



OS EFEITOS DA MUDANÇA DO CLIMA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL EM SANTA CATARINA

Elaborado por: Alexandre Guimarães Só de Castro

Sumário

1. Introdução	9
2. Contextualização	9
2.1. A importância para o estado de Santa Catarina	10
2.2. A cooperação com a empresa Eletrosul	11
3. O protocolo PIEVC	13
3.1. Passo 1 - Definição do Projeto.....	14
3.2. Passo 2 - Coleta de Dados e Suficiência.....	15
3.3. Passo 3 - Avaliação de Risco	16
3.4. Passo 4 - Análise de Engenharia (opcional)	16
3.5. Passo 5 - Conclusões e Recomendações	17
4. A aplicação da metodologia PIEVC em parceria com a empresa Eletrosul	18
4.1. Equipe do projeto	18
4.2. Objetivos do projeto.....	20
4.3. Linha do tempo.....	21
4.4. Limitações.....	21
5. Definição do escopo Projeto – passo 1	22
6. Coleta de dados e suficiência – passo 2	29
6.1. Inventário dos componentes da Infraestrutura.....	29
6.1.1. Elementos de uma linha de transmissão	29
6.1.3. Condições dos componentes da infraestrutura	33
7. Considerações sobre informações climáticas	33
7.1. Contexto histórico	33
7.2. Identificação das ameaças climáticas	35
7.3. Descrição da escala de Probabilidade	38
7.4. Descrição dos critérios de robustez.....	39
8. Avaliação de risco e vulnerabilidade – passo 3	43
8.1. Pontuação de Robustez e Probabilidade Climática.....	47
8.1.1. Robustez atual e futura	47
8.1.2. Probabilidade atual e futura.....	51
8.1.3. Limitações das informações climáticas	58
8.2. O processo de análise de risco.....	58

9. Identificação e seleção de medidas de adaptação – passo 5.....	61
10. Recomendações e conclusões	56
11. Referências bibliográficas	56
12. Anexos	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema Eletroenergético da Eletrosul. Fonte: Eletrosul, 2019.....	12
Figura 2: Fluxograma dos passos do PIEVC. Fonte: ENGINNERS CANADA, (2016)	14
Figura 3: Linha do tempo do projeto	21
Figura 4: Equipe de participantes da primeira oficina de trabalho	22
Figura 5: Diego Dandolini, gerente de engenharia e manutenção, apresentando os desafios da empresa Eletrosul	23
Figura 6: Localização das linhas de transmissão selecionadas.	25
Figura 7: Discussões com limiares climáticos	28
Figura 8: Grupo de trabalho em set/18.	29
Figura 9: Fluxograma da elaboração das informações climáticas para a análise de risco. Em verde escuro são os passos clássicos do PIEVC. Em verde claro, a pontuação de robustez como novo elemento do PIEVC.	35
Figura 10 : Casos de queda de torre de linha de transmissão da Eletrosul no sul do Brasil por tipo de evento climático. Adaptado de OLIVEIRA, (2019).....	36
Figura 11: Grupos de trabalho durante a oficina de trabalho.....	46
Figura 12: Matriz risco com as 3 classes de risco definidas pela equipe de trabalho. A cor verde significa risco baixo, amarelo é moderado e vermelho é risco alto.	46
Figura 13: Processo para estabelecer o risco na infraestrutura	59
Figura 14: Composição de suscetibilidade à erosão	61
Figura 15: Composição de suscetibilidade local	61
Figura 16: Composição de suscetibilidade local.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Profissionais que compõem a equipe de projeto.....	19
Tabela 2: Impactos sofridos em linhas de transmissão da Eletrosul	24
Tabela 3: Classificação dos elementos de uma linhas de transmissão	30
Tabela 4. Classificação das torres envolvidas na LT 525kV Biguaçu-Blumenau	32
Tabela 5. Classificação das torres envolvidas na LT 525Kv Itá- Salto Santiago.....	33
Tabela 6. Causas das ocorrências de desligamentos não programados.	34
Tabela 7: Descrição das ameaças climáticas consideradas para o caso da Eletrosul.....	38
Tabela 8: Descrição da escala de probabilidade, valor da frequência, exemplo e pontuação.....	39
Tabela 9: Critérios para pontuação de robustez do clima atual.....	40
Tabela 10: Escala de pontuação de robustez após o cálculo da média entre os critérios.....	40
Tabela 11: Critérios para pontuação de robustez dos cenários de mudança climática (futuro).....	42
Tabela 12: Critérios de desempenho: severidade estrutural.....	44
Tabela 13: Severidade operacional para LT 525kV Itá-Salto Santiago.....	45
Tabela 14: Severidade operacional para LT 525kV Biguaçu-Blumenau.....	45
Tabela 15: Pontuação de Robustez das informações sobre o clima atual	49
Tabela 16: Pontuação de robustez das informações sobre cenários de mudança climática (futuro) para ambas as linhas ITA-SSA e BIG-BLU.....	50
Tabela 17: Probabilidade atual e futura de ocorrência de ameaças climáticas para a linhas de transmissão Itá-Salto Santiago (ITA-SSA).....	54
Tabela 18 : Probabilidade atual e futura de ocorrência de ameaças climáticas para a linhas de transmissão Biguaçu-Blumenau (BIG-BLU)	56
Tabela 19: Exemplo dos passos para identificar medidas de adaptação	64
Tabela 20: Lista de ações realizadas e potenciais	55
Tabela 21: Interação entre as variáveis climáticas e os componentes da Infraestrutura	65
Tabela 22: Escala de classificação quanto à suscetibilidade/sensibilidade	66
Tabela 23: Critérios de desempenho relacionados a severidade estrutural.....	67
Tabela 24: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a Severidade relacionada a eventos extremos de chuva.	66
Tabela 25: Pontuações da estrutura LT 525 kV Biguaçu Blumenau	68
Tabela 26: Pontuações da estrutura LT 525 kV Salto - Santiago	68
Tabela 27: Tipos de fundação e a sua predisposição a ser negativamente afetada por eventos críticos de chuvas nas LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá.....	69
Tabela 28: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade relacionada a erosão.....	71
Tabela 29: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade relacionada a movimentos gravitacionais e de massa.	72
Tabela 30: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade relacionada a ocorrência de alagamentos.....	73
Tabela 31: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade relacionada a localização.	74
Tabela 32: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a Severidade relacionada a eventos extremos de chuva.	75

Tabela 33: Classificação da altura da torre quanto a sua predisposição de ser negativamente afetada pela ocorrência de eventos extremos de vento.	77
Tabela 34: Classificação vão médio/ vão gravante da torre quanto a sua predisposição de ser negativamente afetada pela ocorrência de eventos extremos de vento.	78
Tabela 35: Classificação e representatividade nas LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá em relação ao tipo de torre e a sua predisposição de ser negativamente afetada pela ocorrência de eventos extremos de vento.....	79
Tabela 36: Representatividade nas LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá em relação a existência de travessias (rodovias, LTs e rios navegáveis).	81
Tabela 37: Risco atual e futuro relacionado a ocorrência de Frentes Frias e pré-frontais intensas (com chuva).....	82
Tabela 38: Risco atual e futuro relacionado a número de dias com chuvas acima de 100mm.....	83
Tabela 39: Evento Climático Crítico:Risco atual e futuro relacionado a ocorrência de sistemas Convectivos de Mesoescala (SCM) com potencial de tornado	84
Tabela 40: Risco atual e futuro relacionado à ocorrência de rajadas de vento acima de 20m/s	85
Tabela 41: Risco atual e futuro relacionado a ocorrência de Frentes Frias e pré-frontais intensos (com vento)	86

Edição do Relatório: Consultor Alexandre Guimarães Só de Castro

Eletrosul :

Coordenação : Diego Luis Tedesco Dandolini

Colaboradores:

Giancarlo Maffezzolli

André Luis Padovan

Márcio Antonio Pavanati

Jacira Prichula (Anexo B)

Marcelo Kotani (Anexo A)

Rogério Parrela de Amorim (Anexo A)

Julian Luis Reis (Anexo C)

Marisa Bender

Claudia Teresa Pillatti

Loriane Silveira

Raquel Carolina Chinchilla Cartagena

Revisão Final:

GIZ:

Eduarda Silva Rodrigues de Freitas

Pablo Borges de Amorim

Enginers Canada:

Guy Felio – Stantec

Vladimir Naranjo – Auctore

Eletrosul:

Diego Luis Tedesco Dandolini

André Luis Padovan

Agradecimentos

O grupo de trabalho para aplicação do protocolo PIEVC na Eletrosul, gostaria de exprimir gratidão às colaborações importantes dos engenheiros Rômulo Guilherme Schneider Ristow e Claudionor Kosmann, Marcelo Kotani e Rogério Parrela. Além disso, agradecimentos também ao engenheiro Filipe Magno Maryrink Niquini que possibilitou uma automação da análise do grande volume de dados deste trabalho.

Agradecimento especial ao Engenheiro Rogério Bonini Ruiz, que acolheu o Projeto CSI, possibilitando a concepção e internalização do mesmo na Eletrosul. Neste mesmo sentido, agradecemos ao Engenheiro Flávio Rene Brea Victoria, por ter sido o responsável por estabelecer a ponte entre o Projeto CSI, o governo de Estado de Santa Catarina e a Eletrosul.

Por último, o reconhecimento ao grupo de trabalho que participou com afinco das oficinas e das discussões técnicas que possibilitaram a elaboração deste Relatório.

À coordenação da GIZ-Brasil, engenheiros Pablo Borges e Eduarda Freitas, pelo dinamismo e foco na condução dos trabalhos, nosso muito obrigado. A Eletrosul lembra com louvor o carinho e dedicação dos Engenheiros consultores Guy Félio e Vladimir Naranjo pelas capacitações ofertadas.

Aos colegas da Epagri, INPE e demais profissionais de “clima” nossa gratidão pela parceria e ensinamentos.

