

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GUILHERME DE CASTRO PINTO

**LINHAS DE TRANSMISSÃO: ANÁLISE E CONSTRUÇÃO DA
MATRIZ DE RISCO**

VIÇOSA
2017

GUILHERME DE CASTRO PINTO

**LINHAS DE TRANSMISSÃO: ANÁLISE E CONSTRUÇÃO DA
MATRIZ DE RISCO**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. José Carlos da Costa Campos

VIÇOSA
2017

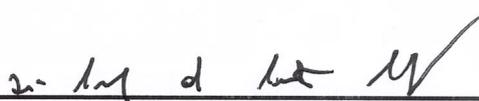
GUIHERME DE CASTRO PINTO

LINHAS DE TRANSMISSÃO: ANÁLISE E CONSTRUÇÃO DA MATRIZ DE RISCO

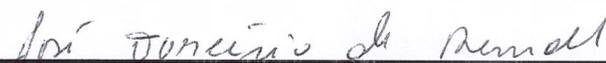
Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 10 de julho de 2017.

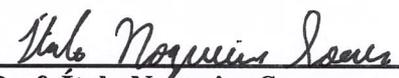
COMISSÃO EXAMINADORA



Prof. Dr. José Carlos da Costa Campos - Orientador
Universidade Federal de Viçosa



Prof. Dr. José Tarcísio de Resende - Membro
Universidade Federal Viçosa



Prof. Ítalo Nogueira Soares
Universidade Federal de Viçosa

“Quem sabe o que quer, escolhe o caminho e o jeito de caminhar ...”

(José Alves Pinto)

“A maior parte de nossa vida passa enquanto estamos fazendo as coisas erradas, uma parte enquanto estamos fazendo nada, e a vida toda enquanto estamos perdendo tempo ...”

(Lúcio Aneu Sêneca)

Agradecimentos

Agradeço a todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa, pela dedicação, paciência, pelas oportunidades e ensinamentos transmitidos nessa fase tão importante da minha vida.

Resumo

Este trabalho destina-se ao estudo e análise de linhas de transmissão, montando uma Matriz de Risco das instalações na área de concessão da Distribuidora Elektro Redes, oitava maior distribuidora do país, que atende diretamente 228 municípios no Brasil. Serão estudados cerca de 1515 quilômetros de linhas, das mais diferentes classes de tensão e várias modalidades de estruturas e armações. O objetivo, com essa Matriz de Risco, é levantar pontos de melhoria nas instalações, de modo que aumente a eficiência e confiabilidade do Sistema Elétrico das regiões atendidas por essas linhas de transmissão.

Concomitantemente ao levantamento das possíveis melhorias, comparar com o histórico de interrupções programadas de modo que a confiabilidade da Matriz de Risco seja confirmada.

Abstract

This work is aimed at the study and analysis of transmission lines, setting up a Risk Matrix of the facilities in the concession area of Elektro Networks, the eighth largest distributor in the country, which directly serves 228 municipalities in Brazil. About 1450 kilometers of lines will be studied, of the most different tension classes and various types of structures and frames. The objective, with this Risk Matrix, is to raise points for improvement in the facilities, so as to increase the efficiency and reliability of the Electric System of the regions served by these transmission lines.

Concurrently with the survey of possible improvements, compare with the history of scheduled interruptions so that the reliability of the Risk Matrix is confirmed

Sumário

1	Introdução.....	11
1.1	Linhas de Transmissão	13
1.1.1	Cenário Nacional	13
1.2	Elektro	15
1.2.1	A Empresa	15
1.3	Objetivo Geral	16
2	Materiais e Métodos	18
2.1	Base de Dados	18
2.2	Matriz de Risco.....	22
2.2.1	Probabilidade x Impacto	22
2.2.2	Análise da Probabilidade	23
2.2.3	Análise do Impacto	28
2.2.4	Probabilidade de Falha - Fator Multiplicador.....	31
3	Resultados e Discussões.....	33
3.1	LT Registro – Pariquera-Açu	34
3.2	LT Cardoso - Riolândia	35
3.3	LT Tupi Paulista - Dracena	35
3.4	LT Votuporanga 02 - Nhandeara.....	36
3.5	Piques nas Linhas Risco 5	37
3.6	Plano de Ação.....	39
3.7	Limitações	40
4	Conclusões.....	41
	Referências Bibliográficas	42

Lista de Figuras

Figura 1 - Rede de Transmissão do Brasil (ONS - 2015).....	14
Figura 2 - Supervisão Subestação Guarujá 3	16
Figura 3 - ERP - SAP utilizado nas extrações	19
Figura 4 - Modelo de Extração SAP Parte 1	21
Figura 5 - Modelo de Extração SAP Parte 2	22
Figura 6 - Análise de Riscos: Probabilidade x Impacto	23
Figura 7 - Matriz de Risco Elektro	33
Figura 8 - Linhas de Transmissão Risco 5	33
Figura 9 - Extração SCADA piques por Linha de Transmissão	38
Figura 10 – Linhas com maiores quantidades de Piques.....	38

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Classificação das Linhas de Transmissão Elektro.....	20
Tabela 2 - Probabilidade Matriz de Risco	24
Tabela 3 - Divisão de Patamares para cálculo da Probabilidade.....	25
Tabela 4 - Pontuação para Comprimento	25
Tabela 5 - Pontuação Número de Circuitos.....	26
Tabela 6 - Pontuação Idade	26
Tabela 7 - Pontuação Número de Estruturas	27
Tabela 8 - Pontuação pára-raios	28
Tabela 9 - Pontuação largura faixa de servidão.....	28
Tabela 10 - Classificação Impacto na Matriz de Risco	29
Tabela 11 - Divisão de Patamares para cálculo do Impacto.....	30
Tabela 12 - Pontuação Número de Clientes	30
Tabela 13 - Pontuação Contingência.....	31
Tabela 14 - Fator Multiplicador para Classe de Tensão.....	31
Tabela 15 - Registro - Pariquera-Açu Probabilidade.....	34
Tabela 16 - Registro - Pariquera-Açu Impacto.....	34
Tabela 17 – Cardoso - Riolândia Probabilidade.....	35
Tabela 18 - Cardoso - Riolândia Probabilidade.....	35
Tabela 19 – Tupi Paulista - Dracena Probabilidade	36
Tabela 20 - Tupi Paulista – Dracena Impacto	36
Tabela 21 - Votuporanga 02 - Nhandeara Probabilidade	37
Tabela 22 - Votuporanga 02 - Nhandeara Impacto	37
Tabela 23 - Resumo Probabilidade x Impacto.....	39

1 Introdução

O Brasil é um país com quase 210 milhões de habitantes, segundo estimativas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), e se destaca como a quinta nação mais populosa do mundo. Em 2008, cerca de 95% da população tinha acesso à rede elétrica. Segundo dados divulgados no mês de setembro do mesmo ano pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o país conta com mais de 61,5 milhões de unidades consumidoras em 99% dos municípios brasileiros. Destas, a grande maioria, cerca de 85%, é residencial.

De todos os segmentos da infra-estrutura, energia elétrica é o serviço mais universalizado. A incidência e as dimensões dos nichos não atendidos estão diretamente relacionadas à sua localização – e às dificuldades físicas ou econômicas para extensão da rede elétrica. Afinal, cada uma das cinco regiões geográficas em que se divide o Brasil – Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte – tem características bastante peculiares e diferenciadas das demais. Estas particularidades determinaram os contornos que os sistemas de geração, transmissão e distribuição adquiriram ao longo do tempo e ainda determinam a maior ou menor facilidade de acesso da população local à rede elétrica.

