo com o estabelecido em norma. Em seguida, devem ser atualizados os acumuladores de minutos penalizados por K_o e K_p da seguinte forma:

1. Verificar se a duração “d” da falha supera a tolerância para o tipo de circuito (simples/duplo) e calcular os minutos “m” a serem penalizados:

$$m = \begin{cases} 0, & \text{se } d \leq \text{tolerância} \\ d - \text{tolerância}, & \text{se } d > \text{tolerância} \end{cases} \quad (3.9)$$

2. Se houver minutos a penalizar (i.e., se $m \neq 0$), deve-se determinar quantos minutos serão penalizados por K_o e quantos minutos serão penalizados por K_p . Para isso:

$$m_{K_o} = \begin{cases} m, & \text{se } m \leq 300 \\ 300, & \text{se } m > 300 \end{cases} \quad (3.10)$$

$$m_{K_p} = \begin{cases} 0, & \text{se } m \leq 300 \\ m - 300, & \text{se } m > 300 \end{cases} \quad (3.11)$$

Esses minutos devem ser armazenados e somados aos minutos de eventuais outras falhas ocorridas no mês.

3. Calcular a contribuição das falhas amostradas para a PVI do mês atual e armazená-la. Ressalta-se que só eventos não programados (quedas de torre) estão sendo considerados;

4. Se a PVI resultar superior a 50% da RAP do mês, deve-se limitar a PVI atual a 50% da RAP e o saldo restante deverá armazenado para compor a PVI do mês seguinte;
5. Atualizar o contador de meses em que houve pagamento de PVI;
6. Verificar o critério de convergência da simulação.

Ressalta-se que nesta etapa são atualizados os valores das variáveis e acumuladores usados no cálculo de índices de confiabilidade, custos médios e histogramas, como descrito a seguir.

Etapa 4: Montagem dos Histogramas

Ao encerrar a simulação, uma grande quantidade de valores de m_{Ko} , m_{Kp} e PVI está disponível para análise. O programa então avalia os índices de desempenho como indisponibilidade, frequência de falha e probabilidade de ocorrer pagamento de PVI. Os minutos penalizados servem para estimar o número médio de minutos penalizados por cada fator e o percentual médio do PB descontado por mês devido à indisponibilidade provocada pelas quedas. A Figura 3.7 apresenta parcialmente o relatório de saída do programa.

```

-----
Resultados
-----

Indisponibilidade:                0.002598
Frequência (falhas por ano):      0.4533
EMKO (minutos por mês):          1.45
EMKP (minutos por mês):          5.39
Probabilidade de PVI no mês:     0.0156
EPVI (percentual da RAP):        0.6293
Beta da EPVI:                    0.0200
Simulações realizadas:           181540

```

Figura 3.6 – Relatório de Saída. Fonte: Autoria Própria.

Além dos índices de desempenho, podem-se construir histogramas para as variáveis aleatórias em questão e extrair informações, como as distribuições de probabilidade dos minutos penalizados pelos fatores Ko e Kp , e o percentual descontado da receita por meio da PVI.

De um modo geral, todas as etapas descritas até aqui do programa elaborado no MATLAB para a execução da Simulação Monte Carlo podem ser sintetizadas por meio do *Graphical Summary* apresentado na Figura 3.8.

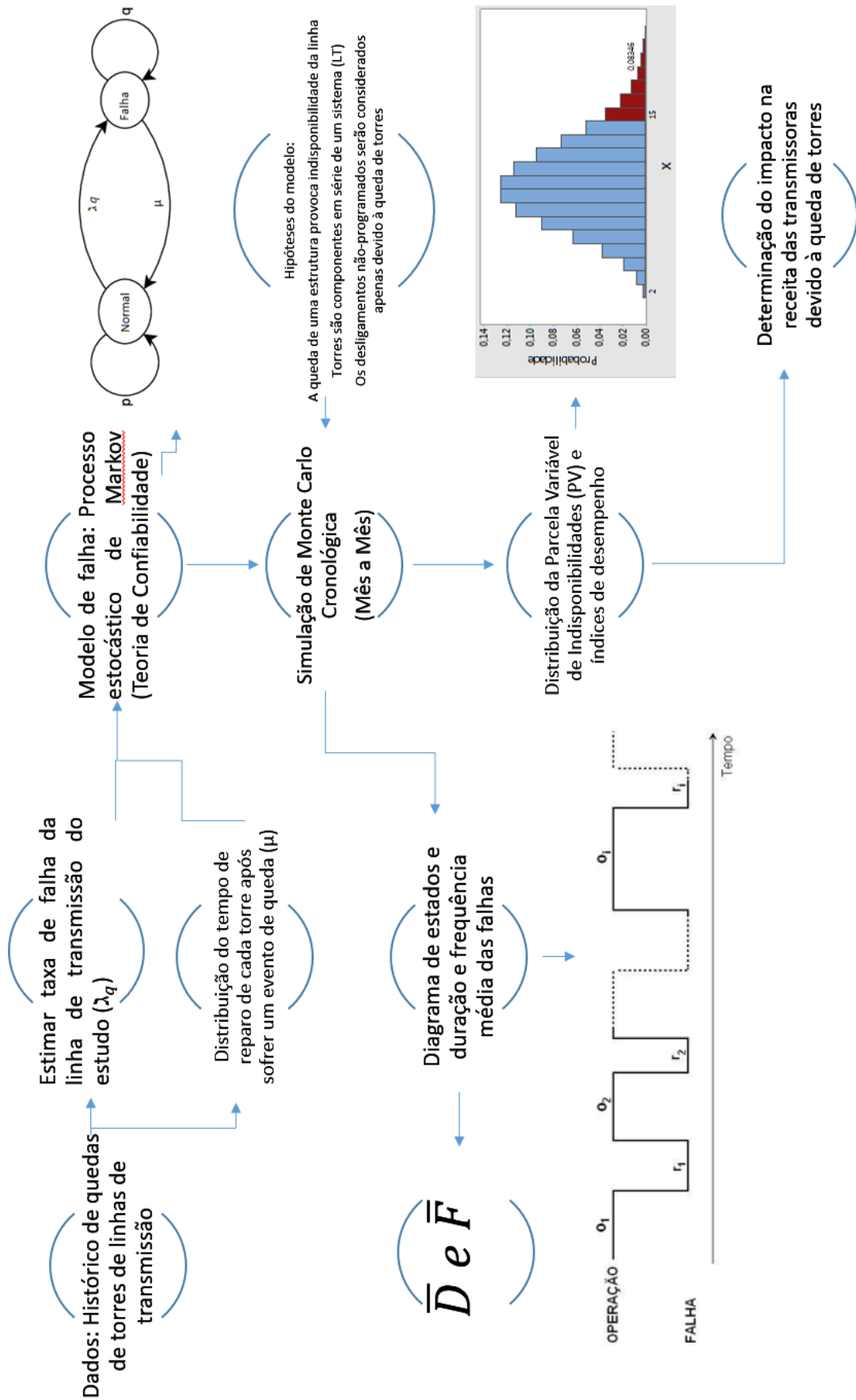


Figura 3.7 – Graphical Summary do modelo SMC. Fonte: Autoria Própria.

Os índices obtidos por simulação são de grande valia para quantificar o desempenho da linha de transmissão, visto que esses podem ser comparados ao padrão de desligamentos não programados apresentado na Tabela 2.2. A seguir, apresentam-se os resultados obtidos com a aplicação do programa à linha FRA-PGN. Por se não se conhecer o valor do Pagamento Base (PB) referente a esta linha, admite-se $PB = 100\%$, de modo que os valores de PVI calculados representem percentuais do pagamento base do mês.

Em posse de uma ferramenta tão versátil e útil, é possível realizar análises de sensibilidade da linha para os diversos aspectos envolvidos no ambiente de regulamentação acerca dos eventos de quedas de torres. Nesse trabalho os seguintes parâmetros foram considerados para uma análise de sensibilidade da PVI: taxa de falha da LT, tempo médio de reparo e tolerância para identificação e reparo da torre caída.

O capítulo seguinte apresenta os resultados das aplicações numéricas do programa computacional desenvolvido neste trabalho.

Capítulo 4

Resultados

4.1 Índices de Confiabilidade

ESTA SEÇÃO tem como objetivo analisar a performance da linha com base nos indicadores de confiabilidade, conforme explicado no capítulo anterior. O primeiro fato a ser notado é qual foi o critério de parada foi atingido primeiro pela simulação. Especificando-se o coeficiente de variação $\beta = 0,02$ para o valor médio da PVI mensal, teve-se que o modelo alcançou uma convergência com 176298 meses simulados, ou seja, um número bem menor que o estipulado como o máximo. A Figura 4.1 ilustra o processo de convergência da simulação cronológica.

----- Convergência da Simulação -----			
Simulações:	10000	Beta:	9.9999
Simulações:	20000	Beta:	0.0600
Simulações:	30000	Beta:	0.0481
Simulações:	40000	Beta:	0.0424
Simulações:	50000	Beta:	0.0382
Simulações:	60000	Beta:	0.0348
Simulações:	70000	Beta:	0.0320
Simulações:	80000	Beta:	0.0298
Simulações:	90000	Beta:	0.0284
Simulações:	100000	Beta:	0.0268
Simulações:	110000	Beta:	0.0254
Simulações:	120000	Beta:	0.0242
Simulações:	130000	Beta:	0.0235
Simulações:	140000	Beta:	0.0227
Simulações:	150000	Beta:	0.0219
Simulações:	160000	Beta:	0.0212
Simulações:	170000	Beta:	0.0204

Figura 4.1 – Critério de parada da simulação. Fonte: Autoria Própria

A linha escolhida para esse trabalho foi a LT Figueira – Ponta Grossa Norte (FRA-PGN). De acordo com COPEL (2017), essa linha, que está em operação há 50 anos, foi reconstruída com o objetivo reforçar o sistema de transmissão da região e realizar nova conexão na Subestação Klacel, localizada junto à fábrica da Klabin Celulose, em Ortigueira. A fábrica será tanto consumidora como fornecedora de energia para o sistema interligado nacional.

O programa fornece os índices de confiabilidade calculados por meio da SMC. Ressalta-se que quanto maior o número de simulações e maiores os detalhes nelas incluídos, mais fieis serão os resultados da simulação à realidade do problema estudado. A Tabela 4.1 apresenta os índices obtidos.

TABELA 4.1 – ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Índice	Calculado por SMC	Padrão ANEEL
U (horas/ano)	22,5029	1,5
F (falhas/ano)	0,4549	3
Dm (horas)	49,469	-

Fonte: Autoria Própria

O programa realiza a simulação do funcionamento da linha mês a mês. Contudo, os resultados são convertidos para a base anual, visando facilitar a comparação com os limites estabelecidos pela ANEEL.

O valor calculado pelo programa para a indisponibilidade revela que no período de um ano, a linha se manterá no estado de reparo, em média, durante aproximadamente 22 horas e 30 minutos. Este valor é considerado alto, pois, ao se comparar o resultado da SMC com o padrão estabelecido na Resolução nº 729 de uma hora e meia por ano (ANEEL, 2016), tem-se que o valor calculado excede significativamente o padrão. Essa comparação é apenas para uma caracterização do longo período anual de indisponibilidade, visto que esse padrão de duração de outros desligamentos foi revogado pela Resolução Normativa nº 782 (ANEEL, 2017).

Para o cálculo da frequência de falha da LT, foi novamente preciso realizar a caracterização do período anual com os resultados do programa. Para a linha

FRA-PGN, obteve-se um valor de 0,4549 falhas por ano, ou seja, aproximadamente 1 falha a cada 2 anos de operação. Mesmo apresentando um valor inferior ao padrão de frequência estabelecido pela regulamentação, de 3 falhas por ano, tem-se que a frequência de falha calculada para a linha ainda é elevada, pois 1 falha a cada 2 anos para um evento de grande impacto como queda de torres é alarmante. Esse valor está alinhado com o estipulado para toda a linha, que apresentou 23 quedas em 50 anos de operação, caracterizando-a como crítica para queda de torres.