1. Introdução

Este relatório tem como objetivo principal apresentar um dos resultados do projeto “Ampliação dos serviços climáticos para investimentos em infraestruturas - CSI”, especificamente relacionados ao componente 3 do projeto, Avaliação dos riscos climáticos de infraestruturas.

A avaliação de risco climático realizada nas linhas de transmissão da empresa Eletrosul Centrais Elétricas foi baseada no Protocolo do Comitê de Vulnerabilidade de Engenharia de Infraestrutura Pública ou PIEVC (Public Infrastructure Engineering Vulnerability Committee em inglês) elaborado pela instituição parceira do CSI – *Engineers Canada*.

Esse relatório segue a estrutura base da publicação *Climate Change Impacts on Water and Wastewater Infrastructure at Akwesasne* (FÉLIO, 2017), com adaptações realizadas considerando as particularidades do projeto, alinhadas com a versão 10.1 do protocolo (PIEVC, 2016).

Os anexos e apêndices complementam as informações contidas no documento com dados técnicos de especialistas sobre as temáticas do projeto.

2. Contextualização

Os eventos extremos climáticos representam sérios riscos para os sistemas naturais, populações e infraestruturas existentes. O Brasil investe bilhões anualmente em obras de infraestrutura de médio e grande porte, porém o planejamento dessas obras pouco tem considerado questões relacionadas à mudança do clima, elevando as chances de prejuízos não previstos com consequências negativas para a economia e sociedade.

O Ministério do Meio Ambiente (MMA), vem desenvolvendo uma série de ações relacionadas à mitigação e adaptação à mudança do clima com destaque para o Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima – PNA (Brasil, 2016), que tem como objetivo “promover a redução da vulnerabilidade nacional à mudança do clima e realizar uma gestão do risco associada a esse fenômeno”. Na estrutura do PNA são considerados 11 setores, entre eles “Cidades e Infraestruturas”.

Numa perspectiva global, o Brasil é signatário da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática (UNFCCC) com especialistas participantes no Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC). O país também faz parte dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS, 2015), que demandam medidas urgentes dos países para combater a mudança do clima e seus impactos (Objetivo 13), entre outros acordos internacionais.

É nesse contexto que se insere o projeto “Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura” - CSI (*Enhancing Climate Services for Infrastructure Investments*). O CSI é um projeto global, em parceria com Brasil, Costa Rica, Vietnã e países da Iniciativa da Bacia do Nilo (NBI), implementado por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) e financiado pelo Ministério Federal do Ambiente, Proteção da Natureza e Segurança Nuclear (BMU) da Alemanha.

O projeto tem como objetivo facilitar que as instituições introduzam em seus processos de planejamento e regulamentações, informações climáticas customizadas e orientadas para o usuário, também conhecidas como “Serviços Climáticos”, de fundamental importância para o gerenciamento dos riscos climáticos pelos tomadores de decisão públicos ou privados.

Para alcançar os objetivos, o CSI reúne os atores considerados relevantes ao longo da cadeia de valor dos Serviços Climáticos, e por meio de oficinas de trabalho, aprimoramento de capacidades e consultorias, visa conscientizar sobre a importância da consideração do risco climático na tomada de decisão.

No Brasil, o projeto CSI tem como parceiros o Ministério do Meio Ambiente (MMA), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Defesa Civil do Estado de Santa Catarina, Eletrosul - Centrais Elétricas, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Autoridade Portuária de Itajaí e Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ).

2.1.A importância para o estado de Santa Catarina

Com 295 municípios e uma população de 6.819.190 milhões de habitantes (IBGE, 2015) o estado de Santa Catarina possui território com área de 95 mil km², similar à de países como Irlanda, Portugal, Áustria e Hungria.

Fazendo divisa com os estados brasileiros do Paraná e Rio Grande do Sul e com a Argentina, o estado reúne boas condições para investimentos privados, tais como: mão de obra qualificada, segurança jurídica para os empreendimentos, políticas fiscais de incentivo, infraestrutura logística e índices de qualidade de vida superiores à média nacional. É o sexto estado mais rico da Federação, com uma economia diversificada e industrializada, sendo um importante polo exportador e consumidor, respondendo por 4% do produto interno bruto do país. Também possui o terceiro maior PIB per capita entre as 27 unidades da Federação, incluído o Distrito Federal (IBGE, 2014).

Apesar da sólida estrutura socioeconômica e institucional, o estado sofre continuamente consequências da sua exposição a eventos climáticos extremos e anomalias climáticas, sendo afetado por severas estiagens e grandes inundações e enxurradas. É um dos estados brasileiros mais atingidos por granizos, vendavais, tornados e deslizamentos.

Durante o período entre 1995 e 2014, o somatório dos danos materiais em unidades habitacionais, instalações públicas e obras de infraestrutura decorrentes de desastres naturais, foi de R\$ 5,2 bilhões de reais, sendo 3,3 bilhões de reais (63%) apenas danos em infraestrutura pública (CEPED, 2016).

Os prejuízos públicos e privados, decorrentes de desastres naturais informados pelos municípios foram na ordem de R\$ 12,5 bilhões de reais no período, sendo R\$ 11,3 bilhões apenas para o setor privado (CEPED, 2016).

Eventos relacionados ao excesso de chuva são os mais frequentes, sendo que de 1997 até 2012, houve 907 ocorrências somente de enxurradas. No oeste catarinense a estiagem e seca também ocorreram com grande frequência no período com 823 casos registrados. Tornados, vendavais e granizo, também são recorrentes e costumam trazer estragos e prejuízos (CEPED, 2013).

O que contribui para Santa Catarina ser cenário de tantos eventos naturais é a localização do estado no globo terrestre, além das características do relevo catarinense. A posição é de latitude média, em coordenadas geográficas onde a ocorrência de fenômenos extremos é frequente e intensa. O relevo do estado também é acidentado, com altitudes de 200 metros no extremo oeste, chegando a 1,8 mil metros na serra (São Joaquim), e uma faixa litorânea extensa no nível do mar.

Em função dessa realidade, diversas políticas públicas foram instituídas no estado com destaque para a Lei Complementar nº 534, de 20/05/2011, que transformou o Departamento Estadual de Defesa Civil (DEDC), em Secretaria de Estado da Defesa Civil (SDC), permitindo a expansão dos recursos humanos e equipamentos na instituição e promovendo parcerias institucionais para o desenvolvimento de projetos.

Todos esses fatores colocam o estado de Santa Catarina amplamente inserido no âmbito do Projeto CSI, com destaque para o Componente 3 'Avaliação de risco climático em infraestrutura', objeto desse relatório.

2.2.A cooperação com a empresa Eletrosul

Com sede em Florianópolis, capital de Santa Catarina, a Eletrosul é uma empresa pública controlada pela Eletrobrás, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Criada em 1968 e autorizada a funcionar pelo Decreto no. 64.395, é uma sociedade de economia mista de capital fechado. A empresa possui empreendimentos nos três estados da Região Sul, além de Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Pará e Rondônia (Figura 1). Atua nas áreas de geração, transmissão, comercialização de energia e telecomunicações, investindo fortemente em pesquisa e desenvolvimento para fomentar o uso de fontes alternativas de energia e diversificar a matriz energética brasileira.

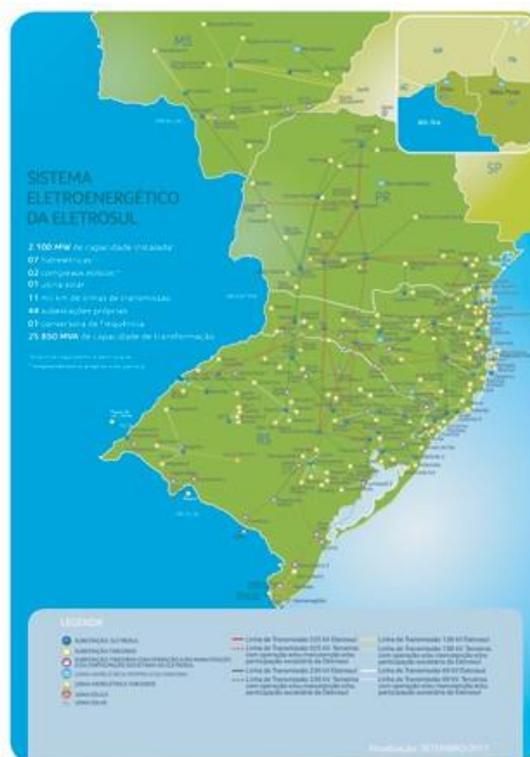


Figura 1: Sistema Eletroenergético da Eletrosul. Fonte: Eletrosul, 2019.

A Eletrosul conta com uma matriz energética considerada limpa, proveniente das fontes hídrica, eólica e solar, totalizando 2.100 MW de potência instalada, energia suficiente para atender ao consumo de aproximadamente 12 milhões de pessoas. Dispõe de controle e participações em 7 usinas hidrelétricas, 2 complexos eólicos, 1 usina solar, 44 subestações, 1 conversora de frequência e cerca de 11 mil quilômetros de linhas de transmissão.

A cooperação com a Eletrosul justifica-se não só pela importância da empresa no contexto estadual e nacional, sendo a maior estatal federal de energia elétrica do Sul do Brasil, mas também pelo histórico de danos e prejuízos que a empresa vem sofrendo nas última décadas

3. O protocolo PIEVC

Uma das parcerias a nível global do projeto CSI é com a instituição *Engineers Canada*, que desenvolveu uma metodologia de análise de risco climático para avaliar possíveis impactos relacionados à mudança do clima, em infraestruturas públicas e privadas. Esta metodologia está descrita no documento “Protocolo do Comitê de Vulnerabilidade de Engenharia de Infraestrutura Pública” ou “PIEVC” (*Public Infrastructure Engineering Vulnerability Committee*).