Para geração e transmissão de energia elétrica, por exemplo, o país conta com um sistema (conjunto composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição) principal: o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa imensa “rodovia elétrica” abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte (para detalhes, ver tópico 1.4). Além disso, há diversos sistemas de menor porte, não-conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país. Isto ocorre porque as características geográficas da região, composta por floresta densa e heterogênea, além de rios caudalosos e extensos, dificultaram a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN.

Para o atendimento ao consumidor, outros fatores, como nível de atividade econômica, capacidade de geração e circulação de renda e densidade demográfica (número de habitantes por quilômetro quadrado) são variáveis importantes. Sudeste e Sul, por exemplo, são as regiões mais desenvolvidas do país em termos econômicos e sociais. São, também, as que

apresentam maior densidade demográfica. Em conseqüência, o atendimento a novos consumidores pode ser realizado a partir de intervenções de pequeno porte para expansão da rede. Elas são, portanto, as regiões que registram melhor relação entre número de habitantes e unidades consumidoras de energia elétrica.

Já o Nordeste, Centro-Oeste e Norte historicamente concentram a maior parte da população sem acesso à rede. O atendimento foi comprometido por fatores como grande número de habitantes com baixo poder aquisitivo (no caso do Nordeste principalmente), baixa densidade demográfica (principalmente na região Centro-Oeste) e, no caso da região Norte, baixa densidade demográfica e pequena geração de renda, aliada às características geográficas. Estas últimas, por sinal, comprometeram a extensão das redes de transmissão e distribuição, mas também transformaram o Norte na região com maior potencial para aproveitamentos hidrelétricos do país.

O segmento de transmissão no Brasil é composto em 2008 por mais de 90 mil quilômetros de linhas e operado por 64 concessionárias. Essas empresas, que obtiveram as concessões ao participar de leilões públicos promovidos pela Aneel, são responsáveis pela implantação e operação da rede que liga as usinas (fontes de geração) às instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores (tecnicamente chamados de centros de carga).

As concessões de transmissão são válidas por 30 anos e podem ser prorrogadas por igual período. A grande extensão da rede de transmissão no Brasil é explicada pela configuração do segmento de geração, constituído, na maior parte, de usinas hidrelétricas instaladas em localidades distantes dos centros consumidores. A principal característica desse segmento é a sua divisão em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange a quase totalidade do território brasileiro, e os Sistemas Isolados, instalados principalmente na região Norte

1.1 Linhas de Transmissão

1.1.1 Cenário Nacional

O desenvolvimento social e econômico de uma nação tem uma forte relação com a expansão do setor elétrico, o que torna a energia elétrica e suas diversas aplicações indispensáveis à sociedade moderna. O progresso de uma região é acompanhado pelo aumento na demanda por eletricidade, tanto pelos fornecedores, que necessitam de mais energia para poderem produzir, quanto por parte dos consumidores, que adquirem mais produtos como eletrodomésticos e eletroeletrônicos. Este crescimento no consumo implica na expansão da oferta e torna necessário o investimento em infraestrutura, que carece de ainda mais energia.

Nesse sentido, além de atrair novas indústrias e mercados, gerando empregos e disponibilizando variados bens e serviços à sociedade, este ciclo de desenvolvimento traz também a responsabilidade e o desafio de ter que atender, com folga, todas as possíveis condições para suprir a demanda. Deste modo, implementar soluções que possam atender ao crescente mercado brasileiro é uma tarefa árdua, mas fundamental.

A vasta extensão territorial brasileira - com cerca de 8,5 km² [1] - aliada à abundância de recursos energéticos, permite ao país dispor de diversas fontes de geração de energia, de caráter predominantemente renovável.

Em 2013, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica no Brasil (englobando centrais de serviço público e autoprodutoras) alcançou aproximadamente 127 GW, com destaque para a geração hidráulica, que corresponde por 64,9 % da oferta interna [2]. Porém, apesar de o potencial hidrelétrico brasileiro estar estimado em 260 GW, apenas 25% deste total é efetivamente utilizado para a geração de energia [3]. O restante remete à existência de parques geradores ainda não explorados na região Norte, seja por entraves ambientais, por projetos ainda inviáveis técnico-economicamente ou simplesmente devido às dificuldades de acesso à região.

Na verdade, a maior parte das usinas hidrelétricas responsáveis pela geração brasileira está afastada dos grandes centros de consumo, tornando primordial viabilizar uma extensa e confiável rede de transmissão de energia elétrica capaz de transportar toda a oferta disponível.

Quanto mais distantes estão as fontes de geração das cargas, maior a necessidade de projetar sistemas de transmissão robustos.

Soma-se a isso a importância de integrar outras fontes, tanto as não renováveis (como o carvão mineral, petróleo, gás natural e seus derivados) como as renováveis (eólica, biomassa e solar), que apresentam peculiaridades e grandes desafios de integração ao sistema elétrico. Uma malha de transmissão eficiente é indispensável para unir todos os recursos e otimizar a geração de energia no Brasil.

A complexa rede de transmissão brasileira, exibida na Figura 1, tem cerca de 116.000 km [4] e é considerada a maior rede interligada do mundo [5]. O Sistema Interligado Nacional conecta eletricamente todas as regiões do país, exceto pequenos sistemas isolados existentes na Amazônia ou sistemas de natureza particular, que correspondem à pequena parcela de 1,7 % do total instalado [6]. Porém, ainda que a maior parte do país seja atendida por redes de transmissão, a crescente demanda requer a permanente expansão e reforço da malha, para que haja qualidade e confiabilidade no atendimento.



Figura 1 - Rede de Transmissão do Brasil (ONS - 2015)

A construção de linhas de transmissão, seja para a interligação nacional ou apenas para atender a demandas específicas, é um serviço que exige muitos estudos tanto de viabilidade técnica quanto econômica e visa um melhor aproveitamento da energia. É importante destacar que todas as etapas de projeto e construção de LTs (linhas de transmissão) exigem fortes aportes financeiros, desde a sua concepção até a conclusão. Ademais, depois de construídas, estas linhas necessitam ser operadas e conservadas por equipes qualificadas.

Construir linhas de transmissão no Brasil não é uma tarefa livre, pois é necessário obter autorizações de órgãos governamentais. Sua implantação é uma tarefa bastante complexa, que exige grandes esforços em distintas etapas, como no processo de licenciamento ambiental, no estudo do traçado e na busca por mão-de-obra especializada. Além disso, é necessário solucionar dois grandes desafios de ordem técnica para obter sucesso no projeto: reduzir as perdas elétricas nas linhas e otimizar os custos na construção.

1.2 Elektro

1.2.1 A Empresa

A Elektro é uma Distribuidora de Energia Elétrica presente em 228 cidades, sendo 223 em São Paulo e 5 no Mato Grosso do Sul, totalizando mais de 6 milhões de pessoas que dependem da energia distribuída por ela.

A Empresa oferece atendimento presencial em 100% das cidades atendidas, um grande diferencial se comparado à outras distribuidoras. Desde 2011, é controlada indiretamente pela Iberdrola S.A., com sede na Espanha, um grupo que está entre as maiores companhias elétricas no mundo e é líder mundial em energia eólica.