Os vetores acumuladores da PVI permitem elaborar um histograma da probabilidade do percentual do PB a ser descontado devido à indisponibilidade. Vale ressaltar o fato de que esse histograma só leva em consideração os eventos em que ocorreram quedas de torres, e essas foram ou não penalizadas pelo mecanismo da PVI. Deste modo, não são considerados os meses em que a linha não apresentou interrupções em seu funcionamento. O histograma é construído dessa forma visto que, do total de 176.298 simulações, há 6683 falhas de queda de torres, um percentual de apenas 3,79% das simulações. Assim, ao se construir um histograma considerando as simulações sem falhas, o gráfico gerado teria uma grande concentração na classe de valor zero, inviabilizando a visualização das outras classes.

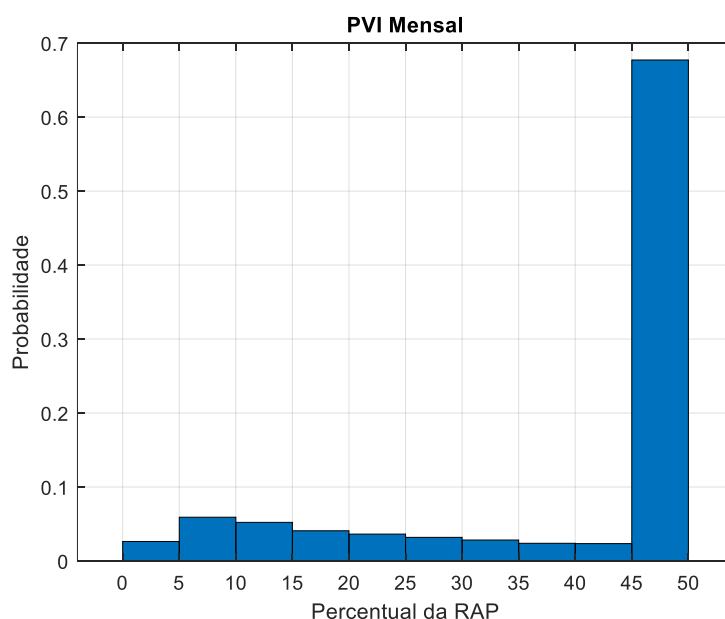


Figura 4.2 – Histograma da PVI. Fonte: Autoria Própria

Assim, o histograma ilustrado pela Figura 4.2 corresponde aos 3,79% do total de meses simulados em que houve quedas de torres. Deve-se ressaltar ainda que o histograma incorpora a consideração de que durante um mês, não é permitido um valor de PVI superior a 50% do PB da FT da concessionária.

Nota-se uma alta concentração da PVI na última classe, correspondente ao intervalo de 45% a 50% da RAP. A elevada probabilidade dessa classe é explicada da seguinte maneira: ao se considerar uma distribuição log-normal, com tempo médio de reparo de 48h e desvio padrão de um dia, a PVI também será elevada, com grande chance de ultrapassar o limite de 50% do PB mensal. Mas, como de acordo com os mecanismos da legislação não se pode ter uma PVI maior que 50% do PB mensal, deve-se manter a PVI em 50% e liquidar o saldo restante nos meses subsequentes.

De uma forma geral, pode se classificar uma queda de torre como um evento de frequência relativamente baixa, mas com potencial para implicar um alto custo quando ocorre. A frequência de queda de torres da linha estudada está praticamente 6 vezes abaixo do limite admitido pelo órgão regulador (mas que inclui ainda outros tipos de desligamento).

O custo elevado da PVI para as concessionárias pode ser confirmado pelo histograma da Figura 4.2. Verifica-se que as classes correspondentes aos menores descontos apresentam probabilidades quase sempre menores que 5%, e que a classe correspondente ao maior valor permitido (50% do PB) é a de maior probabilidade de ocorrência. Outros índices apresentados nesse capítulo colaborarão para confirmar o elevado custo da queda de torres de linhas de transmissão para as concessionárias.

O programa gera também os histogramas referentes aos tempos de funcionamento e reparo sorteados. Tais gráficos são interessantes do ponto de vista de verificação, pois permitem comprovar as hipóteses consideradas na simulação: tempo de funcionamento com distribuição exponencial (2.11) e tempo de reparo com distribuição Log-Normal. As figuras 4.3 e 4.4 mostram que as distribuições assumidas para o sorteio dos tempos por meio da simulação foram corretamente implementadas, visto que os valores médios estão

devidamente alocados dentro do histograma e a forma das figuras está de acordo com o esperado para as distribuições consideradas.

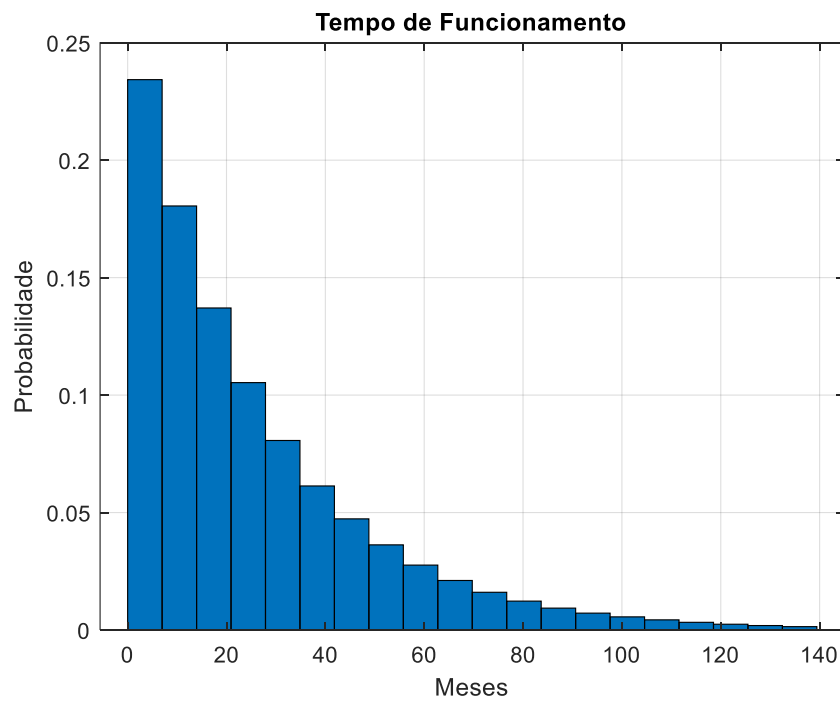


Figura 4.3 – Tempo de Funcionamento. Fonte: Autoria Própria

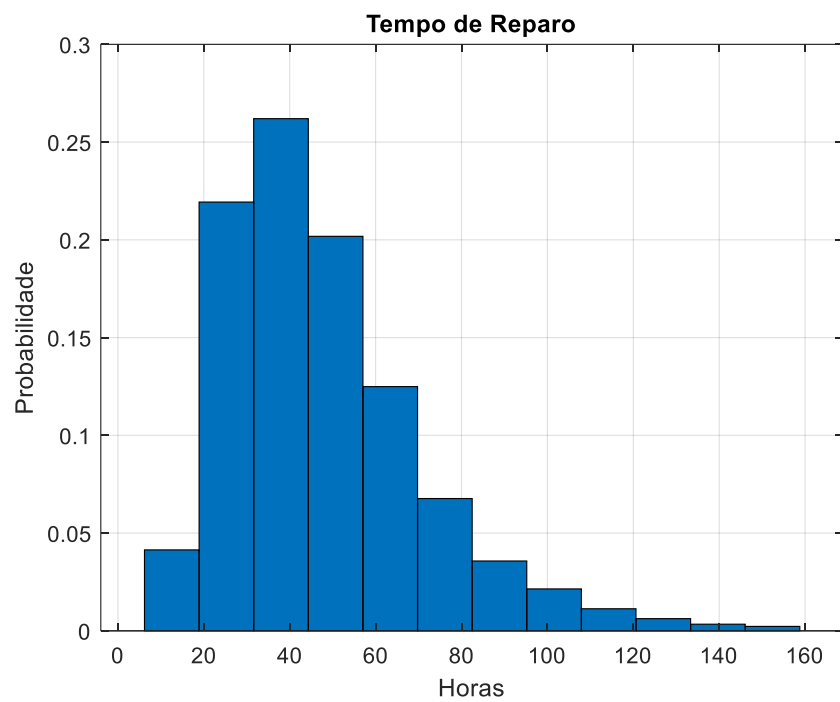


Figura 4.4 – Tempo de Reparo. Fonte: Autoria Própria

O último parâmetro fornecido pela SMC e apresentado na Tabela 4.1 corresponde à duração média da falha, indicando 49,47 horas. Primeiramente, percebe-se que a simulação apresentou um comportamento esperado, pois, para o tempo de reparo adotou-se uma distribuição log-normal de média de 2 dias (48 horas). Portanto, a média da distribuição admitida e o resultado obtido na simulação ficaram semelhantes. Quanto ao valor médio obtido do tempo de reparo, nota-se que ele se apresenta abaixo da tolerância definida pelo órgão regulador, ou seja, a maioria das indisponibilidades não é penalizada pela PVI.

Ao analisar a distribuição log-normal proposta no programa MINITAB, aproximadamente 85% da área da curva da função densidade de probabilidade está localizada entre 0 e 70 horas, enquanto apenas 15% se apresenta a direita do valor da tolerância máxima. Dessa forma, fica caracterizado o alto impacto das quedas de torres na receita da concessionária, pois 15% das ocorrências de queda tem uma chance considerável de implicar em um desconto de 50% da receita da FT do mês analisado.

O MATLAB permite que resultados da simulação sejam exportados para um arquivo em formato texto. Assim, com os valores de PVI usados na elaboração do histograma da Figura 4.2, é possível atribuir uma distribuição de probabilidade. Para essa finalidade utilizou-se o programa MINITAB. Os resultados fornecidos pela análise do programa são mostrados na Figura 4.5.

Distribuição	AD	P-Valor
Normal	464,017	<0,005
Box-Cox Transformation ($\lambda = 1,88$)	478,982	<0,005
Lognormal	465,227	<0,005
3-Parameter Lognormal	464,038	*
Exponential	601,911	<0,003
2-Parameter Exponential	601,176	<0,010
Weibull	523,4	<0,010
3-Parameter Weibull	543,205	<0,005
Smallest Extreme Value	543,223	<0,010
Largest Extreme Value	424,475	<0,010
Gamma	467,356	<0,005
3-Parameter Gamma	462,86	*
Logistic	447,822	<0,005
Loglogistic	444,97	<0,005
3-Parameter Loglogistic	447,823	*

Figura 4.5 – Teste *Goodness of Fit*. Fonte: Autoria Própria

O MINITAB utiliza o teste *Goodness of Fit* para a identificação de distribuição de variáveis aleatórias. A metodologia desse teste consiste na utilização da estatística de Anderson-Darling (AD) para cálculo do P-Valor para a distribuição testada. Em seguida, o P é comparado ao nível de significância desejado (α), 5% para esse trabalho. Em caso de P ser menor que α , é concluído que a variável analisada não segue a distribuição testada. Portanto, não foi possível caracterizar a Parcela Variável por meio de nenhuma das distribuições testadas.

4.2 Tempos Penalizados pela PVI

Na estrutura do programa elaborado para realizar a Simulação Monte Carlo há vetores responsáveis por contabilizar o tempo, em minutos, das indisponibilidades penalizadas pelo coeficiente para outros desligamentos (K_0 até o 300º minuto de indisponibilidade) e pelo coeficiente para desligamentos programados (K_p após o 300º minuto de indisponibilidade). Essa análise foi feita com base nos minutos penalizados devido às seguintes razões:

- Não se conhece o valor do PB da FT estudada;
- A simulação é feita mês a mês e não se deve comparar unidades monetárias de períodos diferentes, e;
- Facilitar a interpretação dos resultados.

Na seção de índices fornecidos como resultados da simulação, tem-se o valor esperado do número de minutos penalizados por mês, de acordo com o coeficiente analisado. Como o primeiro fator a ser utilizado para o cálculo da PVI é o coeficiente relacionado aos desligamentos não programados, optou-se por analisá-lo antes. Com um valor de 1,46 minutos/mês, tem-se que a quantidade média de minutos penalizados por K_0 é relativamente baixa, indicando a raridade do evento de quedas de torres.

Porém, ao se considerarem apenas os meses de valores não nulos de minutos penalizados obtém-se conclusões mais interessantes. Utilizando os vetores acumuladores de minutos penalizados por K_0 , foi construído um histograma de distribuição de probabilidade para este coeficiente, apresentado na Figura 4.6.