As informações obtidas através do Protocolo auxiliam gestores e operadores a incorporar de maneira efetiva ações de adaptação à mudança do clima em projetos de infraestruturas existentes planejadas, influenciando na operação, manutenção, planejamento e desenvolvimento.

O Conselho Canadense de Engenheiros (*Engineers Canada*) possui a propriedade intelectual deste protocolo, que pode ser utilizado em infraestruturas estabelecidas no Canadá sem custos (desde que seja assinado um contrato de licença) e sob acordos de licença específicos para organizações de outros países.

O *Engineers Canada* presta assessoria para membros de projetos em andamento, desenvolvendo capacidades locais por meio de uma abordagem prática de ação e fornecendo material de treinamento com objetivo de operacionalizar os procedimentos.

O protocolo oferece aos usuários flexibilidade na execução dos processos, considerando as particularidades locais e limitação de recursos, no entanto estabelece passos comuns a serem cumpridos, apresentados na Figura 2.

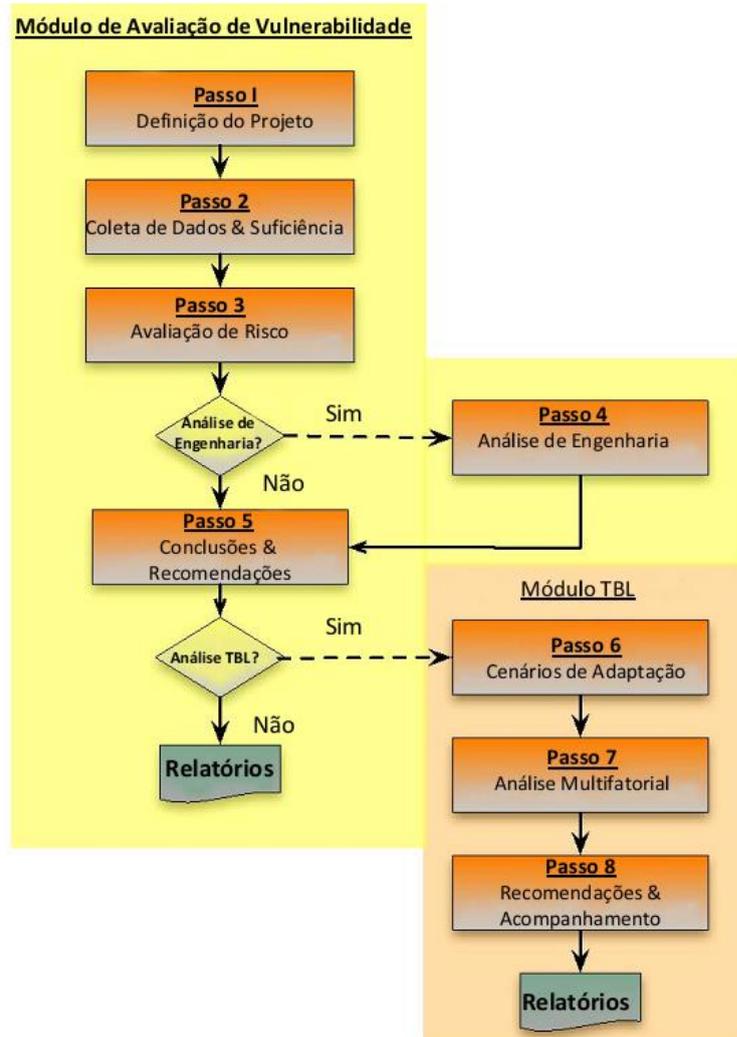


Figura 2: Fluxograma dos passos do PIEVC. Fonte: ENGINNERS CANADA, (2016)

3.1. Passo 1 - Definição do Projeto

Em linhas gerais, o primeiro passo para a aplicação do protocolo, envolve a definição do escopo do projeto, sendo estabelecida pela equipe a infraestrutura que será analisada e os atributos chave como localização, condições gerais, problemas conhecidos, entre outros. Também são identificados os elementos climáticos que impactam na infraestrutura e eventos climáticos passados que causaram interrupções e falhas nos serviços providos.

Esse passo serve para restringir o foco do estudo e permitir processos eficientes de coleta de dados e avaliação de vulnerabilidades.

3.2. Passo 2 - Coleta de Dados e Suficiência

O segundo passo é um processo interdisciplinar que requer competências de engenharia, climatologia, operação, manutenção e gestão. Deve-se assegurar que a combinação correta de competências está representada na equipe de avaliação ou através de consultas a outros profissionais durante a execução. Esse passo é composto pela aquisição de dados detalhados sobre:

- ❖ A infraestrutura, facilidades e prédios que fazem parte do levantamento
 - Detalhes sobre os componentes físicos da infraestrutura:
 - Número de componentes físicos;
 - Localizações.
 - Outras considerações técnicas e de engenharia:
 - Material de construção;
 - Tempo de existência;
 - Importância para comunidade onde está inserida;
 - Condição física;
 - Interrupções ou falhas nos serviços ocorridas;
 - Práticas de operação e manutenção.

- ❖ Registros e relatórios de manutenção e operação:
 - Práticas de gestão da infraestrutura;
 - Considerações de seguros;
 - Políticas e diretrizes;
 - Considerações financeiras e de financiamento;
 - Definições regulatórias;
 - Considerações legais.

- ❖ Informações climáticas aplicáveis. As fontes de informações climáticas incluem, mas não estão limitadas a:
 - Agências governamentais;
 - Informações Climáticas presentes nos Códigos de Construção Nacionais;
 - Curvas de precipitação de chuvas: intensidade, duração e frequência;
 - Mapeamentos de planícies de inundação;
 - Modelagem climática e desenvolvimento de cenários específicos da região (IPCC);

- Registros históricos de eventos climáticos extremos;
- Informações sobre o tempo em aeroportos;
- Organizações de pesquisas sobre o clima;
- Outras, caso necessário.

3.3.Passo 3 - Avaliação de Risco

No passo 3 são estabelecidas quais infraestruturas e componentes são afetados por elementos climáticos. Essas interações clima-infraestrutura são identificadas no contexto de resposta particular, como por exemplo, performance estrutural, impactos nas operações, perda de funcionalidade, efeitos no meio ambiente, etc. De acordo com o protocolo, para se estabelecer o risco climático é necessária a definição da probabilidade de ocorrência do evento climático e a severidade com que esse evento impacta na infraestrutura:

- **Classificação de probabilidade:** Classificação que representa a probabilidade de ocorrência de um evento climático acima de um limite, podendo variar de 0 (não aplicável) até 5 (altamente provável que acontecerá o evento);
- **Classificação de severidade:** Classificação dos impactos nos componentes da infraestrutura se o evento climático ocorrer, variando de 0 (sem impacto) até 5 (completa falha).

Os riscos são avaliados sobre as condições climáticas atuais para estabelecer uma linha de base (*baseline*), e os riscos futuros são avaliados considerando futuras mudanças no clima (projeções) e as condições projetadas da própria infraestrutura. As interações identificadas são avaliadas com base nas análises da equipe técnica.

Na aplicação do protocolo PIEVC, o processo de avaliação não requer que todas as interações sejam objeto de maiores detalhamentos. Aquelas que não obtiverem interação clima-infraestrutura, não serão consideradas, por estarem fora de risco. Outras poderão ser identificadas como de alto risco e precisarão de ação imediata.

As interações que não apresentam uma clara resposta relacionada a vulnerabilidade poderão ser sujeitas a uma análise mais detalhada, podendo passar por uma análise de Engenharia (passo 4 do protocolo) ou recomendada para estudos adicionais após a avaliação .

3.4.Passo 4 - Análise de Engenharia (opcional)

O passo 4 não foi realizado no contexto deste projeto. Entretanto, esta etapa visa avaliações adicionais e estudos que normalmente incluiriam análises mais aprofundadas como, por exemplo:

- i. Interações que requerem dados adicionais que não podem ser adquiridos dentro do cronograma da avaliação de risco atual
- ii. Interações que requerem dados adicionais que não podem ser adquiridos dentro do cronograma da avaliação de risco atual;
- iii. Avaliação de eventos climáticos que contribuem especificamente para um risco elevado da infraestrutura, na qual o profissional e/ou o proprietário da infraestrutura determinam que uma melhor compreensão dos fatores que contribuem para o evento pode ajudar a resolver os riscos identificados;
- iv. Areas nas quais padrões de risco identificados poderiam ser resolvidos através do desenvolvimento ou adaptação de códigos, normas, diretrizes, procedimentos, etc;
- v. Interações de Casos Especiais que requerem melhor definição e que não podem ser resolvidas dentro do orçamento e/ou do cronograma da presente avaliação;
- vi. Outras questões consideradas apropriadas pelo profissional

3.5.Passo 5 - Conclusões e Recomendações

Os resultados dos passos anteriores do protocolo são utilizados para prover recomendações para gestão dos riscos que geralmente podem ser definidas em cinco categorias principais:

- i. Não é necessária nenhuma ação adicional;
- ii. Ações corretivas necessárias para mitigar riscos de performance na infraestrutura, tipicamente melhorias e soluções de engenharia;
- iii. Ações administrativas requeridas para ajustar mudanças na performance da infraestrutura, por exemplo, modificar procedimentos de operações e manutenção devido a variações nos padrões de precipitação no inverno;
- iv. Monitoramento das atividades, por exemplo, a performance da infraestrutura ou análise de dados climáticos para validar projeções;
- v. Trabalho adicional requerido para preencher lacunas de disponibilidade e qualidade de dados.

4. A aplicação da metodologia PIEVC em parceria com a empresa Eletrosul

Para a aplicação da metodologia PIEVC em parceria com a Eletrosul foram necessárias uma série de oficinas de trabalho ao longo dos últimos dois anos. Participaram desta parceria a equipe de meteorologistas do INPE, a equipe da EPAGRI/CIRAM, a equipe do MMA, Defesa Civil do estado de Santa Catarina, a consultoria externa do Engenheiros do Canadá – representados pela empresa Stantec, consultores contratados pelo projeto e também a equipe da GIZ.