Possui 121 mil quilômetros quadrados de área de atuação, 112 mil quilômetros de redes de distribuição e 1515 quilômetros de Linhas de Transmissão, foco do estudo desse trabalho. Além disso, conta com 140 subestações, 5 subestações móveis e 3,8MVA de potência instalada, caracterizando-a como uma das maiores distribuidoras do Brasil. A Figura 2 mostra um exemplo de subestação da Elektro totalmente monitorada remotamente.

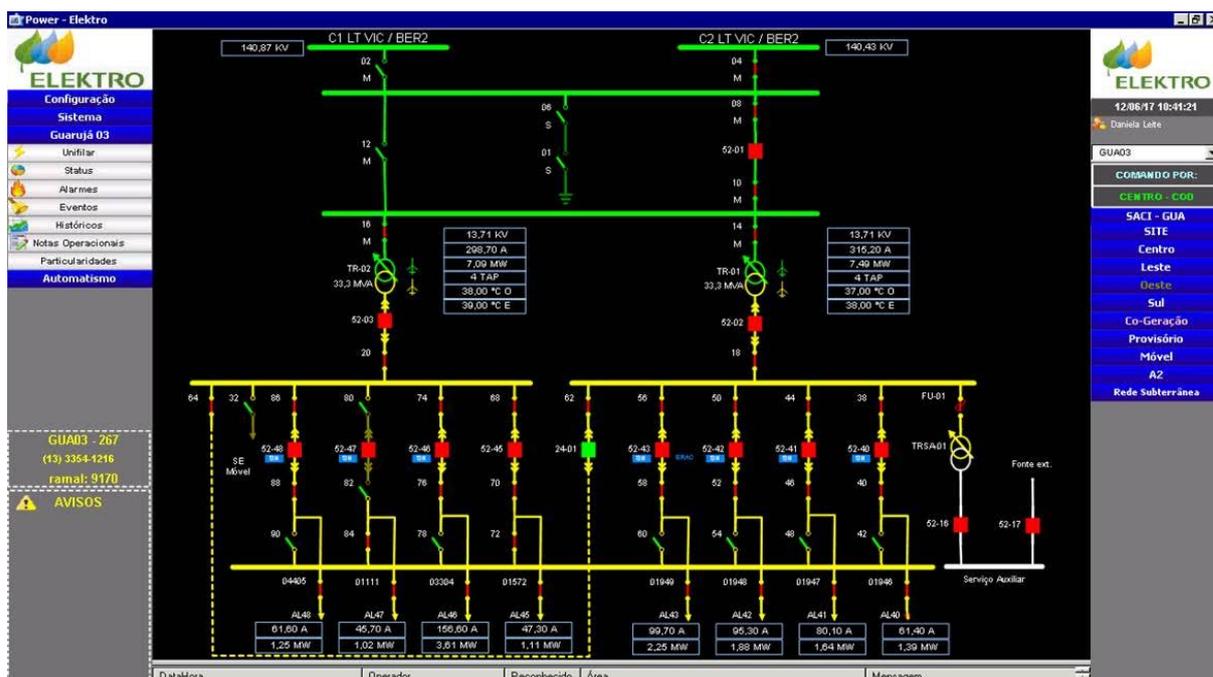


Figura 2 - Supervisão Subestação Guarujá 3

1.3 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo montar uma Matriz de Risco das Linhas de Transmissão da Elektro. Esse método é muito comum em plantas industriais, e visa a identificação de possíveis problemas e quais os impactos para o negócio caso os mesmos ocorram. Dessa maneira, agir de modo preventivo e preditivo na manutenção das Linhas é essencial para uma melhor gestão, minimizando custos e riscos na atuação da Distribuidora.

Além disso, após a montagem e análise da Matriz de Risco, a mesma será confrontada com o histórico de interrupções das Linhas de Transmissão, com o intuito de corroborar a veracidade das informações geradas pela Análise de Risco. Após essa confirmação, serão geradas ações de manutenção das mesmas, tanto preventivas quanto corretivas, de modo que essas Linhas não impactem a qualidade da transmissão de energia caso haja algum desligamento indesejado.

Dado o objetivo geral, têm-se como objetivos específicos:

- Montar um modelo para Matriz de Risco aplicado à Linhas de Transmissão
- Relacionar esse modelo com as instalações da Elektro.

- Validar a veracidade da Matriz de Risco
- Ações preventivas e corretivas nas Linhas de alto risco, de modo que tenham o menor impacto possível no negócio.

.

2 *Materiais e Métodos*

2.1 *Base de Dados*

A Elektro, como qualquer grande empresa de diferentes setores da indústria, usa para a gestão de seus recursos um ERP (Enterprise Resource Planning), no caso dessa empresa, o produto utilizado é o SAP, em português, “Sistemas, Aplicações e Programas em Processamento de Dados”. Nesse ERP, é possível armazenar e processar todos os dados que uma empresa necessita, desde históricos de manutenções, planos de manutenção e transações financeiras, como pagamentos à fornecedores e planejamento de custos e gastos.

Para esse trabalho, foi usado o Módulo PM do SAP, que cadastra e armazena todos os dados referentes aos ativos da Distribuidora. Desse modo, é possível ter acesso a qualquer informação de maneira eficiente e rápida. A Figura 3 exibe o ERP – SAP utilizado na extração.

Exibir loc.instalação: Seleção de locs.instalação

Programa Processar Ir para Sistema Ajuda

Selecionar local instalação

Local de instalação [] é []

Parc. []

Esquema seleção [] End. X

Classificação

Tipo de classe [] Pesquisa também nas subclas

Classe [] Avaliação X

Dados de manutenção

Denom.loc.instalação	[]	até	[]	[]
Centro planejamento	[]	até	[]	[]
Grp.plnj.PM	[]	até	[]	[]
Conjunto	[]	até	[]	[]
Perfil do catálogo	[]	até	[]	[]
GrpAutorizações	[]	até	[]	[]
Divisão	[]	até	[]	[]
Centro trab.respons.	[]	até	[]	[]
Loc.referência	[]	até	[]	[]
Ctg.loc.instalação	[]	até	[]	[]
Autorização	[]	até	[]	[]

Dados localiz./classif.contábil

Centro localização	[]	até	[]	[]
Localização	[]	até	[]	[]
Sala	[]	até	[]	[]
Área operacional	[]	até	[]	[]

Figura 3 - ERP - SAP utilizado nas extrações

No Módulo PM, por meio da transação “IH06”, conseguimos extrair todas os ativos cadastrados como Linhas de Transmissão do SAP. Esses dados serão utilizados para a montagem da Matriz de Risco. A extração é feita em Excel, e vem com todas as informações referentes a cada ativo. Abaixo estão citadas as características que convêm para esse projeto.

- “Loc.instalação”: Abreviação do nome da Linha, de modo que fique padronizado e facilmente diferenciado pelas extrações do SAP. A denominação da Linha de Transmissão vem da sua própria instalação física. Por exemplo, a Linha Jales – Santa Fé interliga subestações entre essas duas cidades, e sua sigla no SAP é dada por “LT_JAL_SFS01”
- “LT Comprimento”: Indica o comprimento, em quilômetros, de cada Linha de Transmissão. Esse fator é importantíssimo na montagem da Matriz de Risco, pois quanto mais longa a Linha, menor a estabilidade, maior dificuldade de manutenção e maior probabilidade de desligamentos não programados.