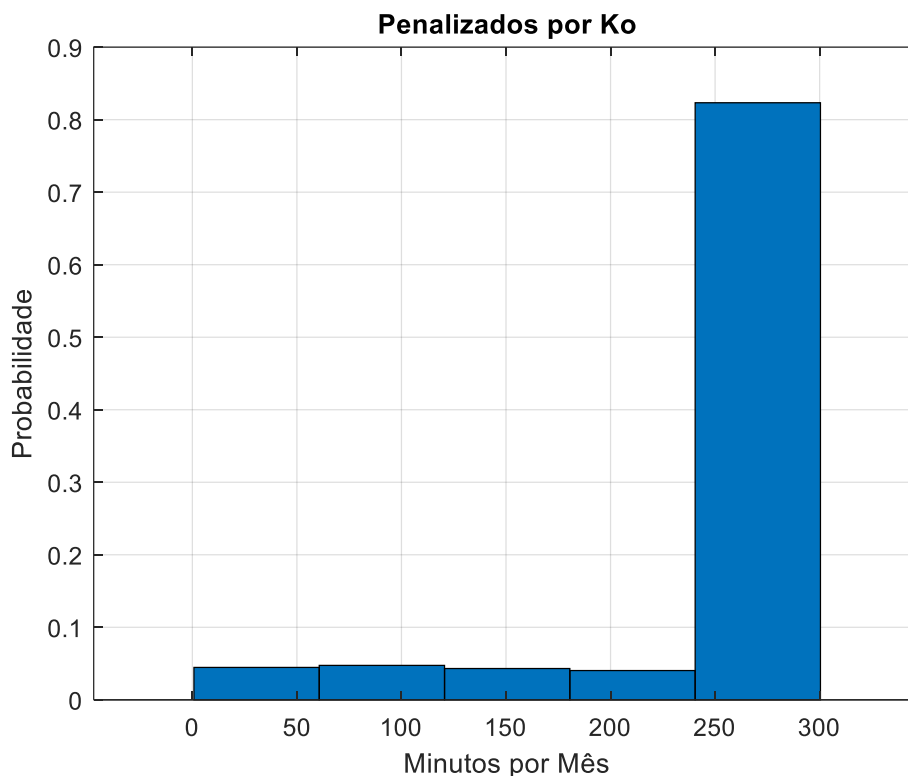


Figura 4.6 – Histograma do tempo (não nulo) penalizado por Ko. Fonte: Autor

O histograma apresentado na Figura 4.6 revela uma probabilidade de mais de 80% dos casos em que há penalização, esta se localiza na classe correspondente ao período máximo no qual é penalizado pelo coeficiente para outros desligamentos (300 minutos). Em termos de receita, isso representa um grande desconto para a concessionária, visto que na metodologia de cálculo da PVI, o coeficiente Ko assume um valor igual a 150, enquanto o coeficiente para desligamentos programados tem valor de 10, ou seja, não é recomendável exceder o limite estabelecido por norma, pois, Ko é quinze vezes mais oneroso que Kp. Dessa forma, cada minuto penalizado por Ko corresponde a quinze minutos penalizados por Kp.

Outro comportamento revelado pelo histograma da Figura 4.6 reside no fato da baixa probabilidade do resto das classes (classes dentro do limite da norma). Essas probabilidades diminutas demonstram a dificuldade ocasionada pela queda de uma torre de uma LT. Além dos transtornos de fornecimento, tem-se a questão do reparo dessas estruturas, visto que em alguns casos, a estrutura avariada tem uma localização de difícil acesso e trânsito de veículos, pessoas e equipamentos, implicando um tempo de reparo que excede as 70 horas de

tolerância para torres de circuito duplo estabelecida pela ANEEL. A distribuição adotada para o tempo de reparo tentou representar as dificuldades de acesso por meio do desvio-padrão de 24 horas, porém, esse valor não foi obtido por dados de campo. Assim, para uma representação mais fiel, deve-se estudar o histórico de reparos da linha de transmissão, principalmente, se a LT tem grande extensão, e ao longo do seu percurso esta atravessa locais com diferentes características topológicas e climáticas.

Após o trecentésimo minuto penalizado por Ko, a ANEEL estabelece que caso a indisponibilidade continue, a PVI correspondente passe a ser calculada pelo coeficiente para desligamentos programados Kp. Essa medida foi adotada para não se penalizar de maneira exagerada as concessionárias pelos reparos longos devido a fatores que fogem do controle da empresa. A simulação Monte Carlo revelou uma média de 5,46 minutos/mês penalizados pelo coeficiente Kp. Trata-se de um valor cinco vezes maior que o do Ko. Contudo, o desconto decorrente do coeficiente ko possui maior impacto na receita da concessionária de transmissão. Ao considerar apenas os meses em que os minutos penalizados por Kp não são nulos, tem-se o histograma da Figura 4.7.

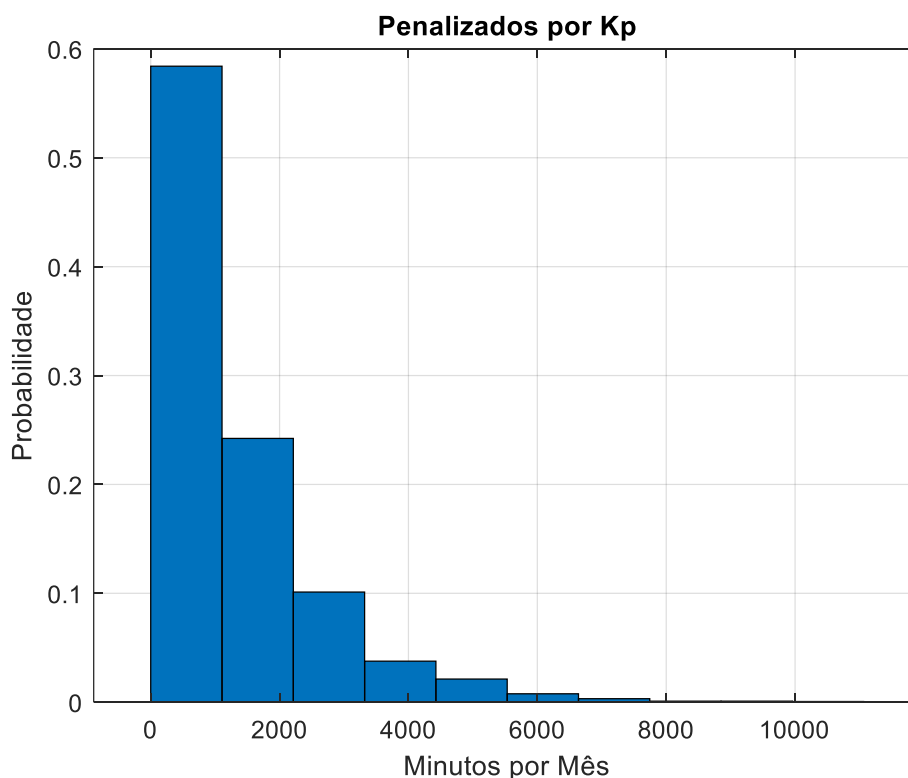


Figura 4.7 – Histograma do tempo (não nulo) penalizado por Kp. Fonte: Autor

Na Figura 4.7, o gráfico mostra uma concentração de probabilidade, quase 60% das ocorrências, da indisponibilidade se estender até 1000 minutos após ter atingido o limite máximo de 300 minutos de penalização por Ko. Em seguida, tem-se a classe correspondente ao intervalo de 1000 a 2000 minutos, com probabilidade de aproximadamente 23%. As demais classes apresentaram probabilidades decrescentes. Esse comportamento, indica uma tendência exponencial decrescente da variável estudada. Dessa forma, ao ocorrer uma queda de torre, o tempo de reparo tem grande probabilidade de exceder os 300 minutos, porém, a partir do momento em que passa ser cobrado o valor de Kp, o reparo apresentabaixas chances de se estender por mais que 2000 minutos.

Mediante o comportamento mostrado pela variável no histograma pela Figura 4.7, utilizou-se novamente o teste Goodness of Fit do MINITAB para modelar o tempo penalizado por Kp sob uma distribuição probabilística. Os resultados, vetores contadores e acumuladores de tempo de penalização, da simulação foram exportados para o MINITAB e submetidos ao teste, tendo como resultados os parâmetros da Figura 4.8.

Descriptive Statistics

N	N*	Mean	StDev	Median	Minimum	Maximum	Skewness	Kurtosis
958	0	1351,20	1457,76	879,5	1	10074	2,17938	6,41650

Box-Cox transformation: $\lambda = 0,199709$

Goodness of Fit Test

Distribution	AD	P	LRT P
Normal	53,429	<0,005	
Box-Cox Transformation	0,946	0,017	
Lognormal	6,310	<0,005	
3-Parameter Lognormal	3,676	*	0,000
Exponential	2,204	0,006	
2-Parameter Exponential	2,192	<0,010	1,000
Weibull	0,893	0,023	
3-Parameter Weibull	0,894	0,024	1,000
Smallest Extreme Value	110,060	<0,010	
Largest Extreme Value	23,303	<0,010	
Gamma	1,241	<0,005	

Figura 4.8 – Teste *Goodness of Fit* para o tempo penalizado por Kp.

Fonte: Autor

Mediante os resultados apresentados pelo MINITAB, verificou-se que as distribuições capazes de caracterizar os minutos penalizados pelo coeficiente K_p são: uma transformação de Box-Cox com λ igual a 0,1997 e a distribuição de Weibull. Para a transformação de Weibull tem-se um valor de 0,95396 de parâmetro “shape” e 1321,9519 para “scale”.

Destaca-se que os histogramas das Figuras 4.6 e 4.7 são condicionados a valores não nulos de minutos mensais de penalização. Isto é feito para facilitar a visualização, já que na maioria dos meses amostrados o tempo total penalizado é zero.

Depois de fornecer informações importantes sobre os índices de penalização por coeficiente, o programa fornece a probabilidade de ocorrer pagamento e o valor médio mensal de PVI a ser pago pela concessionária. Para a simulação realizada nesse trabalho, obteve-se um resultado de 1,57%. Assim, espera-se que em 1,57% dos meses haja algum desconto na receita da concessionária, seja por falhas do próprio mês ou por pagamento de penalidade referente ao mês anterior em que o limite de 50% do PB tenha sido atingido. Matematicamente:

$$P(PVI > 0) = 0,0157.$$

Da mesma forma, a SMC apontou um valor médio de 0,6483% do PB como o pagamento mensal por parte da concessionária, i.e.:

$$E(PVI) = 0,6483 (\% \text{ PB}).$$

Tal valor pode ser entendido como a proporção deduzida continuamente do pagamento base, i.e., durante todos os meses, como forma equivalente de se pagar pela indisponibilidade causada por quedas de torres.

Esse percentual, embora possa ser considerado relativamente diminuto, representa um total de 176.298 meses simulados, i.e., apesar do grande número de meses simulados e a maioria deles não apresentar ocorrência de penalização, esta foi capaz de impactar, em média, quase 0,7% da receita mensal. Para efeito de comparação, esse desconto é superior à taxa mensal de investimentos livres ou de baixo risco.

4.3 Análises de Sensibilidade

As análises apresentadas nesta seção têm por objetivo destacar o comportamento da PVI frente a alterações em alguns parâmetros, sejam próprios da linha de transmissão, como taxa de falha e tempo médio de reparo, ou da legislação vigente, como a tolerância para identificação da falha e a execução do reparo da linha.

Embora a simulação forneça como resultado diversos gráficos, índices e valores acumulados que possibilitam caracterizar uma distribuição de acordo com a variável de interesse, para a análise de sensibilidade optou-se pela utilização do índice de indisponibilidade, probabilidade média de pagamento de PVI e o valor esperado da PVI.

A metodologia utilizada para essa análise de sensibilidade foi a mesma para todos os parâmetros considerados. Depois de realizada a simulação com os dados, parâmetros e coeficientes atuais, armazenam-se os resultados dos valores obtidos. Em seguida, aplica-se uma variação percentual no parâmetro que se deseja analisar, e efetua-se novamente a simulação com o novo valor de parâmetro. Com os resultados de probabilidade e valores esperados para cada variação percentual é possível montar gráficos e tabelas, tais como os apresentados a seguir.