4.1. Equipe do projeto

A Tabela 1 descreve a equipe que participou do projeto.

Tabela 1: Profissionais que compõem a equipe de projeto

Nome	Instituição	Formação	Área de atuação
Diego Luís Tedesco Dandolini	Eletrosul	Engenheiro Civil	Engenharia de Manutenção
André Luis Padovan	Eletrosul	Engenheiro eletricista	Engenharia de Manutenção
Giancarlo Maffezzolli	Eletrosul	Engenheiro Agrônomo	Engenharia de Manutenção
Márcio Antônio Pavanati	Eletrosul	Engenheiro Mecânico	Engenharia de Manutenção
Marcelo Kotani	Eletrosul	Engenheiro Civil	Engenharia de Projetos
Rogério Parrela de Amorim	Eletrosul	Engenheiro Eletricista	Engenharia de Projetos
Jacira Prichula	Eletrosul	Engenheira Florestal	Meio ambiente
Marisa Bender	Eletrosul	Química	Meio ambiente
Julian Luiz Reis	Eletrosul	Engenheiro Eletricista	Engenharia de Sistema
Rômulo Gilherme Schneider Ristow	Eletrosul	Engenheiro Eletricista	Engenharia de Sistema
Cláudia Teresa Pilatti	Eletrosul	Economista	Conformidade, controle e Risco
Raquel Carolina Chinchila Cartagena	Eletrosul	Administra dora	Conformidade, controle e Risco
Loriane	Eletrosul	Contadora	Conformidade, controle e Risco
Adriana Brito da Silva	MMA	Bióloga	Analista Ambiental - Departamento de Políticas em Mudança do Clima Secretaria de Mudança do Clima e Floresta
Jaqueline Leal Madruga	MMA	Oceanógrafo a	Analista Ambiental - Departamento de Políticas em Mudança do Clima/Secretaria de Mudança do Clima e Floresta
Eduarda Silva Rodrigues de Freitas	GIZ	Engenheira Civil	Assessora Técnica Projeto CSI
Pablo Borges de Amorim	GIZ	Engenheiro Ambiental	Assessor Técnico Projeto CSI
Chou Sin Chan	INPE	Meteorolog ista	Pesquisadora

Flávio Rene Brea Victoria	Defesa Civil - SC	Engenheiro Agrícola	Pesquisador
Laura Rodrigues	EPAGRI CIRAM	Meteorologista	Pesquisadora
Frederico Moraes Rudolf	Defesa Civil - SC	Oceanógrafo	Gerente de Monitoramento e Alerta Diretoria de Prevenção
Ana Paula Santos	Consultora GIZ		INPE
Nicole Costa Resende	Consultora GIZ	Engenheira Agrícola	INPE
Gustavo Medeiros	Consultor GIZ	Meteorologista	INPE
Priscila Tavares	Consultora GIZ	Meteorologista	INPE
Francisco José Lopes de Lima	Consultor GIZ	Físico	INPE
Alexandre Castro	Consultor GIZ	Biólogo	Sênior em Adaptação

4.2. Objetivos do projeto

Os objetivos definidos para o projeto foram:

- i. Apresentar o Protocolo PIEVC como uma ferramenta de gerenciamento de risco climático para a Eletrosul;
- ii. Definir quais Linhas de Transmissão da Eletrosul serão analisadas no âmbito do estudo;
- iii. Identificar as vulnerabilidades das infraestruturas selecionadas para as condições climáticas atuais e futuras nas ameaças de: ventos fortes, raios, chuvas persistentes e altas temperaturas;
- iv. Levantar os riscos climáticos para as infraestruturas pré-selecionadas;
- v. Identificar possíveis recomendações sobre redução de riscos para os ativos e serviços de maior consequência.

4.3. Linha do tempo

O projeto CSI teve início em Santa Catarina em fevereiro de 2018 e as atividades referentes a análise de risco começaram a partir de abril de 2018 (Figura 3).

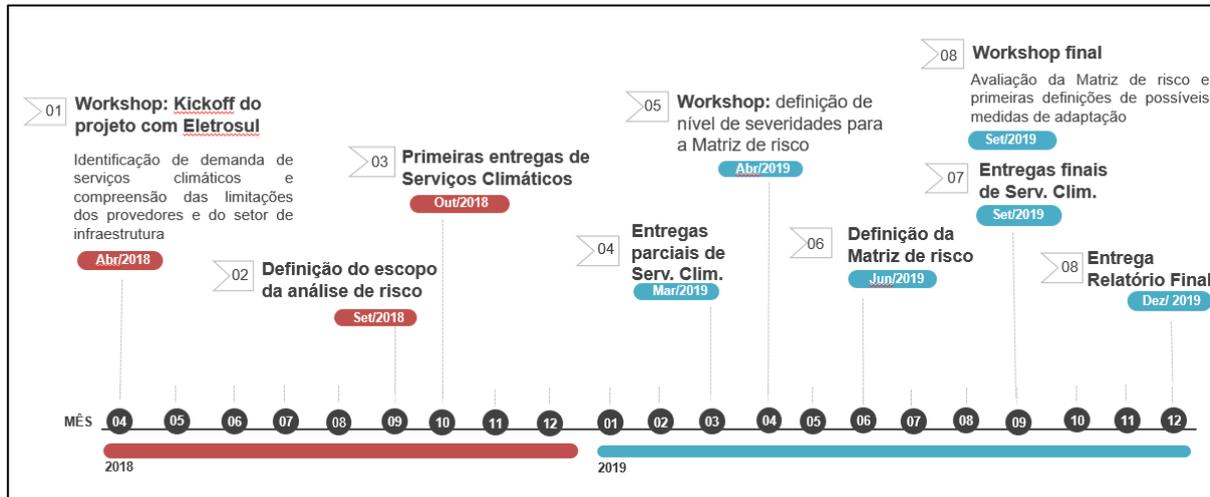


Figura 3: Linha do tempo do projeto

4.4. Limitações

As principais limitações do projeto estavam relacionadas aos prazos de desenvolvimento dos serviços climáticos, para que as etapas previstas no Protocolo PIEVC pudessem ser cumpridas pelas equipes de trabalho, principalmente relacionadas à aquisição de dados, análise e validação.

É possível que existam dados adicionais de infraestrutura e clima que não tenham sido considerados na linha do tempo de execução do projeto, ou que não tenham sido avaliados durante as fases iniciais. Estes estarão descritos nas recomendações deste Relatório Final.

As contratações e necessidades de readequações de escopo/ trabalhos ao longo do desenvolvimento das etapas do projeto também foram limitantes para a execução do projeto.

Além disso, algumas variáveis climáticas que foram identificadas como importantes para a análise de risco das infraestruturas não puderam ser desenvolvidas por falta de dados e/ou tempo para desenvolvimento durante o período do projeto.

5. Definição do escopo Projeto – passo 1

A primeira oficina de trabalho do projeto aconteceu em abril de 2018 e reuniu equipes do INPE, EPAGRI/CIRAM, Eletrosul, Defesa Civil de Santa Catarina e GIZ para as primeiras discussões e identificação das prováveis ameaças climáticas. O evento teve como objetivo promover o encontro entre os setores de infraestrutura e os provedores de serviços climáticos. Foi possível uma melhor compreensão das reais necessidades deste setor de infraestrutura e os desafios para o desenvolvimento das informações de clima necessárias à análise de risco climático das infraestruturas que seriam selecionadas. As Figura 4 e Figura 5 mostram fotos da equipe em uma das oficinas de trabalho.



Figura 4: Equipe de participantes da primeira oficina de trabalho



Figura 5: Diego Dandolini, gerente de engenharia e manutenção, apresentando os desafios da empresa Eletrosul

Além da identificação das possíveis demandas de serviços climáticos que seriam desenvolvidos pelo INPE em parceria com EPAGRI/CIRAM, foi possível levantar:

- i. As informações de ameaças às infraestruturas associados à fatores climáticos;
- ii. As informações meteorológicas para apoiar o desenvolvimento dos serviços climáticos;
- iii. As necessidades dos setores de infraestrutura relacionadas aos serviços climáticos que deverão ser desenvolvidos para subsidiar os estudos de análise de risco climático e a proposição de medidas de adaptação a serem realizadas em fase posterior; e
- iv. Uma proposta preliminar de Plano de Trabalho para o desenvolvimento dos respectivos serviços climáticos identificados.

A Tabela 2 descreve os principais impactos sofridos nos últimos anos em Linhas de Transmissão (LT's) da empresa Eletrosul.

Tabela 2: Impactos sofridos em linhas de transmissão da Eletrosul

Item	Infraestrutura	Local	Impacto	Causa provável	Data da Ocorrência
1	Torre de Linha de Transmissão - Areia Campos Novos	Campos Novos	queda de 13 torres de 525kV	Temporal com ventos Fortes	18/09/1998
2	Torres de Linhas de Transmissão - LT Itá Salto Santiago	Xavantina	Queda de 01 Torre 525 kV, Parte metálica afetada, fundações afetadas	Temporal com chuva forte (deslizamento de solo)	14/07/2015
3	Torres de Linhas de Transmissão - Jorge Lacerda - Sideirópolis 1	Tubarão	Queda de 07 Torres 230 kV, Parte metálica afetada, fundações intactas	Temporal com ventos Fortes	16/10/2016
4	Cabos Condutores de Linha de Transmissão - Jorge Lacerda Imbituba	Imbituba	Danos aos cabos condutores 138 kV causados por entulhos arremessados pelo vento	Temporal com ventos Fortes	17/10/2016
5	Torre de Linha de Transmissão Abdon Batista Biguaçu	Palmeira	Queda de 01 Torre 525 kV, Parte metálica afetada, fundações intactas	Temporal com ventos Fortes	22/01/2018

Além dos temporais e ventos fortes, as descargas atmosféricas também foram apontadas como ameaças importantes às LT's, uma vez que podem causar desligamentos e eventual rompimento dos cabos. Apesar da curta duração, as descargas atmosféricas provocam danos especialmente em condutores e cabos para-raios, derretendo ou rompendo os filamentos dos cabos.