- “TAB II – Classe de Tensão”: Indica a Classe de Tensão da Linha de Transmissão. No caso da Elektro, hoje a empresa possui Linhas de 69kV, 88kV e 138kV. A Tabela 1 mostra as classificações usadas pelo SAP com as respectivas classes de tensões físicas.

Tabela 1 - Classificação das Linhas de Transmissão Elektro

TAB II – Classe de Tensão	Classe de Tensão - kV
ANT ATÉ 69KV	69kV
ANT ATÉ 88KV	88kV
ANT ATÉ 138KV	138kV

- “LT Quantidade Circuitos”: Indica a quantidade de circuitos que o Local de Instalação possui. Pode ser um ou dois circuitos, de modo que o segundo circuito é contingência do primeiro, e é ativado em casos de manutenção ou sobrecargas programadas na linha.
- “Situação”: Indica se a Linha está em operação ou em construção. Para a análise desse projeto, só serão utilizadas Linhas de Transmissão já em operação.
- “Íncio Operação”: Quando a Linha foi energizada. Fator muito importante, pois indica a idade do Local de Instalação.
- “Largura Faixa Servidão”: Indica a largura da faixa, em metros, ou seja, a distância mínima regulamentada para cada tipo construtivo de linha de modo que a mesma possa operar sem riscos para terceiros.
- “Quantidade de Estruturas”: Indica o número de torres que a Linha de Transmissão possui.
- “Tipo de Estrutura”: Indica o modelo construtivo da torre. No SAP, classificado em “Metálica”, “Concreto”, “Concreto_Metálica”.

- “Cabo Para-Raio”: Informa se a Linha de Transmissão possui SPDA (Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas).

As Figura 2 e 3 exibem o modelo de exportação dos dados do SAP para Excel.

	A	E	F	G	I
1	Loc. instalação	LT COMPRIMENT	TAB II-CLASSE DE TEN	LT QUANTID	SITUACAO
2	LT_ANG01_ITP02	32,985	ANT ATÉ 138KV		2 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
3	LT_CAR01_RIO01	42,315	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
4	LT_CAV01_CAV02	5,292	ANT ATÉ 138KV		2 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
5	LT_CBO01_API01	85,629	ANT ATÉ 138KV		2 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
6	LT_CBO01_CRG00	21,32	ANT ATÉ 138KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
7	LT_DRA01_FLP01	47,508	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
8	LT_GES01_AUR01	20,516	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
9	LT_GUR01_CUN01	34,825	ANT ATÉ 88KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
10	LT_ITG01_ITR01	46,5	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
11	LT_ITR01_BOS01	38	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
12	LT_JAL01_POP01	34,751	ANT ATÉ 69KV		2 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
13	LT_JAL01_SFS01	37,899	ANT ATÉ 69KV		2 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
14	LT_MAI01_SAI00	13,099	ANT ATÉ 138KV		2 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
15	LT_MOG01_IPB00	0,595	ANT ATÉ 138KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
16	LT_MRD00_TLA00	6,783	ANT ATÉ 138KV		2 LT EM CONSTRUÇÃO
17	LT_NHA01_GES01	32,051	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
18	LT_NHA01_MAC01	15,19	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
19	LT_PAA01_IGU01	42,363	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
20	LT_PER01_PET01	21,822	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
21	LT_PIE01_PIS01	30,527	ANT ATÉ 88KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
22	LT_POP01_IND01	27,074	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
23	LT_REG01_CAJ01	39,36	ANT ATÉ 138KV		2 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
24	LT_REG01_PAA01	24,897	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
25	LT_RIO01_PAF01	29,518	ANT ATÉ 69KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
26	LT_TAU01_CJO01	56,931	ANT ATÉ 138KV		2 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO
27	LT_TAU01_CJO01_V2	21,316	ANT ATÉ 138KV		1 LT ENERGIZADA- EM OPERACAO

Figura 4 - Modelo de Extração SAP Parte 1

J	K	L	M	O
INÍCIO OPERAÇÃO	LARGURA F	QUANTIDADE	TIPO DE ESTRUTURA	CABO PARA-RAIOS
01.12.1978	30	111	METÁLICA	1 X 3/8"
01.01.1960	20	180	CONCRETO_METALICA	PARCIAL 1 X 5/16"
01.01.2005	30	22	METÁLICA	2 X 3/8"
01.03.1971	30	269	METÁLICA	1 X 3/8"
01.08.1976	30	68	METÁLICA	1 X 3/8"
01.01.1959	20	201	CONCRETO_METALICA	1 X 5/16" + 2 X 3/8"
01.01.1981	20	69	METÁLICA	
01.02.1976	30	110	CONCRETO_METALICA	1 X 5/16"
01.11.1978	30	153	CONCRETO	
01.07.1979	30	99	CONCRETO_METALICA	
01.12.1970	20	195	CONCRETO	PARCIAL 2 X 5/16"
01.01.1960	30	123	CONCRETO_METALICA	2 X 3/8"
01.03.1979	30	33	METÁLICA	2 X 3/8"
01.02.1977	30	4	METÁLICA	1 X 3/8"
	30	30	METÁLICA	134,6 (LEGHORN) E OPGW
01.01.1960	20	265	CONCRETO	1 X 5/16"
01.01.1962	20	123	CONCRETO	1 X 5/16"
01.01.1960	20	140	METÁLICA	2 X 3/8"
01.03.1981	20	115	CONCRETO	1 X 5/16"
01.04.1989	30	147	CONCRETO	2 X 5/16"
01.03.1971	20	150	CONCRETO	PARCIAL 2 X 5/16"
01.01.1969	30	138	METÁLICA	1 X 3/8"
01.01.1960	20	134	CONCRETO	PARCIAL 2 X 5/16"
01.09.1970	20	159	CONCRETO	PARCIAL 2 X 5/16"
01.05.1973	30	146	METÁLICA	2 X 3/8"
01.01.1993	30	52	METÁLICA	1 X 3/8"

Figura 5 - Modelo de Extração SAP Parte 2

2.2 Matriz de Risco

2.2.1 Probabilidade x Impacto

A Matriz de Riscos é uma ferramenta que classifica, qualitativamente, os pesos de impacto e probabilidade [8]. Ela é baseada no cruzamento de duas importantes informações, Impacto e Risco. Na Figura 6, temos no Eixo Y o Impacto, e no Eixo X, a Probabilidade. O cruzamento dessas duas análises nos mostra o Risco. Na modelo a ser construído, serão considerados 5 níveis de riscos:

- R1: Risco Muito Baixo
- R2: Risco Baixo

- R3: Risco Moderado
- R4: Risco Alto
- R5: Risco Muito Alto

	Improvável	Remota	Ocasional	Provável	Frequente
Mínimo	Muito Baixo	Muito Baixo	Baixo	Moderado	Alto
Baixo	Muito Baixo	Baixo	Baixo	Moderado	Alto
Moderado	Muito Baixo	Baixo	Moderado	Alto	Alto
Alto	Muito Baixo	Baixo	Moderado	Alto	Muito Alto
Crítico	Baixo	Moderado	Alto	Muito Alto	Muito Alto

Figura 6 - Análise de Riscos: Probabilidade x Impacto

Para a montagem da Matriz, deve-se analisar os parâmetros que afetam o Gerenciamento do Negócio, prevendo possíveis fatores que prejudiquem a excelência e continuidade do Negócio. Para a análise voltada em Linhas de Transmissão de propriedade da Elektro, serão utilizadas as informações extraídas do SAP, e classificadas uma a uma de acordo com a probabilidade e ou risco que cada característica do local de instalação para que não afete o funcionamento e a qualidade no fornecimento de energia.