4.3.1 Taxa de Falha

O primeiro parâmetro avaliado nesta análise é a taxa de falha. Conforme mencionado, ela impacta diretamente os tempos de funcionamento sorteados pela distribuição exponencial. Logo, é de se esperar que um aumento da taxa de falha cause mais falhas por mês sorteado e essas falhas alterem os indicadores médios.

A Tabela 4.2 apresenta como indisponibilidade, valor esperado de PVI e risco de PVI variam ao aplicar para uma variação $\pm 25\%$ e $\pm 50\%$ na taxa de falha da linha.

O comportamento da indisponibilidade de acordo com a variação apresentada pela taxa de falha da linha de transmissão é representado pelo gráfico da Figura 4.9.

TABELA 4.2 – EFEITO DA TAXA DE FALHA

Taxa de falha (falhas/ano)	U (h/ano)	E[PVI] (% PB)	P(PVI>0)
0,000735	11,34	0,3319	0,0083
0,001103	16,47	0,4867	0,0121
0,001470	22,53	0,6483	0,0157
0,001838	28,37	0,8443	0,0210
0,002205	33,46	1,0020	0,0248

Fonte: Autoria Própria.

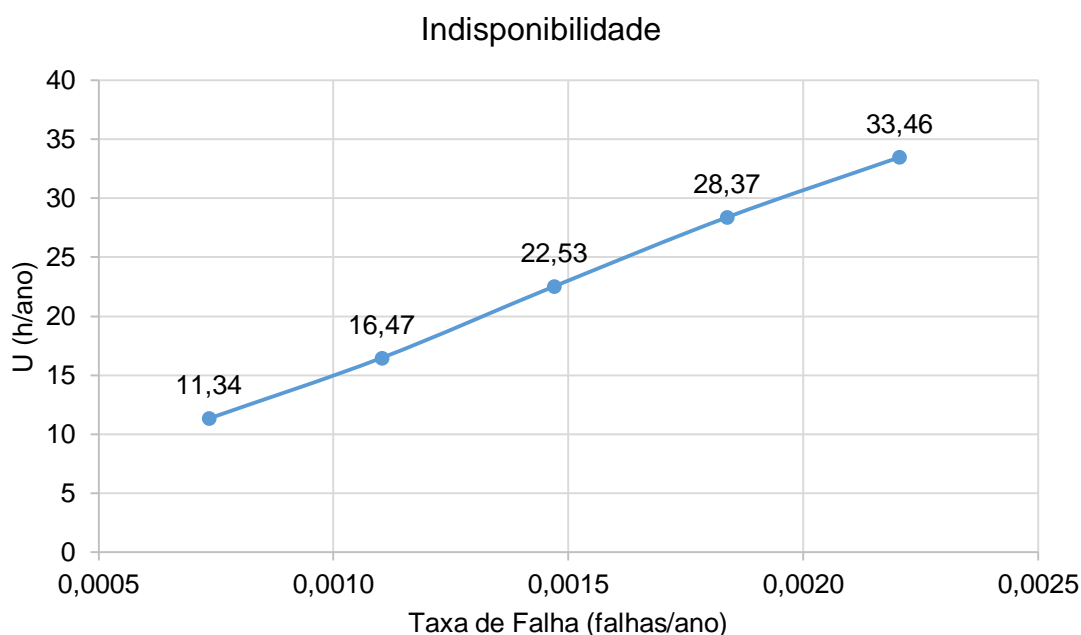


Figura 4.9 – Indisponibilidade x Taxa de falha. Fonte: Autoria própria.

A Figura 4.9 exibe o comportamento quase linear da indisponibilidade em função da taxa de falha. Tal comportamento ficou comprovado ao se verificar o coeficiente R^2 fornecido pelo Excel, um valor de 0,9991, isso implica que o modelo linear é capaz de explicar as variações de maneira eficiente. Tal comportamento era esperado, devido à formulação da indisponibilidade, que é diretamente proporcional à taxa de falha.

Os próximos parâmetros analisados são a probabilidade de pagamento de PVI e o valor esperado de PVI. Esses fatores são analisados em conjunto visto que ambos os parâmetros levam em consideração todos os meses simulados. Além disso, existe uma relação entre eles, visto que o aumento da taxa de falha ocasiona um número maior ocorrência de queda de torres, implicando em uma chance maior de ocorrer pagamento de PVI e um valor maior descontado do PB da concessionária. Utilizou-se novamente os recursos do Excel para elaborar um gráfico para avaliar o comportamento da probabilidade e o valor esperado da PVI, variando-se apenas a taxa de falha.

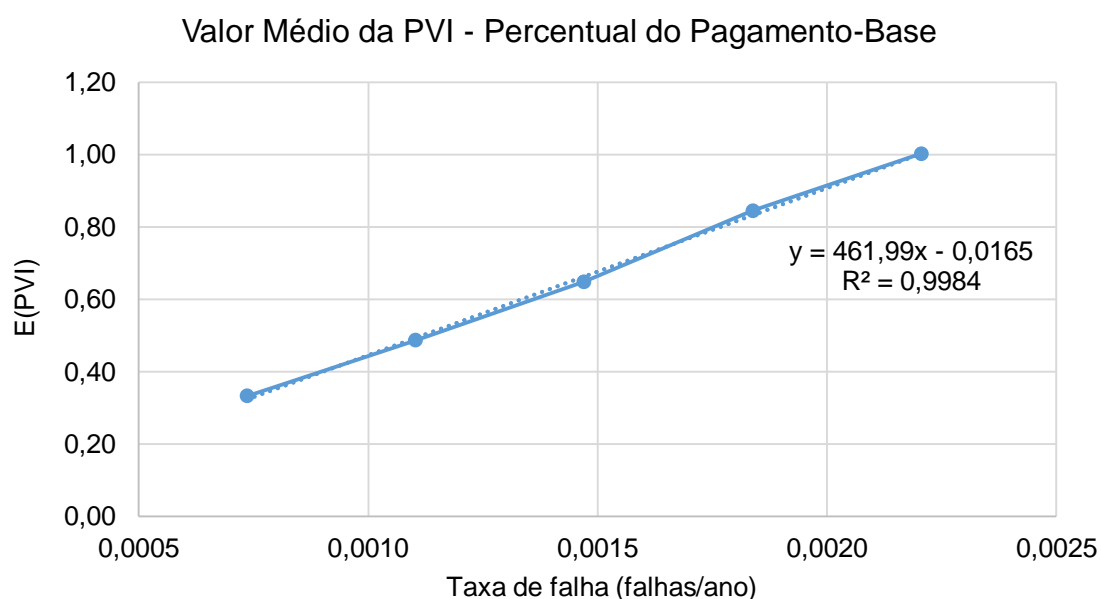


Figura 4.10 – Valor médio da PVI x Taxa de falha. Fonte: Autoria própria.

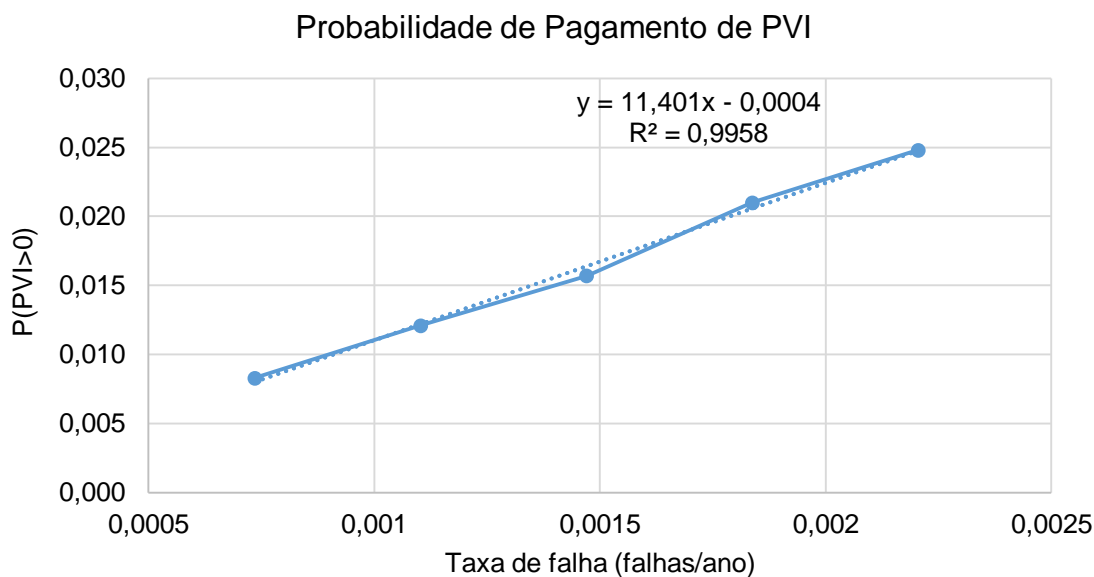


Figura 4.11 – Probabilidade de PVI x Taxa de falha. Fonte: Autoria própria.

As Figuras 4.10 e 4.11 ilustram o comportamento da $E(PVI)$ e $P(PVI > 0)$, que a exemplo da indisponibilidade, apresentaram comportamento linear. Os coeficientes R^2 para as Figuras 4.10 e 4.11 são, respectivamente, 0,9984 e 0,9958. O valor médio de PVI tem um coeficiente linear de 461,99 enquanto a probabilidade de pagamento apresentou um valor de 11,41.

O coeficiente angular ajudou em identificar qual dos índices analisados é o mais sensível perante a variação da taxa de falha da linha de transmissão. Para a linha FRA-PGN, a indisponibilidade foi o índice mais sensível, visto que um maior coeficiente angular no modelo linear indica uma maior alteração na variável dependente para a variação unitária da variável independente.

4.3.2 Tempo Médio de Reparo

Outro aspecto operacional cujo impacto nos indicadores de desempenho deve ser avaliado é o Tempo Médio de Reparo (MTTR). Esses parâmetros, junto com a variância, foram essenciais para a construção da função densidade de probabilidade para o tempo de reparo.

Aplicou-se uma variação de 50% para cima e para baixo no tempo de reparo médio adotado para a simulação (48h). A Tabela 4.3 permite visualizar os resultados obtidos após se modificar os valores na estrutura do programa.

TABELA 4.3 – EFEITO DO TEMPO MÉDIO DE REPARO

MTTR (horas)	U (h/ano)	E[PVI] (% PB)	P(PVI>0)
24	10,96	0,2059	0,0050
48	22,53	0,6483	0,0157
72	34,23	2,0840	0,0513

Fonte: Autoria Própria.

Com as informações contidas na Tabela 4.3, foi possível a construção de gráficos cuja finalidade foi a melhor interpretação e visualização do comportamento do índice em função da variação do tempo médio de reparo. O primeiro índice analisado foi a indisponibilidade, resultando no gráfico representado pela Figura 4.12.

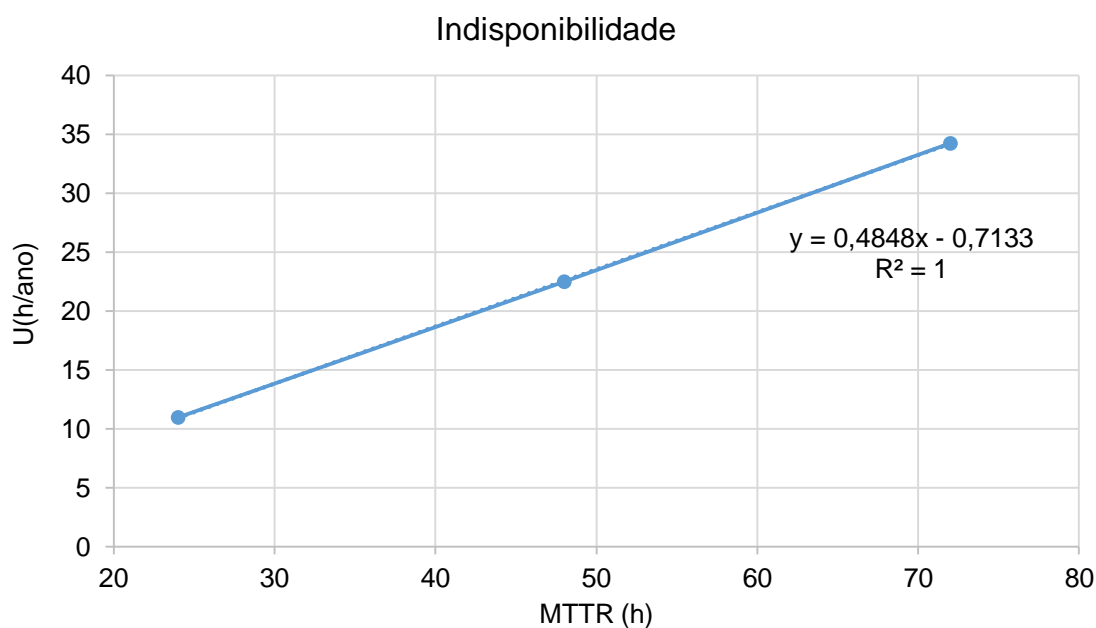


Figura 4.12 – Probabilidade de PVI x MTTR. Fonte: Autoria própria.