As altas temperaturas associados a períodos de "calmaria de ventos" também causam danos às LT's. Este fenômeno impacta diretamente na diminuição da condução de energia através dos cabos.

A revisão de normas técnicas utilizadas em projetos de LT's foi levantada durante a oficina de trabalho, uma vez que a elaboração destas data de 1985 e é provável que estas normas não atendam às características de ventos atuais e futuros.

Além dos eventos climáticos, a característica geomorfológica dos terrenos possui grande influência nas LT's, informação reforçada pelos Mapas de Suscetibilidade, gerados pela Defesa Civil do estado.

Em setembro de 2018, foi realizada uma segunda oficina de trabalho para definição das linhas de transmissão que seriam analisadas pela equipe do projeto.

Após as discussões durante a oficina de trabalho, chegou-se a conclusão que a região oeste do estado de Santa Catarina deveria ser analisada devido a grande ocorrência de temporais com ventos fortes e descargas atmosféricas. O litoral do estado também foi considerado, uma vez que chuvas de grande intensidade e com grande volume acumulado causam deslizamentos de terra ocasionando também a queda de torres.

Além desses fatores, foram considerados também a tensão das linhas bem como a importância destas para o Sistema Nacional Interligado do país.

Dessa forma as duas linhas selecionadas foram:

- i. **LT ITA-SSA:** Itá - Salto Santiago de 525kV no oeste do estado.
- ii. **LT BIG-BLU:** Biguaçu – Blumenau de 525kV no litoral do estado.

A Figura 6 ilustra a localização das linhas de transmissão no Sul do Brasil.

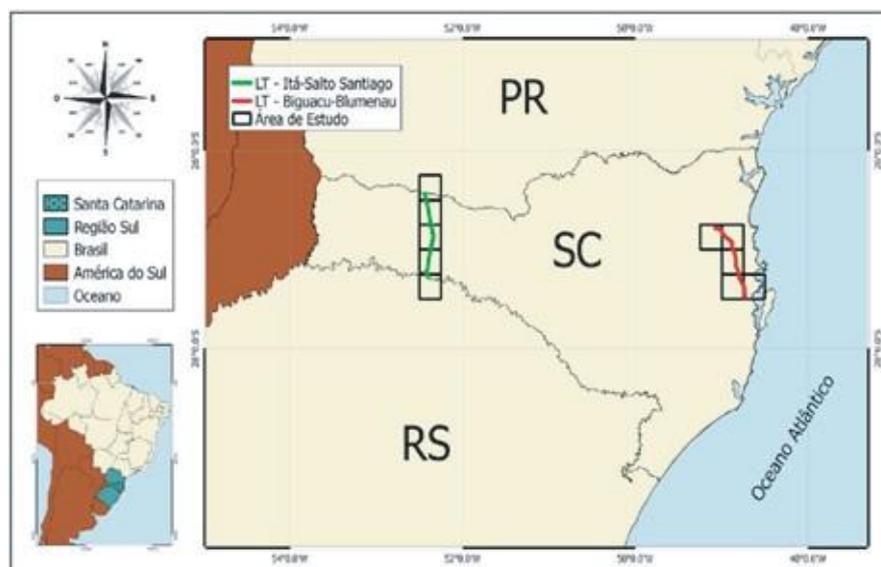


Figura 6: Localização das linhas de transmissão selecionadas.

Estima-se que para as LTs em análise (ITA-SSA e BIG-BLU), os custos envolvidos em situações emergenciais, com queda de torres e cabos, variam de cerca de 2% até algo em torno de 10% da Receita Anual Permitida (RAP), nos casos mais graves que possa envolver várias torres, podendo haver necessidade de recuperação de fundações ou até mesmo relocação de estruturas.

Outro fator que impacta os custos para a reposição de torres é a Parcela Variável, regulamentada na Resolução Normativa ANEEL 729/2015, que estabelece critérios de desconto da receita para o caso de Indisponibilidade das linhas de transmissão pertencentes à Rede Básica, como é o caso das linhas em estudo. Nos desligamentos automáticos ou intempestivos existe um fator de penalização para o desconto de receita que considera cento e cinquenta vezes a receita do período nas primeiras cinco horas, e dez vezes a receita no período restante.

Assim, a indisponibilidade de uma hora numa dessas linhas, resultaria em desconto de Parcela Variável da ordem de 1,66% da RAP e, na quinta hora, este valor chegaria a mais de 8% da RAP. A regulamentação limita a perda de receita em 25 % da RAP. Quando o ONS, por solicitação da concessionária de transmissão, considerar que o desligamento da linha for decorrente de caso fortuito ou força maior, a regulamentação prevê que o agente poderá requerer os seguintes períodos de isenção, para efeito de isenção de Parcela Variável: 20 horas para mobilização das equipes e localização da falha, somadas à 40 horas por estrutura danificada, caso seja circuito simples, ou 50 horas por estrutura, se for circuito duplo. Caso o período para recomposição da linha exceda esses períodos de isenção, ocorre o desconto de Parcela Variável no período excedente, conforme fator de penalização exposto acima.

Portanto, em condições em que se consiga atender a emergência com sucesso (sem penalizações), os custos de recomposição para a concessionária podem representar de 2% a 10%, dependendo do porte da ocorrência. No caso de desconto de Parcela Variável, a penalização poderá atingir até 25% da RAP.

Na Eletrosul, desde 2008, quando a Parcela Variável foi regulamentada e os agentes de transmissão passaram a ter desconto de receita por indisponibilidade, o maior desconto em relação à receita aplicado na indisponibilidade de linhas de transmissão foi na LT 525 kV Areia/Bateias, em 07/06/2014, com desconto de 245,53% da receita mensal da linha, ou 20,46% da RAP.

Ainda durante esta oficina, foram discutidos quais os componentes das linhas de transmissão que deveriam ser considerados na análise, os prováveis limiares climáticos, o

horizonte temporal da análise e o número de modelos de projeção climática que poderão ser utilizados considerando o tempo de execução do projeto e recursos.

Componentes de interesse:

- i. Acessos;
- ii. Torre*;
- iii. Cabos*;
- iv. Isolador;
- v. Fundação;
- vi. Travessias;
- vii. Vegetação; e
- viii. Urbanização.
- ix. Chuva acumulada, 180 mm em 3 dias e 100mm no 4º dia.
- x. Precipitação intensa acumulada

*podendo ser subdivididos para cada tipo de estrutura.

Limiars climáticos de interesse:

- i. Para o litoral >70mm/h; >130mm/24h; >180mm/72h,
- ii. Para o oeste >35mm/7dias; 80 mm/1h; >160mm/24h; >180mm/72h; <140 mm/7 dias.
- iii. Vento turbulento (80 km/h).
- iv. Vento laminar (120 km/h).
- v. Temperatura, maior que 35C° + vento fraco 1m/s.
- vi. Helicidade >450, possível super-célula convectiva/ tornado.
- vii. Raios, LI<4C°.

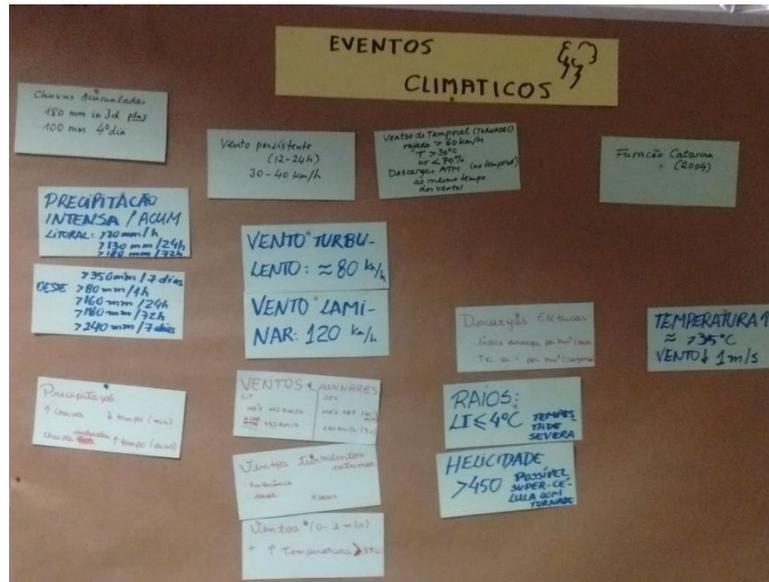


Figura 7: Discussões com limiares climáticos

A Figura 7 ilustra um painel com os resultados das discussões sobre as ameaças climáticas. De acordo com as discussões do grupo, foi acordado que as análises de clima serão feitas considerando o horizonte temporal até 2040. Além disso, as projeções de mudança do clima serão realizadas por meio dos resultados do modelo regional Eta-20km forçado pelos modelos globais HadGEM2-ES, MIROC5 e CanESM e também do Eta-5km-SC forçado pelo HadGEM2-ES considerando os cenários projetados pelo IPCC RCP4.5 (otimista) e RCP8.5 (pessimista).

O grupo de trabalho definiu ainda que a análise da severidade será feita considerando a parte estrutural e a parte operacional da infraestrutura. Para este estudo, a severidade estrutural significa que o evento climático causa algum problema físico da estrutura. Como por exemplo, rompimento de cabos, queda de torres, etc. Já a severidade operacional significa que o evento climático limita a transmissão de energia, mas o serviço não é totalmente perdido. A Figura 8 mostra o grupo de trabalho em uma das oficinas com a presença de especialistas do PIEVC.

O grupo considerou que a severidade funcional está inserida na severidade operacional, pois considera que o conceito de operação e função é o mesmo, neste caso.