2.2.2 Análise da Probabilidade

A Probabilidade, por definição, é a chance de algo ou algum evento ocorrer, e podem estar diretamente associadas à situações cotidianas. Geralmente é apresentada na forma de porcentagem. Por exemplo, em um sorteio bolas numeradas de 1 á 10, temos a probabilidade de 10% de chance de escolher corretamente a bola que será sorteada. No lançamento de um dado, temos cerca de 16,67% de chance de acertar a face do dado que irá sair no lançamento.

Para a montagem da Matriz de Risco, a probabilidade não será medida em forma de porcentagem. Para esse trabalho, a probabilidade de algum evento relacionado com as Linhas de Transmissão ocorrer será medida por meio de uma “Soma de Pontos”. Além disso, como

mostrado na Figura 6, esse item será definido em 5 patamares. A Tabela 2 mostra essa divisão relacionando com a “Soma de Pontos”.

Tabela 2 - Probabilidade Matriz de Risco

Probabilidade	Pontuação	Classificação Matriz
Improvável	Menor que 480	P1
Remota	Entre 480 e 620	P2
Ocasional	Entre 650 e 820	P3
Provável	Entre 820 e 990	P4
Frequente	Maior que 990	P5

O principal desafio é fazer a seleção das características que possam afetar a qualidade na transmissão de energia, e partindo do princípio que as linhas que detêm as mesmas possuirão maior probabilidade de uma interrupção não programada no fornecimento. Para esses itens escolhidos, foram adotados patamares, e para cada um desses, a Linha de Transmissão terá uma pontuação. Por exemplo, locais que possuem faixa de servidão com vinte metros possuem uma pontuação maior que os que possuem trinta metros. Abaixo estão listados esses itens, as justificativas e as pontuações para cada patamar. As pontuações e relevâncias de cada item foram discutidas por Engenheiros de Manutenção com mais de 25 anos de experiência em linhas de transmissão.

Tabela 3 - Divisão de Patamares para cálculo da Probabilidade

Característica	Número de Patamares	Pontuação (Por patamar)
Comprimento	3	50 / 80 / 100
Número de Circuitos	2	0 / 100
Idade	4	40 / 60 / 80 / 100
Tipo de Estrutura	3	40 / 75 / 100
Presença de Pára – Raios	3	20 / 80 / 100
Faixa de Servidão	2	60 / 100

- **Comprimento:** Esse item em específico é muito importante para a montagem da Matriz de Risco. Quanto maior o comprimento de uma linha, menor a estabilidade da mesma. Isso se dá devido aos efeitos dos da Resistência, Capacitância, Condutância e Indutância, pois quanto mais longa a linha, maiores são essas grandezas, afetando na qualidade de transmissão da energia elétrica, mesmo que, teoricamente, para linhas com menos de 80 quilômetros, essas grandezas sejam desprezadas.. A Tabela 3 mostra a divisão e a respectiva pontuação.

Tabela 4 - Pontuação para Comprimento

Comprimento da Linha (quilômetros)	Pontuação
Menor que 12,50	50
Entre 12,5 e 28,8	80
Maior que 28,8	100

- **Número de Circuitos:** Uma das características mais importantes, pois caso a Linha de Transmissão tenha 2 circuitos, o mesmo pode servir para suprir alguma sobrecarga ou

caso haja algum problema em um dos circuitos, e o mesmo tenha que ser desligado, o outro estará preparado para suprir toda a carga, mantendo o fornecimento de energia aos clientes normalmente.

Tabela 5 - Pontuação Número de Circuitos

Número de Circuitos	Pontuação
1	100
2	0

- **Idade:** Característica com grande peso na eficiência e qualidade na transmissão de energia. Quanto mais antiga a Linha, maior deve ser a periodicidade de manutenção, maior o gasto e o desgaste dos seus componentes, reduzindo muito sua confiabilidade no fornecimento. Na avaliação desse item, para alguns casos, quando as instalações passaram por alguma reforma significativa, a idade foi alterada. Abaixo estão listados os patamares para essa característica.

Tabela 6 - Pontuação Idade

Idade (anos)	Pontuação
Maior que 37	100
Entre 28 e 37	80
Entre 14 e 28	60
Menor que 14	40

- **Tipo Estruturas:** Em algumas regiões com relevo acidentado ou irregular, a quantidade de estruturas é muito alta e pode ser um fator bastante determinante na qualidade da

transmissão dependendo do seu tipo construtivo. Além disso, para cada estrutura, sendo ela de Suspensão ou Alavancagem, temos várias cadeias de isoladores, conexões entre cabos, e tudo isso pode afetar somando com o fato de ser metálica ou de concreto, afeta o funcionamento da linha de transmissão. A estrutura metálica possui menor risco devido ao modo de como são construídas, são mais robustas e dão maior segurança na sustentação dos cabos. Abaixo Tabela com os patamares e suas referentes pontuações.

Tabela 7 - Pontuação Número de Estruturas

Tipo de Estrutura	Pontuação
Metálica	40
Concreto e Metálica	75
Concreto	100

- **Pára-Raios:** O SPDA (Sistema de Proteção contra descargas atmosféricas), para qualquer instalação que tenha eletricidade, é um dos fatores mais importantes para segurança e bom funcionamento de todo o sistema, seja qual for. Para Linhas de Transmissão não é diferente, a presença de pára-raios é determinante em caso de descargas atmosféricas, junto é claro com o sistema de aterramento. Caso o local de instalação não tenha um SPDA adequado ou o mesmo seja parcial, o risco de danos aos condutores e desligamentos indesejados em caso de descargas elétricas é altíssimo. A Tabela 7 mostra a pontuação para a presença de pára-raios.

Tabela 8 - Pontuação pára-raios

Presença de Pára-Raios	Pontuação
Sim	20
Parcial	80
Ausente	100

- **Largura da Faixa de Servidão:** É a largura da faixa de terra ao longo do eixo da linha aérea de subtransmissão e transmissão cujo domínio permanece com o proprietário, porém com restrições ao uso. A concessionária, além do direito de passagem da linha, possui o livre acesso às respectivas instalações. A avaliação desse item é importante pois a ocupação adequada e a conservação das faixas garantem a plena operação, a execução dos serviços de manutenção, maior rapidez na localização de anomalias nas linhas e a segurança de pessoas e bens em suas proximidades. A Tabela 8 demonstra a pontuação desse item

Tabela 9 - Pontuação largura faixa de servidão

Largura Faixa de Servidão (metros)	Pontuação
Maior que 30	60
Menor que 30	100

2.2.3 Análise do Impacto

A palavra impacto vem do latim *impactus*, que é o choque de um objeto com outro. Além disso pode significar marcas ou sequelas deixadas por esse mesmo choque. No ambiente desse trabalho, significa as consequências econômico-financeiras (fluxo de caixa, valor para o acionista e lucro) e as consequências estratégico-operacionais (político, comunidade, imagem, participação no mercado, viabilidade e objetivos) de um dado evento de risco, no caso um desligamento não programado de alguma instalação.