O gráfico da Figura 4.12 evidenciou um comportamento linear da indisponibilidade. Usando as ferramentas do Excel obteve-se um coeficiente R^2 próximo de 1, indicando um comportamento quase linear entre as variáveis. Dessa forma, o coeficiente angular da equação fornecida pelo Excel permitiu concluir que ao se variar uma hora no tempo de reparo médio, altera-se em média 30 minutos na indisponibilidade anual. Novamente, o comportamento linear era esperado, pois a indisponibilidade é proporcional ao tempo médio de reparo.

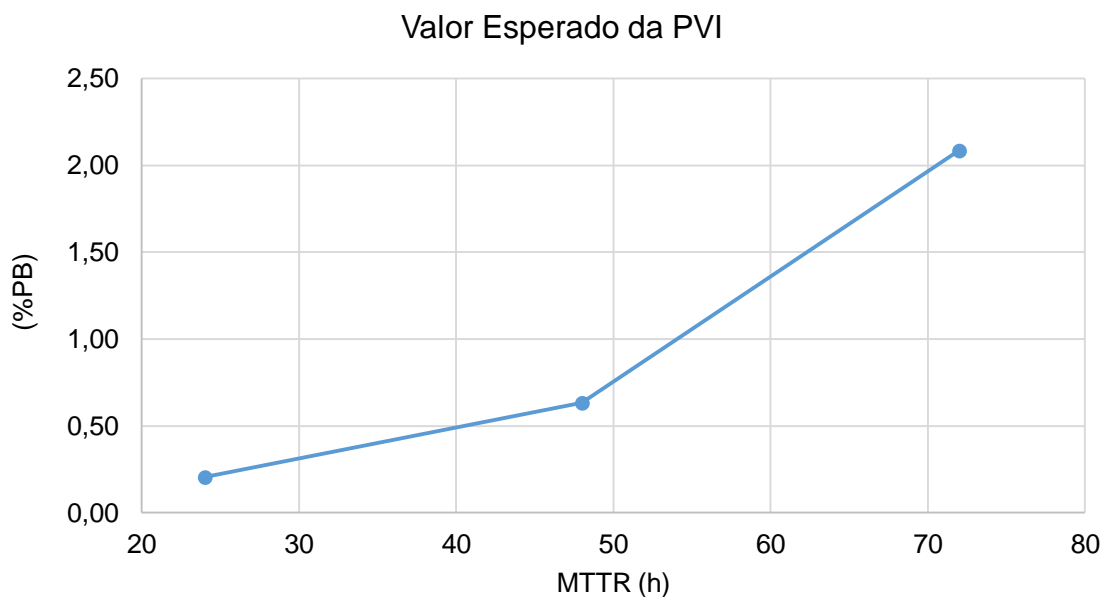


Figura 4.13 – Valor esperado de PVI × MTTR. Fonte: Autoria própria.

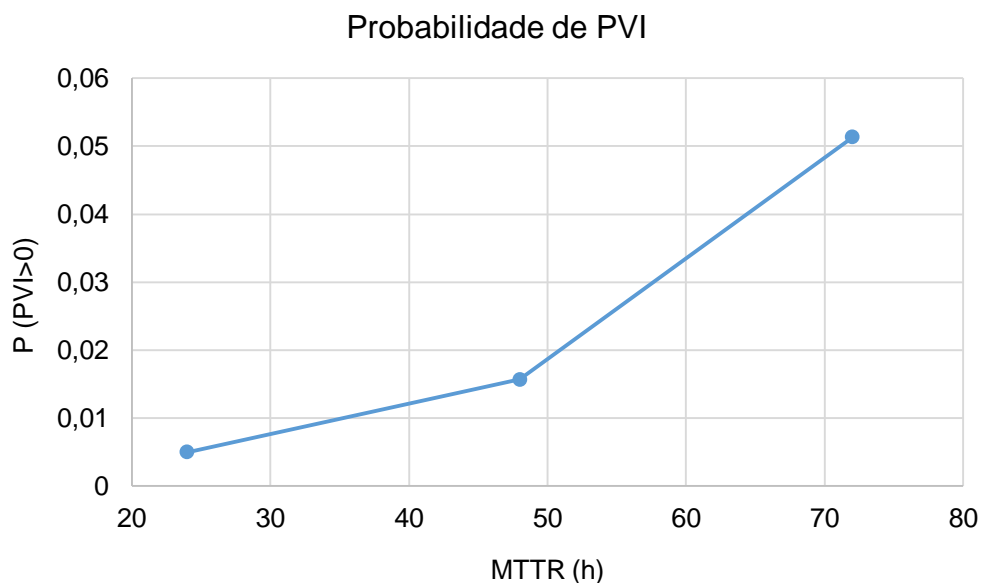


Figura 4.14 – Probabilidade de PVI × MTTR. Fonte: Autoria própria.

Os indicadores referentes à probabilidade e valor esperado da PVI são analisados em conjunto. Aplicou-se novamente o Excel para a construção dos gráficos mostrados pelas Figuras 4.13 e 4.14.

Os gráficos revelam um comportamento semelhante entre o valor esperado e a probabilidade ao se variar o tempo médio de reparo. Ambos possuem um comportamento não linear crescente com o MTTR. Portanto, conclui-se que

a partir do ponto correspondente ao parâmetro utilizado na simulação (48h de tempo médio de reparo) há um aumento de sensibilidade dos índices em relação ao tempo médio de reparo. Dessa forma, para os trechos mais sensíveis dos gráficos tem-se que para cada hora de MTTR aumentada (ou diminuída) há a alteração de 0,0604 (% do PB) no valor esperado de PVI e 0,0015% nas chances de ocorrer pagamento de PVI para a linha estudada.

Ao final da análise foi possível concluir que, dentre os índices analisados mediante a variação do tempo médio de reparo, a indisponibilidade apresenta uma maior sensibilidade ao MTTR, tal resultado é justificável visto que o MTTR é utilizado diretamente no cálculo do índice de indisponibilidade. Quanto aos demais índices, ambos apresentam sensibilidade positiva com o tempo médio de reparo, apresentando uma inflexão no ponto correspondente ao valor utilizado para a simulação. Essa inflexão divide o gráfico em duas regiões, sendo o primeiro de menor sensibilidade e o segundo de maior sensibilidade. Isso ocorre devido a metodologia de cobrança da PVI, visto que após determinado tempo de indisponibilidade, ou seja, tempo no estado de reparo, a fórmula da PVI sofre uma alteração em um de seus coeficientes. Um maior tempo médio de reparo faz com que as ocorrências de queda tenham uma chance maior de atingir esse limite de tempo, causando a inflexão observada.

4.3.3 Tolerância Estipulada pela ANEEL

Depois de avaliados como os índices de desempenho são afetados por variações nos parâmetros relacionados ao ciclo operacional das torres da linha de transmissão, deve se atentar para os fatores referentes à legislação. Esses fatores merecem atenção especial, pois, além de não estar sob o controle das concessionárias, a regulamentação não altera o ciclo operacional e suas características, porém, pode levar a maiores descontos e reduções de receita.

Neste trabalho, existem três fatores relativos ao evento de queda de torres que têm importância no cálculo da PVI: os coeficientes para desligamentos programados e não programados, e a tolerância para as empresas localizarem e repararem a estrutura avariada. Os coeficientes estabelecidos pelas resoluções normativas são o resultado de diversos trabalhos estatísticos de diversas FT.

Portanto, optou-se por avaliar a sensibilidade dos indicadores perante a tolerância, devido ao fato do país ser grande extensão territorial com diversas características climáticas e de relevo, facilitando ou dificultando o acesso das equipes de manutenção aos locais em que ocorreram as quedas de torre.

Diferentemente dos parâmetros avaliados anteriormente, utilizou-se variações de 10h para realizar a análise de sensibilidade. Essa opção foi feita devido ao fato de que as reduções percentuais, caso fossem aplicadas, resultariam em tolerâncias inferiores ao estipulado para torres de circuito simples e, por outro lado, os aumentos percentuais implicariam em tolerâncias tão altas que não haveria quase nenhuma penalização por PVI, ou seja, o objetivo da resolução de garantir a qualidade do serviço de transmissão estaria em risco.

As Figuras 4.15 e 4.16 mostram o comportamento da probabilidade e valor médio da PVI de acordo com a tolerância. Percebe-se um comportamento muito semelhante entre as variáveis estudadas. Ambas apresentam comportamento decrescente à medida que o valor da tolerância aumenta. Isso ocorre devido ao fato de uma menor tolerância, implica na ocorrência mais frequente de reparos penalizados pelo mecanismo da PVI. Com um maior número de reparos penalizados, têm-se maiores valores médios de PVI e probabilidades de pagamento. A mesma conclusão pode ser aplicada para os valores mais elevados de tolerância. Ao aumentar esse parâmetro, tem-se uma menor quantidade de penalizações, causando menores valores de probabilidade e pagamentos por indisponibilidade.

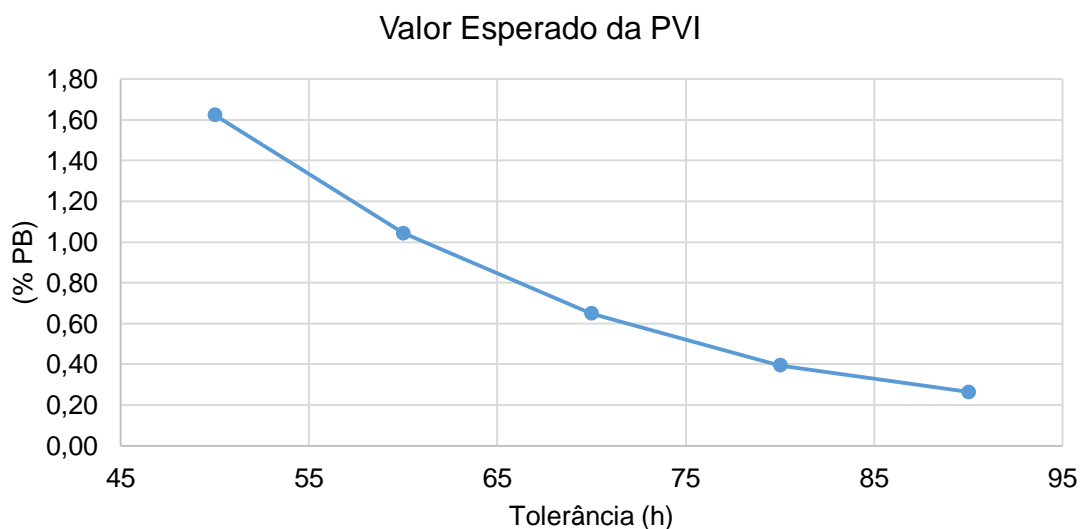


Figura 4.15 – Tolerância x Valor Esperado da PVI. Fonte: Autoria Própria.