Figura 8: Grupo de trabalho em set/18.

6. Coleta de dados e suficiência – passo 2

Este capítulo refere-se à coleta de dados das infraestruturas analisadas e também à coleta de dados climáticos que serão considerados na análise de risco.

6.1. Inventário dos componentes da Infraestrutura

Nesta seção evidencia-se o trabalho realizado pelos técnicos da Eletrosul na descrição e coleta de dados dos objetos de estudo (LT Ita-Salto Santiago e LT Biguaçu-Blumenau) e de seus componentes.

6.1.1. Elementos de uma linha de transmissão¹

A Eletrosul identificou os elementos que compõem a infraestrutura de uma Linha de Transmissão, a partir da determinação das características técnicas e climatológicas do projeto, associadas às características físicas da região; as quais podem estar sujeitas a um universo de variações climáticas, eventualmente superiores as de projeto que combinadas com as características do meio (físico, biótico e antrópico) são capazes de afetar a qualidade e a continuidade dos serviços de transmissão de dados e energia elétrica.

¹ Trecho extraído e adaptado de documento Informações gerais de linhas de Transmissão encaminhado pela Eletrosul. Ver Anexo A

Pelo fato de a Linha de Transmissão percorrer longas distâncias, atravessando regiões com características de relevo, de clima e de uso distintas, e considerando que a falha de qualquer dos elementos listados ter um potencial de restringir ou até mesmo interromper o serviço trazendo grandes prejuízos ao sistema de transmissão do país, optou-se por executar o Protocolo PIEVC baseado na análise espacial e sistêmica das infraestruturas existente, sem com isso haver grande perda de sensibilidade na determinação do grau de risco.

Esta opção também está sedimentada pelo fato da Eletrosul possuir os dados qualitativos detalhados das características de todos os elementos que compõem as duas infraestruturas (LTs) analisadas.

Tabela 3 apresenta a classificação dos elementos da uma Linha de Transmissão, divididas em evento principal e evento secundário.

O evento principal corresponde ao elemento de uma infraestrutura, neste caso a Linha de Transmissão. Pelo fato de cada elemento apresentar ligeiras variações, torna-se necessário detalhá-lo, pois receberá no futuro uma avaliação de risco diferenciada.

A torre é um dos três elementos que tem o custo financeiro mais alto na composição da infraestrutura que denominamos de Linha de Transmissão.

A função principal da torre é sustentar os cabos condutores e os cabos para-raios, que são responsáveis por transmitir grandes pacotes de energia elétrica e de dados entre uma fonte geradora e uma subestação, ou entre subestações.

Tabela 3: Classificação dos elementos de uma linhas de transmissão

Elemento Principal	Elemento Secundário
TORRE	Suspensão Autoportante Suspensão Estaiada Ancoragem Autoportante
CABO	Condutor Para-raios
ISOLADOR	Porcelana Vidro
FUNDAÇÃO	Rasa (sapata, grelha, radier, bloco ancorado em rocha) Profunda (tubulão, estaca)
TRAVESSIA	Rios, Lagos, Cursos Naturais e Artificiais de Água (galerias e canais). Estradas e Acessos. Gaseodutos, Oleodutos e outras Tubulações de Transporte de Produtos Inflamáveis e/ou Explosivos. Outras Linhas de Transmissão

Fonte: Eletrosul (2018).

Sustentar os cabos com segurança, torna-se um dos grandes desafios da engenharia de transmissão. A segurança desta sustentação depende das características do empreendimento (tensão da linha, número de circuitos, tipos de cabos, traçado da LT), das características da região (relevo, clima, atividades humanas). Essas características associadas definem padrões, ou subgrupos de atendimento a determinadas demandas ou exigências ao longo da LT; assim são responsáveis por determinarem a quantidade de tipos de torres diferentes, formando-se assim uma família ou série de torres, que ainda devem respeitar requisitos de engenharia e de custos financeiros.

Em geral, esse agrupamento se dá em função de algumas características observadas no traçado da LT, como a altura mínima e máxima que associadas ao relevo determinam outras características, como o vão médio, o vão de peso ou gravante; o ângulo mínimo e máximo de deflexão varia conforme a necessidade de se desviar de obstáculos naturais (relevo acidentado, cursos de água, etc.) ou obstáculos criados pelo homem (benfeitorias, áreas cultiváveis).

A quantidade de tipos de torres diferentes, integrantes de uma mesma família ainda vai depender de outras duas características estruturais como a sua forma de sustentação, e a sua capacidade de suportar deflexões.

Sobre a forma de sustentação, as torres podem ser classificadas em autoportantes e estaiadas. A torre autoportante, como o próprio nome diz, é aquela capaz de permanecer estruturalmente estável e funcional, sem o auxílio de qualquer outro apoio senão os seus próprios pés, como são denominadas as composições da estrutura da torre que as conecta com as suas fundações no solo.

De forma oposta, a torre estaiada necessita de suportes para garantir a sua estabilidade funcional, neste caso, são utilizados cabos de aço que são fixados em pontos específicos na torre e absorvem os esforços laterais (devidos ao vento), transferindo-os para as suas fundações.

Sobre a sua capacidade de suportar deflexões as torres podem ser classificadas em suspensão e ancoragem. A torre de suspensão tem a função exclusiva de sustentar os cabos condutores e os cabos para-raios, desta forma, ela não admite suportar grandes esforços axiais entre os vãos de uma mesma estrutura, pois os cabos não transferem suas trações longitudinais à estrutura, apenas o seu peso, que é absorvido primeiramente pela cadeia de isoladores que se conecta à mísula da torre.

A torre de ancoragem, por outro lado, é capaz de suportar o peso e a tração de todos os cabos condutores e cabos para-raios que se conectam a ela, admitindo, portanto, absorver

condições de ângulos de cabos na horizontal (deflexões entre torres) e também ângulos de cabos na horizontal.

Assim, neste trabalho, considerou-se como componente da estrutura, o elemento principal Torre, que engloba os cabos, isoladores, acessórios.

6.1.2. Torres de LT 525 kV Biguaçu Blumenau e LT 525 kV Ita – Salto Santiago

A Tabela 4 apresentam a classificação de todas as torres envolvidas na LT Biguaçu-Blumenau, enquanto a Tabela 5 descreve a linha Itá-Salto Santiago. As informações são relevantes no sentido de levantar a sensibilidade quanto ao grau de risco diante de eventos climáticos adversos.

Tabela 4. Classificação das torres envolvidas na LT 525kV Biguaçu-Blumenau

Tipo de Torre	Circuito	Aplicação	Qtd. (un)	Deflexão (graus)	Vão (m)		
					Médio	Peso máx.	Peso mín.
CR2	Simples	Suspensão Estaiada (1=50t)	14	0° a 2°	535/ 511/ 486 0°/ 1°/ 2°	695 C* 735 PR**	311C 283 PR
RS2 Cabo rail	Simples	Suspensão Autoportante	90	0° a 2°	495/444 0° a 2°	595/ 965 C 615/1140 PR	100 C 105 PR
RS8	Simples	Suspensão Autoportante	54	0° a 8°	660/ 458 0° a 8°	875/1400 C 935/ 1700 PR	100 C 105 PR
RA30	Simples	Suspensão Autoportante	26	0° a 30°	1200/ 450 0° a 30°	1600 C 1870 PR	-700 C -1200 PR
RAFL	Simples	Ancoragem Autoportante	9	0° a 15° (FL) ¹ 0° a 45° (ML) ²	810/530 (FL) 1200/450 (ML)	635 C (FL) 790 PR (FL) 1600 C (ML) 1870 PR (ML)	490 C (FL) 610 PR (FL) -700 C (ML) -1200 PR
RSTP	Simples	Transposição Autoportante	6	0°	540	965 C 1140 PR	100C 105 PR
A61	Simples	Ancoragem Autoportante	1	0° a 10°	500	700 C 800 PR	Não informado

Legenda: C* - Condutor PR** - Para-raios FL¹ Final de Linha ML² Meio de Linha

Fonte: Eletrosul (2018).

Tabela 5. Classificação das torres envolvidas na LT 525Kv Itá- Salto Santiago

Tipo de Torre	Circuito	Aplicação	Qtd. (un)	Deflexão (graus)	Vão (m)			Documento
					Médio	Peso máx.	Peso mín.	
S5	Simplex	Suspensão Autoportante	173	0° a 3°	450/ 342 0° / 3°	675 C 810 PR	Não informado	SSL0-0862-001
R5	Simplex	Suspensão Autoportante	109	0° a 3°	550/442 0° / 3°	825 C 1200 PR	Não informado	OOL0-7860-003 Memória
P5	Simplex	Suspensão Autoportante	88	0° a 10°	700 a 341 0° / 10°	1050 C 1300 PR	Não informado	007 Memória
D5	Simplex	Ancoragem Autoportante	12	0° a 25°	1190/ 300 0° / 25°	1500 C 1800 PR	Não informado	012- R0 Memória
A5	Simplex	Ancoragem Autoportante	3	0° a 65°	750/300 0° / 65°	1500 C 1800 PR	Não informado	863-002 Silhueta
ST5	Simplex	Suspensão Autoportante	6	0°	450	675 C 810 PR	Não informado	863-002 Silhueta

Fonte: Eletrosul (2018)

6.1.3. Condições dos componentes da infraestrutura

A Eletrosul realiza inspeções periódicas, onde são verificadas as condições dos componentes de suas infraestruras. Quando necessário são realizadas intervenções de manutenção e ou substituição de componentes, conforme Manual de Manutenção de Linhas de Transmissão.

7. Considerações sobre informações climáticas

7.1.Contexto histórico

As ameaças climáticas citadas pela equipe técnica da Eletrosul são, principalmente, ventos fortes, deslizamentos devido à chuvas persistentes e descargas atmosféricas. A Tabela 6 apresenta a classificação das causas de ocorrência de desligamentos forçados na rede em

operação da Eletrosul para os anos de 2016, 2017 e 2018. Verifica-se que as condições atmosféricas adversas são responsáveis por cerca de 20% das ocorrências.