Como uma Linha de Transmissão interliga várias subestações através de ramais derivativos, um desligamento não programado causa prejuízos milionários tanto para a Transmissora, empresa responsável pelo funcionamento da Linha, quanto para as dezenas de milhares de clientes residenciais e industriais. Dentre as consequências de uma interrupção não programada, tem-se o prejuízo financeiro, tanto para a Empresa quanto para os clientes, o não fornecimento para funcionalidades públicas básicas, como Hospitais, Clínicas e Escolas, aplicação de multas pela ANEEL e um possível desligamento em cascata do sistema, pois quando uma Linha é desligada, outras podem sofrer sobrecargas tentando suprir a falta.

O impacto de uma interrupção não programada, para a montagem da matriz, foi classificado em 5 itens, como mostrado na Figura 6 anteriormente. Cada um desses itens foi quantificado por determinada pontuação, seguindo o mesmo processo da análise da probabilidade. A Tabela 10 mostra essa divisão.

Tabela 10 - Classificação Impacto na Matriz de Risco

Impacto	Pontuação	Classificação
Mínimo	Menor que 91	I1
Baixo	Entre 91 e 112	I2
Moderado	Entre 112 e 133	I3
Alto	Entre 133 e 154	I4
Crítico	Maio que 154	I5

Assim como na análise da probabilidade, foram selecionadas duas características de operação das linhas de transmissão que no caso de um desligamento, possam medir o tamanho do impacto causado por essa interrupção. Na Tabela 11 estão listadas essas características com os níveis e pontuações para cada item.

Tabela 11 - Divisão de Patamares para cálculo do Impacto

Característica	Número de Patamares	Pontuação (Por patamar)
Clientes	4	30 / 60 / 80 / 100
Contingência	3	50 / 75 / 100

Com as características definidas, abaixo estão listadas as condições e pontuações de cada uma delas, exemplificando e explicando a importância de cada uma no impacto de uma interrupção não programada em uma linha de transmissão.

- **Número de Clientes:** principal fator que mede o impacto no desligamento de uma linha. Quanto mais clientes uma linha de transmissão atende, maior a quantidade de clientes interrompidos, causando problemas e transtornos aos municípios atendidos. A Tabela 12 exibe a pontuação de cada patamar do Número de Clientes.

Tabela 12 - Pontuação Número de Clientes

Número de Clientes Atendidos	Pontuação
Menor que 15000	30
Entre 15000 e 30000	60
Entre 30000 e 45000	80
Maior que 45000	100

- **Contingência:** É o termo que indica quando uma Linha de Transmissão, no caso de uma falha, possa ter seu suprimento substituído por uma outra linha, ou seja, quando ocorrer uma interrupção, o sistema automaticamente realiza manobras e transfere a carga para uma outra Linha de Transmissão, caso seja possível. Quando um sistema possui contingência, essas manobras, quando bem-sucedidas, acontecem quase que

instantaneamente, não interrompendo clientes. Na Tabela 13 estão as pontuações consideradas para cada patamar do item Contingência.

Tabela 13 - Pontuação Contingência

Contingência	Pontuação
Sim	50
Parcial	75
Não	100

2.2.4 Probabilidade de Falha - Fator Multiplicador

Feita a análise do impacto e da probabilidade, para completar a montagem da Matriz de Risco, trata-se individualmente o fator chamado Probabilidade de Falha. Esse item é baseado na classe de tensão, isso é, a faixa de operação da linha de transmissão. A Tabela 14 exhibe as classes de tensão de linhas de transmissão na Elektro. Para cada classe, foi definido um fator multiplicador, que será explicado posteriormente.

Tabela 14 - Fator Multiplicador para Classe de Tensão

Classe de Tensão	Fator Multiplicador
Até 138kV	1
Até 88kV	1,3
Até 69kV	2

Na análise da probabilidade, o fator mais importante é a classe de tensão de operação da linha, pois ela está diretamente ligada com o nível da corrente, a robustez da estrutura, a largura da faixa de servidão, tipo de condutor, impedância característica da linha e entre outras. Quanto menor a faixa de operação da linha, considerando que seja bem projetada e sem problemas construtivos, está mais suscetível a picos e interrupções do que uma linha com

maior faixa de tensão sobre as mesmas condições. Por tal motivo, é necessário esse fator multiplicador, onde ele irá compor a análise da probabilidade, multiplicando a soma de pontos das outras características.

3 Resultados e Discussões

Com os parâmetros, critérios e pontuações definidos, são analisadas todas as 140 linhas de transmissão por meio do Excel. A Figura 7 exibe a Matriz de Risco, extraída de uma tabela dinâmica do arquivo de compilação dos dados, e também mostra a legenda com a classificação de cada cor de acordo com o risco. Nota-se que, ao somarmos as quantidades exibidas na Figura abaixo, temos 123 locais de instalação. As 17 não exibidas são linhas de transmissão em construção, cuja a análise não faria sentido.

Probabilidade x Impacto					
C / I	P1	P2	P3	P4	P5
I1	3			2	3
I2	22	1	4	2	5
I3	38	3			
I4	17	1	2	1	1
I5	16			1	1

Risco	Descrição
R1	Muito Baixo
R2	Baixo
R3	Moderado
R4	Alto
R5	Muito Alto

Figura 7 - Matriz de Risco Elektro

Para o objetivo desse trabalho, serão pontuados e demonstrados os cálculos apenas para as Linhas de Transmissão classificadas como R5. Para elas, será mostrado individualmente a pontuação de cada uma e o modelo de cálculo. A Figura 8, extraída do Excel, exibe as quatro linhas classificadas como R5 que serão tratadas individualmente.

Loc. instalação	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE CLASSIFICAÇÃO	IMPACTO CLASSIFICAÇÃO	RISCO CLASSIFICAÇÃO
LT_REG01_PAA01	LT REGISTRO - PARIQUERA-AÇU	P5	I5	R5
LT_CAR01_RIO01	LT CARDOSO - RIOLÂNDIA	P5	I4	R5
LT_TUP01_DRA01	LT TUPI PAULISTA - DRACENA	P4	I5	R5
LT_VOT02_NHA01	LT VOTUPORANGA 02 - NHANDEARA	P4	I4	R5

Figura 8 - Linhas de Transmissão Risco 5

3.1 LT Registro – Pariquera-Açu

Linha localizada no Sul do Estado de São Paulo, interliga as cidades de Registro e Pariquera-Açu. A Tabela 15 e 16 exibem as características da Linha, extraídas do SAP, e a respectiva pontuação, justificando tal classificação tanto para probabilidade quanto para impacto.

Tabela 15 - Registro - Pariquera-Açu Probabilidade

Parâmetro	Valor ou Característica	Pontuação
Comprimento	24,9km	80
Número de Circuitos	1	100
Idade	57 anos	100
Estrutura	Concreto	100
Pára-Raios	Parcial	80
Faixa de Servidão	20 metros	100

Tabela 16 - Registro - Pariquera-Açu Impacto

Parâmetro	Valor ou Característica	Pontuação
Número de Clientes	35.800	80
Contingência	Não	100

Essa Linha de Transmissão, por ser 69kV, possui probabilidade de falha igual a 2, logo a soma da pontuação dada pela Probabilidade será multiplicada por esse fator. Com isso, temos 1120 pontos, que pela Tabela 2, classificada como P5. Para Impacto, pontuação de 180, que pela Tabela 2, é classificada como I5

3.2 LT Cardoso - Riolândia

Linha localizada no Oeste do Estado de São Paulo, na cidade de Riolândia, as Tabelas 17 e 18 mostram as características e pontuações.