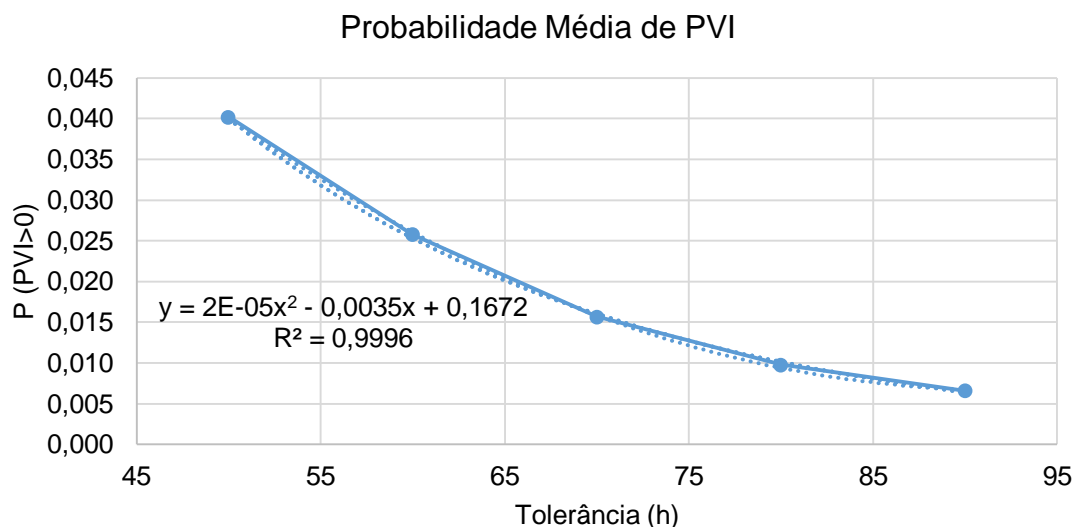


Figura 4.16 – Tolerância x Probabilidade Média da PVI. Fonte: Autoria Própria.

Os gráficos mostram que os comportamentos das variáveis estudadas são semelhantes e um modelo linear não é capaz de descrevê-los de maneira satisfatória, visto que cada trecho entre os pontos dos gráficos apresenta angulações diferentes entre si. Essa suspeita pode ser comprovada ao utilizar o Excel e suas linhas de tendência, revelando um valor de coeficiente R^2 de 0,936 para o valor médio e de 0,932 para a probabilidade média. Rejeitado o modelo linear, utilizou-se o Excel para calcular o coeficiente R^2 para o modelo polinomial de segundo grau e o exponencial. Os resultados fornecidos pelo Excel podem ser sintetizados na Tabela 4.4.

TABELA 4.4 – MODELOS DE AJUSTE

Parâmetro	Modelo	Equação Modelada	R^2
Valor Esperado	Polinomial	$y = 0,0007x^2 - 0,1377x + 6,6446$	0,9997
	Exponencial	$y = 16,379 e^{-0,046x}$	0,9991
Probabilidade Média	Polinomial	$y = 2E-05x^2 - 0,0035x + 0,1672$	0,9996
	Exponencial	$y = 0,3957 e^{-0,046x}$	0,9987

Fonte: Autoria Própria

Na Tabela 4.4, tem-se que x é a variável independente, nesse caso, a tolerância. A tabela mostra que tanto o modelo exponencial quanto o polinomial são capazes de explicar a variação dos parâmetros, visto que todos os modelos foram capazes de explicar mais de 99% da variação dos dados. A caracterização da probabilidade de pagamento de PVI por meio de uma equação tem sua importância justificada caso em trabalhos futuros se realize uma SMC com esse parâmetro.

Por fim, conclui-se que para a tolerância de reparo, o valor esperado e probabilidade média de PVI apresentam igual sensibilidade, visto o comportamento apresentado pelos gráficos e a Tabela 4.4.

Ao final da análise de sensibilidade, é possível adereçar os recursos da concessionária de maneira a minimizar os prejuízos decorrentes das alterações dos parâmetros. Devido ao fato do valor médio esperado apresentar um comportamento não-linear perante à tolerância, é importante para a concessionária estar atenta aos projetos de leis e possíveis alterações na regulamentação das indisponibilidades. Alinhado com essa preocupação tem-se a necessidade de uma equipe de reparo rápida e eficiente, visto que ao se adentrar no segundo trecho da Figura 4.13, o valor esperado da PVI passa a ser consideravelmente mais severo à medida que o tempo médio de reparo aumenta. O valor esperado de PVI apresentou comportamento linear com a taxa de falha, o modelo linear permitiu estimar com precisão o quanto de receita se estará recuperando ao se investir na redução da taxa de falha.

4.4 Comparação entre Linhas de Transmissão

Esta seção tem como objetivo comparar os resultados fornecidos pelo programa de simulação ao aplica-los para duas linhas de transmissão diferentes. A importância dessa comparação reside no fato de que a linha Figueira – Ponta Grossa Norte foi a que mais sofreu quedas de torres no histórico levantado por Wazen (2011). Assim, os resultados são comparados com os de uma linha cujo em seu histórico operacional conste uma quantidade menor de falhas estruturais.

A linha escolhida para comparação é a Cascavel – Toledo, ilustrada na Figura 4.17. A Linha de transmissão CEL – TDO, apresenta um tempo de operação menor em relação à FRA – PGN, e opera em 138 kV.

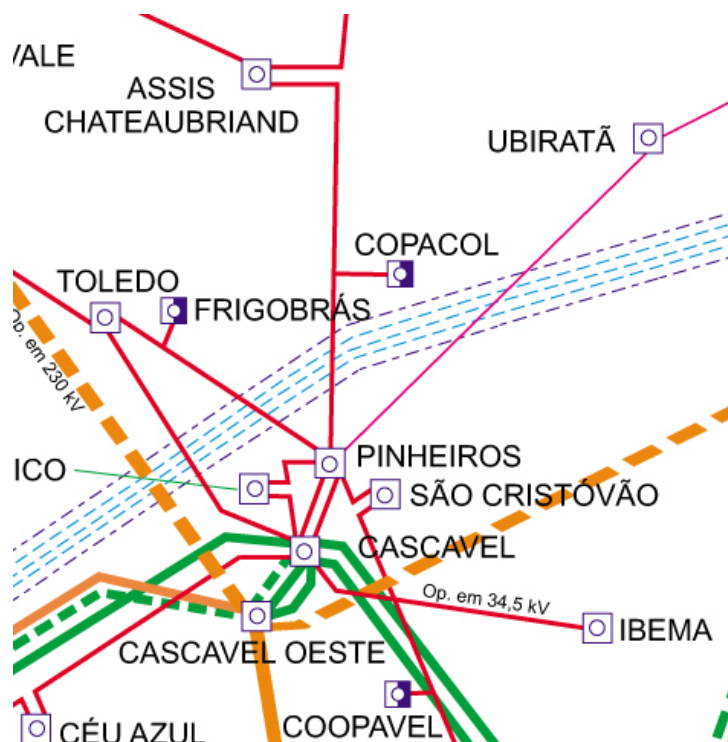


Figura 4.17 – Linha CEL – TDO. Fonte: COPEL (2011).

Escolhida a LT para a comparação, procedeu-se o cálculo da taxa de falha. Além da taxa de falha as seguintes informações devem identificadas: tipo de circuito da linha (simples ou duplo) e extensão da mesma. Tais informações são utilizadas no programa sob a forma da tolerância de reparo e coeficientes de desligamentos programados e outros desligamentos, respectivamente.

A Tabela 4.5 apresenta os dados da linha sob estudo, e a Figura 4.18 ilustra a parte do programa onde são inseridos os dados.

TABELA 4.5 – PARÂMETROS DE ENTRADA PARA A LINHA CEL - TDO

Nº de Torres	Taxa de Falha (f/ano-torre)	Tipo de circuito	Tolerância para Re- paro (h)
139	0,000959	Simples	50

Fonte: Autoria Própria

```

% -----
% Parâmetros do Sistema e da Simulação
% -----

ntorres = 139;      % número de torres da linha
ltorre = 0.000959; % falhas/(ano.torre)
                  % -> modelo exponencial
tmrepa = 48;       % tempo médio de reparo (horas)
despad = 24;       % desvio-padrão do tempo de reparo (horas)
                  % -> modelo log-normal
toler = 50;        % tolerância para a duração da falha (horas)
ko = 150;          % fator multiplicador por deslig. programado
kp = 10;           % fator multiplicador para outros desligamentos
nsim = 1000000;    % número máximo de de simulações (meses)
seed = 1310;       % semente da simulação
betaesp = 0.02;    % coeficiente de variação da EPVI

```

Figura 4.18 – Parâmetros da linha CEL – TDO. Fonte: Autoria Própria

O primeiro resultado observado no programa remete aos critérios de parada da SMC. O critério de parada ainda se manteve, i.e., coeficiente beta de variação, porém, o programa passou a requisitar 236.892 meses de simulação, em comparação com o anterior, de 176.298 meses. Houve um aumento relativo de aproximadamente 34%.

TABELA 4.6 – COMPARAÇÃO ENTRE LINHAS.

Índice	Linha FRA-PGN	Linha CEL-TDO
Indisponibilidade (h/ano)	22,53	6,73
Frequência (f/ano)	0,4549	0,1332
E [mKo] (min)	1,46	1,10
E [mKp] (min)	5,46	4,31
P (PVI>0) (%)	1,57	1,20
E [PVI] (% do PB)	0,6483	0,4833

Fonte: Autoria Própria

Em seguida, procedeu-se a análise comparativa dos índices de desempenho. A Tabela 4.6 permite uma melhor visualização dos resultados, além de permitir uma comparação direta de valores. O primeiro índice mostrado na tabela é a indisponibilidade, foi percebido um valor inferior da nova linha em comparação com a anterior, a menor taxa de falha da linha CEL-TDO implicou em tempo anual de indisponibilidade de 6,73 horas, ou seja, uma redução

relativa de aproximadamente 70% do mesmo índice calculado para a linha Figueira – Ponta Grossa Norte.

A menor taxa de falha da nova linha também tem influência direta no índice de frequência anual de falha, sob a mesma redução relativa da indisponibilidade. Isso faz com que o evento de falha se apresente de maneira ainda mais esporádico, sendo necessários aproximadamente nove anos em média para que ocorra uma falha devido à queda de uma torre da LT.

O próximo resultado consiste no número de minutos penalizados por Ko e por Kp. Primeiramente, notou-se que o valor médio de minutos penalizados por Ko sofreu uma pequena redução quando comparado com a média de minutos penalizados por Kp. Porém, a simulação permitiu a construção dos histogramas representados pelas Figuras 4.19 e 4.20, que forneceram informações mais precisas sobre os comportamentos destes indicadores.

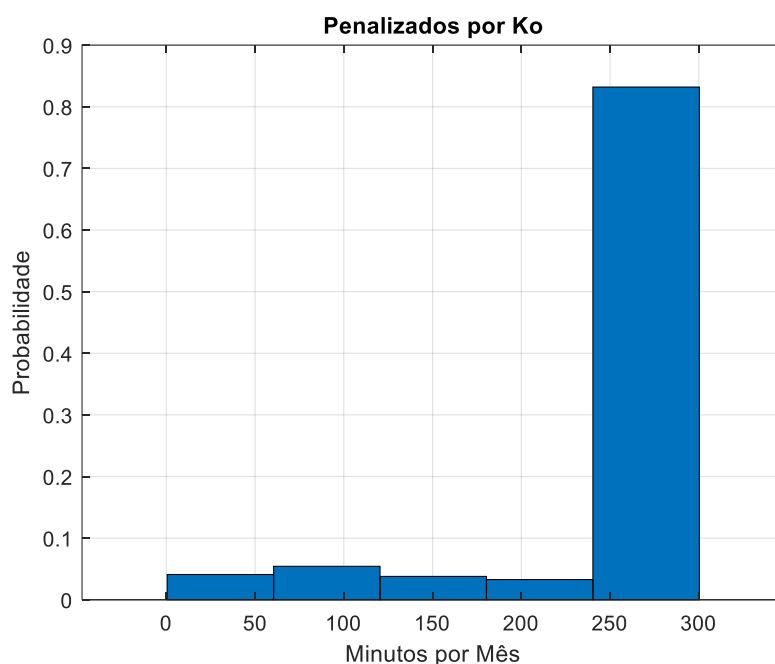


Figura 4.19 – Minutos penalizados por Ko (CEL – TODO). Fonte: Autoria Própria.

As imagens permitem concluir que, em relação aos histogramas da linha FRA-PGN os comportamentos das variáveis estudadas se mantiveram bem semelhantes para a linha CEL-TDO. A semelhança dos histogramas entre as linhas comparadas reside no fato de que os minutos penalizados estão mais relacionados a fatores regulatórios do que a aspectos operacionais, sendo assim, ao se

entrar com os parâmetros da nova linha de transmissão estudada, a única alteração regulatória efetuada foi a alteração da tolerância de 70 para 50 horas, visto que a torre opera em circuito simples. Somente essa alteração não foi capaz de provocar mudanças significativas nos histogramas devido ao fato de não se ter alterado os parâmetros adotados para o sorteio e distribuição adotada para os tempos de reparo da simulação.