Tabela 6. Causas das ocorrências de desligamentos não programados.

Causas	Número desligamentos não programados		
	2016	2017	2018
Descarga atmosférica	63	44	42
Chuva/Temporal	35	61	63
Vento Forte	12	7	3
Outros	393	503	302
TOTAL	503	615	410

Apesar das ocorrências serem raras, as consequências financeiras para a empresa são significativas. Após a ocorrência de um evento com queda de torres, a equipe de Linhas de Transmissão imediatamente se desloca ao local indicado pela área de operação em busca de encontrar o local exato onde ocorreu o evento, bem como descrever quantitativa e qualitativamente o sinistro causado. A partir daí, a empresa se utiliza do manual de Contingências para atuar de forma coordenada para conseguir realizar a recomposição do sistema. A empresa está sujeita a multas caso não restabeleça a LT no prazo requerido.

Quanto aos prejuízos para a sociedade, a queda de estruturas de transmissão de energia de alta tensão, em especial 525 kV ou superiores, em períodos de maior carga podem ocasionar desabastecimento em extensas regiões. A causa fundamental é a ocorrência de ventos extremos, que normalmente estão associados a eventos climáticos com potencial de atuação em regiões mais abrangentes. De forma geral, 17% das linhas de transmissão da Eletrosul já tiveram alguma ocorrência de queda de torre associada a vento extremo ou deslizamento. Em algumas LTs ocorreram eventos de queda de torres em mais de uma vez, com até 4 ocorrência como no caso da LT 138 kV Ivinhema-Porto Primavera, no Mato Grosso do Sul.

O histórico de ocorrências de danos materiais e perda da operação da linha, por si só, justifica a necessidade de conduzir uma análise de risco climático para as linhas de transmissão da Eletrosul. As seções que seguem detalham o procedimento de levantamento das informações climáticas necessárias para a análise de risco climático do PIEVC. Vale ressaltar que a formulação das informações climáticas foi resultado de diversas oficinas e reuniões de trabalho entre climatologistas do INPE e EPAGRI-CIRAM e técnicos da Eletrosul e da Defesa Civil de Santa Catarina. A Figura 9 ilustra as etapas. Primeiramente foram identificadas as principais

variáveis meteorológicas e os limiares críticos às linhas de transmissão. Logo em seguida, foi definida a escala de frequência, ou probabilidade, de ocorrência dos eventos climáticos. Essa escala determina a pontuação de probabilidade de ocorrência da ameaça climática, tanto para o clima atual quanto para os cenários futuros. No entanto, o grau de confiança da informação difere para cada ameaça climática. A fim de levar em conta os diferentes níveis de confiança das informações climáticas, foi elaborada uma pontuação de confiança, o que chamamos aqui de robustez. Além da probabilidade, cada ameaça climática tem um nível de robustez associado.

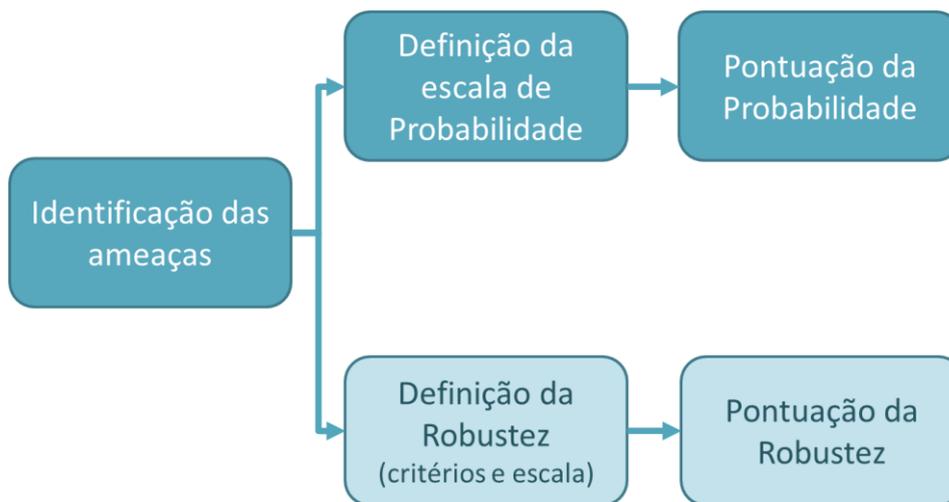


Figura 9: Fluxograma da elaboração das informações climáticas para a análise de risco. Em verde escuro são os passos clássicos do PIEVC. Em verde claro, a pontuação de robustez como novo elemento do PIEVC.

7.2. Identificação das ameaças climáticas

A seleção das variáveis climáticas e dos limiares tomou como base: (1) os resultados de uma investigação do histórico de falhas estruturais, funcionais ou interrupções no serviço de transmissão associados a eventos climáticos extremos; (2) os parâmetros determinados pelas normas de construção de linhas de transmissão.

Os maiores desafios da Eletrosul são as quedas e danificações de torres, além de desligamentos por descargas atmosféricas (Tabela 6). O estudo da EPAGRI-CIRAM (OLIVEIRA, 2019) levantou todos os casos de quedas de torres da Eletrosul na região Sul do Brasil. No total, foram 14 casos associados a temporal com ventos fortes e 3 casos devido deslizamento de terra (Figura 10). O estudo não incluiu 3 casos (com quedas de 5 torres) anteriores a 1998, nem a queda de torres na LT Biguaçu-Blumenau em novembro de 2008, devido ao deslizamento de terra em Gaspar/SC.

Casos de queda de torre

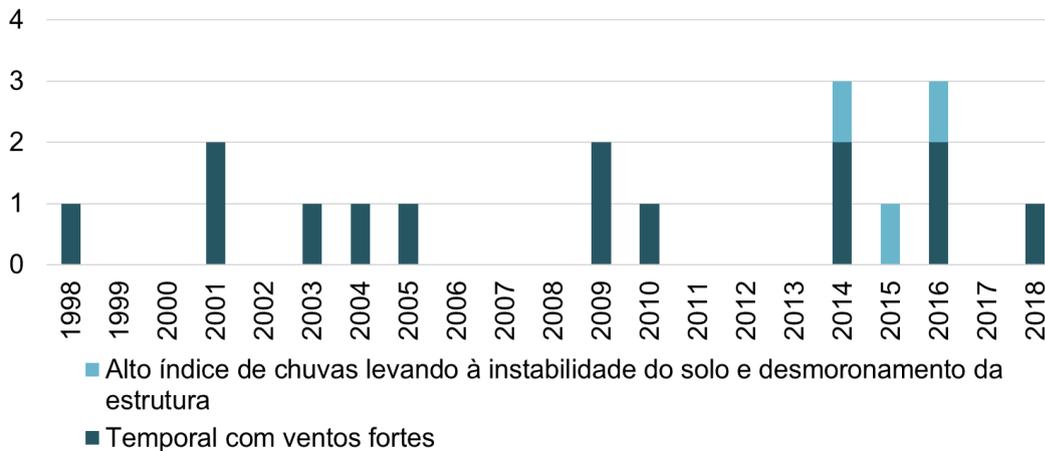


Figura 10 : Casos de queda de torre de linha de transmissão da Eletrosul no sul do Brasil por tipo de evento climático. Adaptado de OLIVEIRA, (2019)

Os modelos de clima, ou até mesmos modelos regionais (p.ex., Eta), usados para estimar cenários futuros não são capazes de representar satisfatoriamente eventos extremos em escala local, principalmente para a variável vento. Por outro lado, esses mesmos modelos possuem uma boa performance em representar sistemas meteorológicos de grande escala. A identificação desses sistemas auxiliou na elaboração de cenários de mudanças climáticas. Os estudos de OLIVEIRA, (2019) e FERREIRA, (2019) identificaram, para cada caso, o sistema meteorológico atuante na data de ocorrência do dano. Verificou-se que esses eventos estão diretamente associados a ocorrência de tornados originados de Sistemas Convectivos de Mesoescala (SCM) e Frentes Frias Pré-Frontais (FFPF). Como alternativa ao desafio da escala espacial, adotou-se os SCM e FFPF como proxy, ou preditor, dos eventos extremos locais. Ainda, FERREIRA, (2019) diferenciou FFPF associadas a ventos fortes (FFPF-Vento) de FFPF associadas a chuvas fortes, onde o primeiro está relacionado a vendavais e o segundo a deslizamentos (FFPF-Chuva). A fim de identificar a ocorrência de SCM e FFPF, calculou-se diferentes índices de instabilidade a partir de dados de reanálises. Para mais detalhes sobre a abordagem e os resultados, ver FERREIRA, (2019).

Adicionalmente, também se verificou a ocorrência de rajadas de ventos acima de 20 m/s. Esse limiar tomou como base a NBR5422/1985 (ABNT, 1985). Embora o limiar de projeto da Eletrosul seja superior (p.ex., 30 m/s em algumas regiões), adotou-se esse limiar devido à baixa disponibilidade de dados observacionais. Por se tratar de eventos raros, a estimativa de extremos é bastante desafiadora. A fim de contornar esse desafio, o limiar foi reduzido. Sendo assim,

partimos da premissa que se o limiar de 20 m/s aumentar (diminuir), os limiares mais altos (descritos na NBR5422/1985) também seguirão o mesmo sinal de mudança. Para mais detalhes sobre a abordagem e os resultados, ver LIMA, (2019).

Como visto na Figura 10, o desmoronamento da estrutura devido chuvas intensas e persistentes também é uma ameaça às linhas de transmissão da Eletrosul. A fim de considerar essa ameaça, adotou-se o número de dias com chuvas acima de 100 mm. O índice não foi definido a partir dos registros de deslizamento. No entanto, esse índice é bastante utilizado para representar alagamentos e propensão a deslizamentos e foi também recomendado pela Defesa Civil de Santa Catarina. Para mais detalhes sobre a abordagem e os resultados, ver MEDEIROS, (2019).