Tabela 17 – Cardoso - Riolândia Probabilidade

Parâmetro	Valor ou Característica	Pontuação
Comprimento	42,3km	100
Número de Circuitos	1	100
Idade	57 anos	100
Estrutura	Concreto e Metálica	75
Pára-Raios	Parcial	80
Faixa de Servidão	20 metros	100

Tabela 18 - Cardoso - Riolândia Probabilidade

Parâmetro	Valor ou Característica	Pontuação
Número de Clientes	17.370 clientes	60
Contingência	Parcial	75

A Linha Cardoso – Riolândia opera em 69kV, logo seu fator multiplicador de probabilidade é 2. Com isso, temos 1110 pontos, classificada como P5 e para Impacto, pontuação de 135, I4.

3.3 LT Tupi Paulista - Dracena

Linha também localizada no Oeste do Estado de São Paulo, próximo à cidade de Votuporanga. Abaixo, nas Tabelas 19 e 20 estão exibidas as características dessa linha para análise.

Tabela 19 – Tupi Paulista - Dracena Probabilidade

Parâmetro	Valor ou Característica	Pontuação
Comprimento	7,27 km	50
Número de Circuitos	1	100
Idade	38 anos	100
Estrutura	Concreto	100
Pára-Raios	Sim	20
Faixa de Servidão	20 metros	100

Tabela 20 - Tupi Paulista – Dracena Impacto

Parâmetro	Valor ou Característica	Pontuação
Número de Clientes	21.092	60
Contingência	Não	100

Essa linha de transmissão também opera em 69kV, logo seu fator multiplicador da probabilidade é 2. Com isso, tem-se 940 pontos, classificada como P4 e para Impacto, pontuação de 160, I5.

3.4 LT Votuporanga 02 - Nhandeara

Linha também localizada no Oeste do Estado de São Paulo, interliga a Subestação de Votuporanga, com a subestação de Nhandeara, ambas propriedades da Elektro. Abaixo, nas Tabelas 21 e 22 estão exibidas as características dessa linha para análise.

Tabela 21 - Votuporanga 02 - Nhandeara Probabilidade

Parâmetro	Valor ou Característica	Pontuação
Comprimento	36,2km	100
Número de Circuitos	1	100
Idade	33 anos	80
Estrutura	Concreto e Metálica	75
Pára-Raios	Sim	20
Faixa de Servidão	20	100

Tabela 22 - Votuporanga 02 - Nhandeara Impacto

Parâmetro	Valor ou Característica	Pontuação
Número de Clientes	27.561	60
Contingência	Parcial	75

Por operar em 69kV, esse local de instalação possui fator multiplicador igual a 2. Dessa maneira, a pontuação total para a Probabilidade é 950, classificado como P4. Para Impacto, 135 pontos, I4.

3.5 Piques nas Linhas Risco 5

Piques são interrupções não desejadas em Linhas de Transmissão que duram menos de três minutos. Esse tipo de ocorrência é fundamental na validação da Matriz de Risco desenvolvida nesse trabalho, pois mede quantas vezes a linha falhou em determinado período. São causados por falhas na instalação, seja por um vento forte, queda de árvores, sobretensão e ou sobrecorrente.

O monitoramento do número de piques é extremamente importante, pois como dito anteriormente, são considerados desligamentos, porém com tempo muito reduzido, visto que uma interrupção por problemas na linha pode durar horas e até dias. Para o correto acompanhamento desse indicador, os piques são medidos na base a cada 100 quilômetros. Por exemplo, se em 2016 uma linha teve 8 piques, e mede 160 quilômetros, o indicador para esse local vale 12,8 piques por 100 quilômetros. Isso é necessário para equalizar o tamanho das linhas. A classe de tensão não afeta esse indicador.

O número de piques é extraído do ELIPSE SCADA, sistema de monitoramento em tempo real da Elektro. A Figura 9 exibe modelo de extração do programa. O período disponível para a extração vai de dezembro de 2006 até dezembro de 2016. A Figura 10 exibe as nove linhas que mais sofreram piques desde o período extraído.

LOC_INST_SAP	REGIAO	TENSAO	KM	2006-	2007-	2007-	2007-	2007-	2007-	2007-	2007-	2007-	2007-	2007-	2007-	2007-	2007-	2008-	2008-	
LT_TUP01_DRA01	OESTE	69	7,21	41,63	69,38	138,75	138,75	152,63	166,5	166,5	166,5	166,5	166,5	166,5	166,5	166,5	152,63	152,63	166,5	83,25
LT_JAL01_SFS01	OESTE	69	37,90	92,35	89,71	92,35	87,07	81,79	79,16	81,79	73,88	71,24	68,6	47,49	47,49	68,6	76,52	89,71	89,71	89,71
LT_UBN01_MAC01	OESTE	69	75,83	15,83	19,78	15,83	18,46	23,74	23,74	21,1	22,42	21,1	22,42	21,1	25,06	25,06	27,69	29,01	29,01	29,01
LT_REG01_PAA01_IJU01	SUL	69	24,86	36,21	36,21	16,09	24,14	24,14	24,14	24,14	24,14	32,19	32,19	32,19	36,21	44,26	52,3	60,35	60,35	60,35
LT_CAR01_RIO01_AMC01_VOT02	OESTE	69	90,17	26,62	31,05	34,38	33,27	36,6	36,6	38,82	42,14	41,03	39,92	37,71	36,6	39,92	39,92	37,71	37,71	37,71
LT_ITR01_BOS01	SUL	69	38,00	7,89	5,26	5,26	7,89	7,89	7,89	10,53	10,53	10,53	7,89	7,89	13,16	15,79	23,68	26,32	26,32	26,32
LT_JAL01_POP01_IND01_SAB01	OESTE	69	79,64	13,81	12,96	7,53	8,79	7,53	7,53	7,53	7,53	8,79	8,79	8,79	8,79	10,75	12,9	15,05	15,05	15,05
LT_ITG01_ITR01	SUL	69	46,50	12,9	12,9	4,3	4,3	4,3	4,3	6,45	6,6	6,6	6,6	6,6	10,75	10,75	12,9	15,05	15,05	15,05
LT_NHA01_GES01	OESTE	69	32,07	3,12	15,59	21,83	21,83	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95	24,95	28,07	15,59	9,36	9,36
LT_VOT02_NHA01	OESTE	69	36,20	8,29	13,81	16,58	16,58	19,34	24,86	27,63	27,63	19,34	22,1	22,1	24,86	24,86	27,63	24,86	24,86	24,86
LT_CBO01_CRG00	SUL	138	20,90	9,57	9,57	19,14	14,36	14,36	14,36	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57
LT_GES01_AUR01	OESTE	69	20,40	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
LT_RIO01_PAF01	OESTE	69	29,30	6,83	6,83	6,83	3,41	3,41	3,41	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
LT_ANG01_ITP02	SUL	138	32,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT_REG01_CAJ01	SUL	138	39,36	2,54	0	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
LT_CBO01_API01_GUP01_CIM00	SUL	138	87,79	3,42	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	3,42	3,42	3,42	4,56	4,56	4,56	4,56	7,97	7,97	7,97	7,97
LT_MIA01_SAI00_CAI01	LESTE	138	16,76	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,93
LT_NHA01_MAC01	OESTE	69	15,13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT_TUP01_PAN01	OESTE	69	30,86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT_CAV01_CAV02	LESTE	138	6,10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16,39	16,39	16,39	16,39	16,39	16,39
LT_REG01_CAJ01_CAN01	SUL	138	71,98	6,95	5,56	4,17	2,78	2,78	1,39	1,39	1,39	1,39	0	0	0	0	0	1,39	1,39	1,39
LT_PER01_PET01	SUL	69	21,73	13,81	13,81	13,81	9,21	9,21	9,21	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	9,21
LT_TAU01_CJ001	LESTE	138	56,93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT_TAU01_CJ001_V2	LESTE	138	65,62	4,57	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
LT_DRA01_FLP01	OESTE	69	47,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT_PEO1_PIS01	SUL	88	30,36	3,29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LT_GUR01_CUN01	LESTE	88	34,83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 9 - Extração SCADA piques por Linha de Transmissão