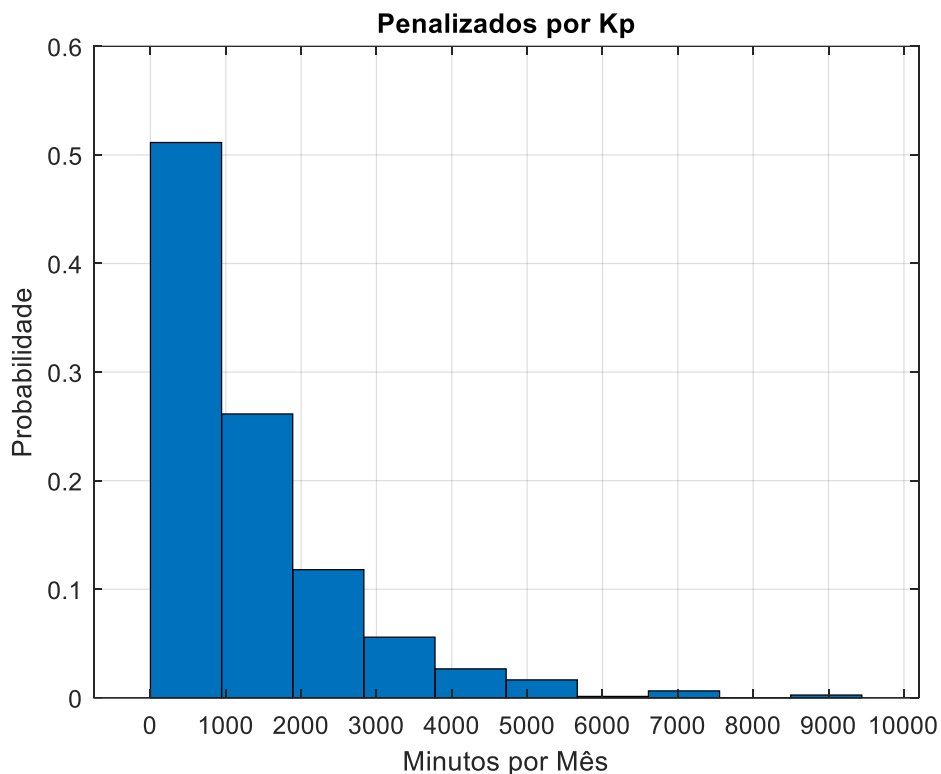


Figura 4.20 – Minutos penalizados por Kp (CEL – TDO). Fonte: Autoria Própria.

Por fim, tem-se a probabilidade de pagamento de PVI mensal e o valor médio de PVI. Ao considerar todos os meses simulados, a probabilidade média de desconto na receita devido a indisponibilidades é de aproximadamente 1,2%. Esse valor corresponde a uma redução de 30% em relação à probabilidade média de PVI da linha FRA-PGN. Essa redução mostra como a alteração da taxa de falha da linha impactou em uma menor chance de pagamento de PVI por meio de um menor número de ocorrências de quedas. A Figura 4.21 mostra o histograma de pagamento de PVI condicionada a valores de PVI maiores que zero.

No valor médio de Parcela Variável por Indisponibilidade foi verificada uma redução relativa de aproximadamente 25% ao se compararem as linhas de transmissão, resultado em um valor aproximado de 0,48% do Pagamento Base da concessionária, descontado mensalmente durante todo o período.

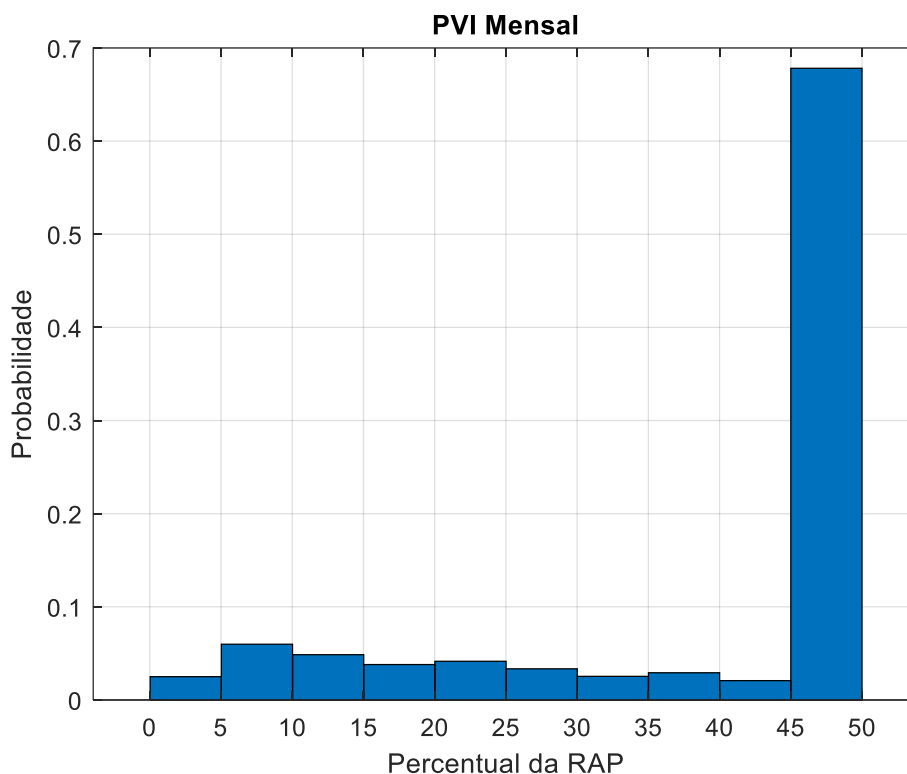


Figura 4.21 – Histograma da PVI (CEL – TDO). Fonte: Autoria Própria.

Ao final da comparação entre as linhas de transmissão, foi possível concluir que as linhas apresentaram resultados relativamente próximos, principalmente nos resultados mostrados pelos histogramas. A alteração da taxa de falha e a tolerância para reparos não foram capazes de produzir mudanças significativas no comportamento da linha CEL-TDO, porém, a menor taxa de falha resultou em índices de desempenho melhores em relação à linha FRA-PGN.

Dessa forma a qualidade de serviço da CEL-TDO é superior à da FRA-PGN. Um estudo sobre o tempo de reparo de torres caídas e sua distribuição se faz necessário, visto que essa variável seja capaz de provocar mudanças significativas nos índices de desempenho e seus respectivos histogramas e distribuição. Essa variável atualmente é desprezada pelas concessionárias e dados sobre a mesma são raros na literatura técnica.

Capítulo 5

Conclusões

NESTE TRABALHO foi proposto um algoritmo de simulação de Monte Carlo cronológica (SMC) para a avaliação probabilística de penalizações decorrentes da indisponibilidade provocada por quedas de torres de transmissão. O objetivo foi elaborar um modelo que auxiliasse na gestão da operação dos ativos de transmissão, ao fornecer uma distribuição de probabilidade para os valores a serem pagos pela concessionária quanto à parcela variável por indisponibilidade (PVI). A SMC revelou os valores médios de tempo penalizado, a probabilidade de ocorrer pagamento de PVI no mês, e seu valor como proporção da receita mensal da concessionária.

O histograma da Parcela Variável para a linha estudada (FRA-PGN) revelou que a queda de torres é um fenômeno com probabilidade relativamente baixa, visto que em 3,79% dos meses simulados houve a ocorrência de penalizações por conta da PVI. Verificou-se também que, quando ocorre, a chance de uma PV superar 50% da receita e ser levada como dívida para o mês seguinte é consideravelmente alta, o que permitiu a conclusão de que apesar de possuir uma baixa frequência de ocorrência, a queda de torres tem um impacto significativo na receita das concessionárias de transmissão, pois, em aproximadamente 67% dos casos, a PVI atingiu o valor máximo determinado pela ANEEL.

A análise dos índices fornecidos pelo programa da simulação mostrou que a linha se mantém em operação na grande maioria do tempo. A indisponibilidade calculada de 22,5 h/ano, indicou que a linha se mantém funcional 99,75% do tempo durante o ciclo médio operativo. A frequência média de falha obtida foi igual a 0,4549 f/ano, portanto, são necessários em média dois anos de operação para que uma falha estrutural do tipo queda de torres seja registrada.

Com os valores acumulados dos tempos de funcionamento e reparo, obteve-se informações sobre o ciclo de operação médio da LT. O ciclo médio de operação tem um período de 2,2063 anos e uma frequência de 0,0378 f/ano,

atendendo aos parâmetros de frequência e duração estipulados pela ANEEL. Os desligamentos devido à queda de torres têm uma participação percentual pequena no ciclo de operação médio (0,26%) e são eventos de baixa frequência. Porém, quando ocorrem, têm um impacto significativo na receita mensal. A duração média das falhas simuladas foi de 49,47 horas, o que entra em consenso com um dos parâmetros adotados para construir a distribuição log-normal do tempo de reparo.

Os histogramas revelaram a distribuição dos minutos penalizados de acordo com o coeficiente de penalização. Para os minutos penalizados pelo coeficiente de outros desligamentos, foi constatada uma probabilidade maior que 80% de um valor entre 250 e 300 minutos (limite máximo). O coeficiente de desligamentos programados apresenta probabilidades decrescentes. Aproximadamente 55% das ocorrências de indisponibilidade que atingiram o limite de penalização por K_0 se estenderam até 1000 minutos. Além disso, ao se aplicar ferramentas de identificação de distribuição de probabilidade para os valores simulados dos minutos penalizados por K_p , foi possível obter uma função densidade de probabilidade. Essa função identificada pode ser usada para estudos futuros de simulação em que esse parâmetro possa a ser de interesse do pesquisador.

Os índices de desempenho revelaram os valores médios de tempo penalizado de acordo com cada um dos coeficientes, a probabilidade de ocorrer pagamento de PV no mês e o percentual da receita da concessionária é descontada por mês no período simulado. O programa mostrou uma probabilidade de 1,57% com um valor esperado de PV correspondente a 0,6483% ao mês. Esses valores consideram o período simulado inteiro e não somente quando ocorrem.

Utilizando os índices, foi possível realizar uma análise de sensibilidade da PV a alterações em parâmetros operacionais e no regulamento da ANEEL. Nos parâmetros operacionais fez-se uma análise para alterações aplicadas na taxa de falha e tempo médio de reparo. Os resultados foram analisados sob os seguintes indicadores de desempenho: Indisponibilidade, Valor esperado de PVI e Probabilidade de PVI. De maneira geral foi possível identificar os indicadores mais sensíveis para cada parâmetro e verificou-se uma semelhança entre os

comportamentos do valor médio da PVI e probabilidade de PVI. Os gráficos gerados na análise de sensibilidade permitiram destacar os pontos de melhoria para as concessionárias, e foi verificado que a tolerância exerce grande impacto nos pagamentos de PV, sendo necessário que a concessionária esteja atenta a alterações de regulamentação. Tem-se também uma preocupação especial voltada ao tempo médio de reparo, devido ao aumento de sensibilidade ao se atingir o limite de minutos penalizados por Ko, justificando assim uma equipe de reparo rápida e eficiente.

Como as simulações apresentaram resultados satisfatórios, a metodologia pode ser aplicada para qualquer outra linha de transmissão que se tenha um histórico de operação considerável. Dessa forma, visando acrescentar diversidade ao trabalho, aplicou-se o programa de simulação para a Linha de Transmissão Cascavel – Toledo 138 kV. A indisponibilidade da nova linha em comparação com a anterior foi menor, implicando um tempo anual de indisponibilidade de 6,75 horas, ou seja, uma redução relativa de aproximadamente 70% do mesmo índice calculado para a linha Figueira – Ponta Grossa Norte.

Ao final da comparação entre as linhas de transmissão, foi possível concluir que as linhas apresentaram resultados semelhantes, principalmente nos resultados mostrados pelos histogramas. A alteração da taxa de falha e a tolerância para reparos não foram capazes de produzir mudanças significativas no comportamento da linha CEL-TDO, porém, a menor taxa de falha resultou em índices de desempenho melhores em relação à linha FRA-PGN.

A sugestão para trabalhos futuros consiste em determinar os agentes responsáveis pelas quedas de torres e caracterizá-los dentro da simulação cronológica. Na literatura internacional, encontram-se vários trabalhos sobre eventos naturais como furacões, tornados, tempestades e terremotos e como esses são as principais causas da queda de estruturas. Dessa forma, ao se incorporar previsões do tempo, principalmente no caso de tempestades, e o regime sazonal dos ventos no modelo de simulação de Monte Carlo, há uma melhora considerável visto que a distribuição de probabilidade irá se alterar de acordo com a época considerada.