LOC_INST_SAP	Denominação	SOMA
LT_TUP01_DRA01	Tupi Paulista – Dracena	6715,681356
LT_VOT02_NHA0	Votuporanga 02 - Nhandeara	6059,999004
LT_ITG01_ITR01	Itaporanga - Itararé	4565,693476
LT_REG01_PAA01	Registro – Pariquera-Açu	3761,780151
LT_CAR01_RIO01	Cardoso – Riolândia	3490,142918
LT_ITR01_BOS01	Itaporanga - Bom Sucesso	3005,266842
LT_JAL01_POP01_IND01_SAB01		2114,460452
LT_ITG01_ITR01		1978,278817
LT_NHA01_GES01		1715,177014

Figura 10 – Linhas com maiores quantidades de Piques

A Tabela 23 exibe um resumo das instalações com maior probabilidade e impacto, consequentemente classificadas como Risco 5.

Tabela 23 - Resumo Probabilidade x Impacto

Linha de Transmissão	Probabilidade	Impacto
Registro – Pariquera-Açu	1120 – P5	180 – I5
Cardoso – Riolândia	1110 – P5	135 – I4
Tupi Paulista – Dracena	940 – P4	160 – I5
Votuporanga 02 - Nhandeara	950 – P4	135 – I4

3.6 Plano de Ação

Após a análise e validação da matriz de risco, devido aos resultados mostrados em resumo na Tabela 23, foram traçados planos para melhorar a eficiência e a qualidade de energia fornecida ao consumidor e evitar possíveis desligamentos não programados das linhas de transmissão, gerando economia para a Elektro.

Para a Linha Registro – Pariquera – Açu está programado para começo de 2018 a substituição de torres de suspensão de concreto para metálica, a instalação de prumadas de terra e cabo guarda, principal responsável pelo SPDA. Além disso, em 2020 entrará no plano de investimento a construção de uma nova linha de transmissão na região de Registro, que servirá de contingência em caso de desligamento.

A Linha Cardoso – Riolândia terá troca das prumadas de terra, melhorando o sistema de aterramento e revisão dos planos de manutenção, com foco na substituição de isoladores. Para Tupi Paulista – Dracena, por ser uma linha pequena, estuda-se a possibilidade de desativação da linha e a construção de um circuito totalmente novo. Até lá, apenas a manutenção será reforçada com inspeções aéreas em busca de pontos quentes.

Votuporanga 02 – Nhandeara terá a manutenção revisada e será pioneira no projeto de inspeção aérea por drones, em busca de avarias e pontos de aquecimentos. Além disso, será feita a substituição do cabo guarda e a construção de um ramal adjacente, de modo que a interligue com a linha Tupi – Panorama, também de propriedade da Elektro. Desse modo, a mesma possuirá contingência em caso de interrupção, pelo menos em parte.

3.7 Limitações

O modelo construído e estudado nesse trabalho nos mostra grandes oportunidades de melhoria. Todavia, foi construído com grande carga empírica. Apesar de validado com o número de piques das linhas de transmissão, a Matriz é montada com inúmeras variáveis, e foi confrontada apenas com uma. Para melhorar a aceitação do modelo, a causa dos piques deve ser levantada, desse modo a validação do modelo seria mais assertiva.

Além disso, pode-se introduzir no modelo o estudo de descargas atmosféricas, pois hoje, no Brasil, já existe medição de frequência e intensidade de raios em determinadas região. Porém, a empresa não conta com esse tipo de tecnologia. Além disso, no andamento dos estudos desse trabalho, a empresa incorporou em seu plano de manutenção inspeções aéreas. Esse item podia claramente ser incluído na matriz de risco.

Para melhorar a assertividade, é relevante o estudo de pesos para as diferentes características analisadas, tanto para probabilidade quanto para o impacto. Com isso, a análise do risco seria mais elaborada.

4 Conclusões

Com a montagem da matriz de risco e em conjunto com o estudo das linhas de transmissão, levantou-se importantes falhas no sistema de transmissão da Elektro. Gerou-se ações para que a mesma passe a melhorar seus indicadores, o fornecimento ao cliente e um direcionamento nas manutenções, gerando eficiência em todo o processo.

Esse estudo foi o pontapé inicial, onde foi mostrado para a empresa que pontos a serem desenvolvidos para um processo mais eficiente de manutenção, quais locais para construção de novas linhas, e o direcionamento da equipe de engenharia no sentido de dar mais atenção às linhas mais críticas.

No futuro, pode ser implementado à Matriz outros fatores, tais como periodicidade de manutenção, avaliar subestações e linhas de transmissão de outras distribuidoras que alimentam as linhas da Elektro, além de tipo de condutores e características de isoladores. Tudo isso aumentará a precisão dos dados mostrados na Matriz.

Referências Bibliográficas

CASOS

- [01] Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, “Anuário Estatístico do Brasil”, Anuário, 2011.
- [02] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Balanço Energético Nacional,” MME – Ministério de Minas e Energia, BEN, 2014
- [03] Dias, Robson Francisco da Silva, “Derivação ou injeção de energia em uma linha de transmissão de pouco mais de meio comprimento de onda por dispositivo de eletrônica de potência,” Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Março de 2008
- [04] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Anuário Estatístico de Energia Elétrica,” MME – Ministério de Minas e Energia, Anuário, 2014 [05] Ynoguti, C. A. (1999). Reconhecimento de fala contínua usando modelos ocultos de Markov. Tese de Doutorado. UNICAMP, 1999.
- [05] Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, “Como a energia elétrica é transmitida no Brasil,” disponível em: <<http://www.eletrobras.com.br/elb/natrilhadaenergia/emergia-eletrica/main.asp?View={05778C21-A140-415D-A91F-1757B393FF92}>>. Acesso em: 13 maio. 2017
- [06] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 14 maio 2017.
- [07] Teoria da Prática, "Probabilidade e Impacto de riscos," disponível em <https://teoriadapratica.org/2014/01/01/probabilidade-e-impacto-de-riscos>>. Acesso em: 10 junho de 2017
- [08] Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, "Matriz de Riscos - Gestão de Integridade, Riscos e Controles Internos da Gestão", disponível em < <http://www.planejamento.gov.br/assuntos/gestao/control-interno/matriz-de-riscos>>. Acesso em: 10 de junho de 2017