Outro fator a ser considerado para futuras contribuições para esse trabalho são as penalizações decorrentes dos desligamentos programados e os outros tipos de desligamentos não-programados como redução da capacidade operativa e curtos-circuitos. Por fim, ressalta-se a dificuldade de se obter dados sobre o tempo de reparo das estruturas, visto que a maioria das concessionárias não tem registro dessa variável. Portanto, dados coletados em campo de diversas LT nacionais resultariam em um modelo mais condizente com a realidade, sendo capaz de elaborar de se condicionar o tempo às características da região da queda da torre.

Referências

- ALMEIDA, G. F. B. **Análise do desempenho das concessionárias de transmissão com a aplicação da parcela variável**. 2010. 115 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.
- AQUINO, R. M. **Parcela Variável Das Funções De Transmissão Da Rede Básica e o Seu Impacto Na Operação Do Sistema Elétrico**. 2010. 98 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010.
- BARBOSA, A. C. **Aplicação Da Manutenção Centrada Em Confiabilidade Na Função Transmissão A Fim De Reduzir O Tempo De Indisponibilidade**. 2009. 72 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- BILLINTON, R.; BOLLINGER, K. **Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes**. *Ieee Transactions On Power Apparatus And Systems*. [s.l.], v. -87, n. 2, p.538-547, fev. 1968. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo methods**, Plenum Press, 1994.
- BRAGA, N. C. **Conheça os Tipos de Linhas de transmissão**. Disponível em: <<https://www.newtoncbraga.com.br/index.php/telecom/8550-conheca-os-tipos-de-linhas-de-transmissao-tel105>>. Acesso em: 22 jan. 2018.
- BRASIL. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. 2015. **Receita Anual Permitida - Transmissão**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/receita-anual-permitida-rap/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 25 jun. 2019.
- BRASIL. ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Breve histórico da regulação antes da ANEEL**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14468831&_101_type=content&_101_urlTitle=historico-da-aneel&inheritRedirect=true>. Acesso em: 22 jun. 2019.
- BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº191 de 12 de Junho de 2005**. Estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, componentes do Sistema Interligado Nacional, bem como define as Funções Transmissão e os respectivos Pagamentos Base.
- BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº270 de 26 de Junho de 2007**. Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, e dá outras providências.
- BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº63 de 12 de Maio de 2004**. Aprova procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais.
- BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº67 de 8 de Junho de 2004**. Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências.
- BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº729 de 28 de Junho de 2016**. Estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à

disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão integrantes da Rede Básica e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais que se conectam à Rede Básica

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº782 de 19 de Junho de 2017**. Altera a Resolução Normativa nº 729, de 28 de junho de 2016, aprova a Revisão 2017.09 dos Submódulos 15.6, 15.8 e 15.12 dos Procedimentos de Rede e dá outras providências.

BRESSAN, G. **Noções de Processos Estocásticos e Cadeias de Markov**. Disponível em: <<https://docs.ufpr.br/~benitoag/modsim04.pdf>>. Acesso em: 29 jun. 2019.

CARVALHO, R. G. **Análise dos Resultados dos Leilões de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil**. Dissertação de M.Sc., Universidade de Brasília, Brasília, DF, Brasil. 2011

CASSULA, A .M. et al. **Avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição considerando falhas de geração e transmissão**. Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, [s.l.], v. 14, n. 3, p.262-271, set. 2003. FapUNIFESP (SciELO).

COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (Paraná). Linha de Transmissão Figueira - Ponta Grossa Norte. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F0A795CC5203A0B9A03257F1400456D7B>>. Acesso em: 01 jul. 2019.

COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA (Paraná). Mapa Geométrico do Paraná. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Ftransmissao%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FAA05A48B08082B3A03257410006EE836>>. Acesso em: 01 jul. 2019.

COSTA, J. G. C. **Apostila de Confiabilidade**. Itajubá: Unifei, 2017.

Dias, J. A.; **Avaliação da Confiabilidade Composta Baseada em Simulação Monte Carlo com Representação da Geração Eólica**. Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica. Rio de Janeiro, 2008.

DIAS, J. A. S. **Modelo Para Representação De Séries Temporais Correlacionadas Com Aplicação Na Avaliação Da Confiabilidade Por Simulação Monte Carlo Não-Sequencial**. 2014. 188 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

DIAS, J. A. S. **Avaliação Da Confiabilidade Composta Baseada Em Simulação Monte Carlo Com Representação Da Geração Eólica**. 2008. 157 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

Filho, F. C. B.; Peixoto, P. G.; Filho, W. G., **Padrões De Qualidade Do Serviço De Transmissão E Seus Impactos Comerciais**, X EDAO, São Paulo, SP, Novembro 2008.

FOGLIATTO, F. **Função de risco ou taxa de falha**. Disponível em: <http://www.producao.ufrgs.br/arquivos/disciplinas/397_laminas_da_aula_3.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2019.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica**. Itajubá: Ltc/efe, 1977.

GNEDENKO, B.; USHAKOV, I. **Probabilistic Reliability Engineering**. Ed. John Wiley & Sons, 1995.

GOMES, F. V. **Transmissão de Energia Elétrica**. Juiz de Fora: Visual, 2019. 52 slides, color. Disponível em: <http://www.ufjf.br/flavio_gomes/files/2011/01/Transmiss%C3%A3o-Aula-041.pdf>. Acesso em: 05 jul. 2019.

GONZÁLES-FERNÁNDEZ. R.; LEITE DA SILVA, A.M. **Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation** IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 21, No. 4, pp. 2381-2389, Nov. 2011.

HOYOS, A. **Processos estocásticos e previsão**. In: SIMPÓSIO NACIONAL DE PROBABILIDADE E ESTATÍSTICA, 4., 1980, Rio de Janeiro. Anais... 1980.

JESUS, L. S. **Avaliação Da Parcela Variável Para Apuração Da Qualidade Do Serviço De Transmissão No Brasil Segundo Conceitos De Confiabilidade**. 2008. 84 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

JUSTINO, T. C. **Cálculo De Índices De Frequência E Duração Na Avaliação Da Confiabilidade De Sistemas Interligados Considerando Curvas De Carga Variantes No Tempo**. 2009. 118 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

LIU, Yong; SINGH, Chanan. Reliability Evaluation of Composite Power Systems Using Markov Cut-Set Method. *Ieee Transactions On Power Systems*, [s.l.], v. 25, n. 2, p.777-785, maio 2010. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2009.2033802>.

MANSO, L. A. F.; LEITE DA SILVA, A. M.; RESENDE, L. C.; SALES, W. S.; BILLINTON, R. **Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas de Potência**. IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, SP-065 Rio de Janeiro, Maio 2004.

MANSO, Luiz A. F.; SILVA, Armando M. Leite da. Modelagem de cargas variantes no tempo na avaliação de confiabilidade composta via simulação Monte Carlo não-sequencial. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, [s.l.], v. 15, n. 1, p.93-100, mar. 2004. Fa-
pUNIFESP (SciELO). <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-17592004000100012>.

Masoomi, H.; Lindt, J.W.; Peek, L. Quantifying Socioeconomic Impact of a Tornado by Estimating Population Outmigration as a Resilience Metric at the Community Level. *Journal Of Structural Engineering*, Vol. 144, No. 5, p.1-7, may 2018.

MELO, A. C. G.; PEREIRA, M. V. F.; LEITE DA SILVA, A. M. **Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation**. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 2, pp. 469-476, May 1992.

MEYBERG, Ruyguara Alcantara. **APLICAÇÃO DE MÉTODOS PROBABILÍSTICOS PARA A AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE DE FUNÇÕES TRANSMISSÃO SUJEITAS À PARCELA VARIÁVEL**. 2013. 142 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

MONTENEGRO, Sueli. **ANEEL mantém desconto da Parcela Variável por Atraso em obras de transmissão**. Disponível em: <<http://canalenergia.com.br/noticias/24000220/aneel-mantem-desconto-da-parcela-variavel-por-atraso-em-obras-de-transmissao>>. Acesso em: 27 jun. 2019.

NASSER, Rafael Barbosa. **McCloud Service Framework Arcabouço para desenvolvimento de serviços baseados na Simulação de Monte Carlo na Cloud**. 2012. 103 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Informática, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

NETO, S. A. F. **Um Estudo Da Metodologia De Desconto Da Receita Anual Permitida Em Função Dos Atrasos Em Entrada Em Operação De Empreendimentos De Transmissão**. 2009. 96 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2009.

NOGUEIRA, Fernando. **Modelagem e Simulação - Cadeias de Markov**. Disponível em: <<http://www.ufjf.br/epd042/files/2009/02/cadeiaMarkov1.pdf>>. Acesso em: 28 jun. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos De Rede Submódulo 15.12: Apuração mensal das parcelas variáveis referentes à disponibilidade de instalações da Rede Básica**. Distrito Federal, 2010.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos De Rede Submódulo 6.5:** Programação de intervenções em instalações da Rede de Operação. Distrito Federal, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos De Rede Submódulo 15.6:** Apuração das indisponibilidades, restrições da capacidade operativa e sobrecargas em instalações de transmissão da Rede Básica e das Interligações Internacionais. Distrito Federal, 2017

PANTELI, M. et al. **Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures.** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 32, No. 5, pp. 3747-3757, Sept. 2017.

PEREIRA, F. E. L et al. **Determinação do intervalo de manutenção programada da proteção de linhas de transmissão considerando-se penalidades associadas à indisponibilidade.** Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, [s.l.], v. 22, n. 5, p.523-534, out. 2011. FapUNIFESP (SciELO). <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-17592011000500007>.

PESSANHA, J. F. M et al. **Avaliação dos custos operacionais eficientes das empresas de transmissão do setor elétrico Brasileiro: uma proposta de adaptação do modelo adotado pela ANEEL.** Pesquisa Operacional, [s.l.], v. 30, n. 3, p.521-545, dez. 2010. FapUNIFESP (SciELO).

RIBEIRO, P. M. **Remuneração dos Serviços Ancilares de Reserva de Potência e Suporte de Potência Reativa quando Providos por Geradores.** 2005. 144 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

ROSA, M.A. et al. **A Hybrid Approach to Investigating the Distributional Aspects Associated with Reliability System Indices,** PMAPS 2012.

SALLES, A. C. N. **Metodologias De Análise De Risco Para Avaliação Financeira De Projetos De Geração Eólica.** 2004. 93 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SANTOS, A. M. M. **Valiação Multiárea De Sistemas De Geração Com Elevada Produção Eólica: Reserva Estática E Operacional.** 2016. 115 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Sistemas de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

SANTOS, D. **Avaliação Da Reserva Girante De Sistemas De Geração Via Simulação Monte Carlo Não Sequencial.** 2015. 67 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São João Del-rei, São João Del-rei, 2015.

SCHILLING, M. TH.; NASSER, I. C. **Performance Assessment Indices for Primary Energy Sources and Generation Systems.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 10, n. 3 (Aug), pp. 1204-1210. 1995

SILVA, S. G. **Sistema Interligado Nacional: Análise Das Penalizações Impostas Às Transmissoras Com Foco Na Aplicação Da Parcela Variável.** 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2016.

Sobol, L. M. A. **Primer for the Monte Carlo Method.** CRC Press Florida: Boca Raton, 1994.

SOUZA et al. IV CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA. Araxá. **Sistema para Análise de Segurança e Monitoração Estrutural de Torres de Linhas de Transmissão.** Araxá: Eletronorte, 2018. 13 p.

WANGDEE, W.; BILLINTON, R. **Bulk Electric System Well-Being Analysis Using Sequential Monte Carlo Simulation.** IEEE Transactions On Power Systems, v. 21, n. 1, pp. 188-193, Fevereiro 2006.

WAZEN, R. N. **Avaliação Da Suscetibilidade De Falhas Em Estruturas Metálicas De Linhas De Transmissão**. 2011. 136 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

ZIBETTI, A. **Cadeias de Markov**. Disponível em: <<https://www.inf.ufsc.br/~andre.zibetti/probabilidade/cadeias-de-markov.html>>. Acesso em: 29 jun. 2019.