No caso de desligamentos por descarga atmosféricas, são eventos bastante frequentes com os quais a Eletrosul está apta a operar. No entanto, existe uma determinada densidade de descargas, juntamente com a intensidade, onde o número de desligamentos passa a ser crítico. Após um consenso dos técnicos da Eletrosul junto aos climatologistas, chegou-se ao limiar de 16 descargas/km²/ano. Para uma melhor representatividade dessa ameaça, recomenda-se considerar, não somente a densidade, mas também a intensidade das descargas elétricas. Para mais detalhes sobre a abordagem e os resultados, ver SANTOS; NACCARATO; MORAIS, (2019).

A Tabela 7 descreve um resumo das principais ameaças climáticas relevantes para as linhas de transmissão da Eletrosul em Santa Catarina. As estimativas de probabilidade e robustez que seguem são com base nessas ameaças. Os resultados mostrados nesse relatório são fruto da contribuição de 4 consultores do CPTEC-INPE, 2 do CCST-INPE e 1 da EPAGRI-CIRAM.

Tabela 7: Descrição das ameaças climáticas consideradas para o caso da Eletrosul

Ameaça	Descrição
SCM	Eventos de Sistemas convectivos de Mesoescala com potencial de tornado definidos através de índices de instabilidade
FFPF+Vento	Eventos de Frentes Frias e pré-frontais com potencial de vento forte definidos através do percentil 99°
Vento Extremo	Rajada do vento de 20 m/s
FFPF+Prec	Eventos de Frentes Frias e pré-frontais com potencial de chuvas intensas definidos através do percentil 95°, umidade específica e índices de instabilidade
R100mm	Número de dias com chuva acima de 100 mm
Descargas Atmosféricas	16 descargas/km ² /ano

7.3. Descrição da escala de Probabilidade

Segundo o protocolo PIEVC, a estimativa de risco é uma combinação entre a probabilidade de ocorrência de uma ameaça climática com o grau de severidade que aquela ameaça causa à infraestrutura (ver figura

Figura 12). Para isso, é necessário determinar uma escala de probabilidade que seja representativa para todas as ameaças climáticas. A pontuação da probabilidade pode ser através da contagem de eventos ao longo de um determinado período (quantitativa), ou por consenso do grupo de especialistas (qualitativa). Na medida do possível, as pontuações foram através da abordagem quantitativa. A equipe do projeto determinou uma escala de 1 à 5, onde 1 é *raro* e 5 é *quase certo*. Eventos *raros* são aqueles com, p.ex., apenas 1 ou 2 ocorrências em 30 anos. Eventos *quase certo* ocorrem praticamente todos os anos. A Tabela 8 descreve todas as classes de probabilidade bem como os respectivos intervalos de frequência e a pontuação. Para facilitar a estimativa, adotou-se a equação 1, onde P é a probabilidade de ocorrência e C é quantidade de eventos climáticos ao longo de uma série histórica com N anos.

$$P(\%) = \frac{C}{N} * 100 \quad \text{Eq.(1)}$$

Tabela 8: Descrição da escala de probabilidade, valor da frequência, exemplo e pontuação.

Escala de Probabilidade			Pontuação
Descrição	Valor	Exemplo	
Raro	< 10%	1 ou 2 eventos a cada 30 anos	1
Pouco provável	10% - 17%	3 a 5 eventos a cada 30 anos	2
Provável	18% - 50%	6 a 15 eventos a cada 30 anos	3
Altamente provável	51% - 99%	16 a 29 eventos a cada 30 anos	4
Quase certo	>= 100%	mais de 29 eventos a cada 30 anos	5

7.4. Descrição dos critérios de robustez

A abordagem de pontuação da robustez das informações climáticas foi desenvolvida ao longo das oficinas e não é contemplada na versão atual do protocolo PIEVC (ver ENGINNERS CANADA, 2016). A necessidade das estimativas do grau de confiança da informação climática, surgiu como resultado dos diálogos entre a equipe do projeto. Durante as oficinas, identificou-se que as variáveis climáticas não têm o mesmo nível de confiança. Isso se deve ao fato de o monitoramento de, por exemplo, rajadas de vento ser bastante limitado quando comparado a descargas atmosféricas e chuva. Ao mesmo tempo, estimativas indiretas, como SCM e FFPF, também possuem suas limitações. Sendo assim, determinou-se 4 critérios: o tamanho da série, a densidade da rede observacional, a qualidade da metodologia de medição, e o grau de detecção da ameaça que causou o dano. A Tabela 9 descreve os critérios e os intervalos de pontuação. A pontuação varia entre 1 e 3, sendo 1 *baixa*. O tamanho da série é a quantidade de anos dos dados observacionais, que pode ser de 1 a 10 anos (pontuação *baixa*) até maior de 20 anos (*alta*). A densidade da rede observacional representa a quantidade de estações disponíveis para toda a região do Sul do Brasil, que podem variar entre uma estação de monitoramento a cada 50 km² ou mais (pontuação *baixa*) até uma estação por 5 km² ou menos (*alta*). O mesmo é válido para dados de reanálise. A qualidade de metodologia de medição esta associada ao tipo de estimativa, ou seja, se é direta (estação meteorológica), mesclada (reanálise) ou indireta (SCM como proxy para estimativas de ventos extremos). O grau de detecção da ameaça representa a maneira como o limiar da ameaça climática foi definido, por exemplo se o limiar foi

definido através de uma análise dos registros de danos, ou apenas por sugestão do grupo de especialistas. Sendo assim, calculou-se a pontuação de robustez para cada ameaça climática. Vale ressaltar que a equipe determinou que os critérios possuem o mesmo grau de relevância, ou seja, peso igual. O cálculo é feito pela média aritmética entre a pontuação dos 4 critérios. A fim de manter o padrão da pontuação de probabilidade, a pontuação de robustez foi dividida em 5 classes (Tabela 10).

Tabela 9: Critérios para pontuação de robustez do clima atual

Critério	Pontuação	Descrição
Tamanho da série	1	1-10 anos
	2	11-20 anos
	3	> 20 anos
Raio de influência	1	Acima de 50 km
	2	5 km – 50 km
	3	Até 5 km
Qualidade da metodologia de medição	1	Indireto (SCM -> ventos fortes)
	2	Mesclado (p.ex., reanálise)
	3	Direto (medição por sensor, p.ex., estação meteorológica ou satélite)
Grau de detecção da ameaça que causou dano	1	Não foi confrontado
	2	Foi confrontado com literatura OU registros
	3	Foi confrontado com literatura E registros

Tabela 10: Escala de pontuação de robustez após o cálculo da média entre os critérios

Intervalo		Classe
Mín.	Máx.	
1	1,39	baixa
1,4	1,79	média-baixa
1,8	2,19	média
2,2	2,59	média-alta
2,6	3	alta

O mesmo procedimento foi feito para os cenários futuros de mudanças climáticas. No entanto, por se tratar de modelagem com base em cenários, adotou-se critérios que representam

a quantificação das incertezas no processo de modelagem. A consideração incompleta das incertezas pode levar a conclusões falsas (IPCC, 2013). Sendo assim, quanto maior a consideração das incertezas na formulação da informação climática futura, maior é o seu grau de robustez. Partindo dessa premissa, adotou-se os seguintes critérios: quantidade de modelos globais de clima, diversidade de cenários de forçante radiativa (RCPs), convergência do sinal da mudança, e resolução espacial.

A Tabela 11 descreve com detalhe os critérios de robustez futura e suas respectivas pontuações. A quantidade que modelos de clima expressa a necessidade de adotar um conjunto significativo de modelos (*ensemble*). O uso de apenas um modelo de clima pode levar a conclusões equivocadas, uma vez que diferentes modelos podem divergir sobre o sinal de mudança. O IPCC, (2013) recomenda fortemente o uso de um conjunto de modelos. A abordagem de conjunto de modelos auxilia na estimativa dos possíveis de cenários de mudança do clima, garantindo uma maior robustez da informação. Na mesma lógica, quanto maior a diversidade de cenários de forçante radiativa, maior a robustez (STAINFORTH et al., 2007). O terceiro critério (convergência do sinal da mudança) representa a concordância entre os modelos quanto ao sinal de mudança. Seguindo a lógica da caracterização de confiança adotada no quinto relatório do IPCC (ver MASTRANDREA et al., 2011), se a maioria dos modelos concordam no sinal de mudança, o grau de robustez da mensagem sumária (p.ex., aumento de chuva) é maior. O quarto critério aborda a questão da regionalização das projeções climáticas. Em muitos casos, a resolução grosseira dos modelos globais de clima não é suficiente para representar processos meteorológicos na escala local, recomendando assim, a aplicação de técnicas de *downscaling* (MARAUN et al., 2010). Nesse critério, quanto maior a resolução espacial, maior é a pontuação de robustez.

Tabela 11: Critérios para pontuação de robustez dos cenários de mudança climática (futuro)

Critério	Pontuação	Descrição
Quantidade de modelos globais de clima	1	1 modelo
	2	2 modelos
	3	3 ou mais modelos
Diversidade de cenários de forçante radiativa (RCPs)	1	Usa-se apenas o cenário de forçante radiativa moderado (RCP4.5) ou otimista (RCP2.6)
	2	Usa-se apenas o cenário de forçante radiativa pessimista (RCP8.5)
	3	Usa-se o cenário de forçante radiativa pessimista (RCP8.5) em conjunto com outro cenário (p.ex., RCP4.5)
Convergência do sinal da mudança	1	usa-se apenas um modelo global; ou utiliza-se apenas dois modelos globais e eles discordam; ou 50% dos modelos concordam e considera-se a média entre os modelos
	2	mais de 75% dos modelos concordam no sinal de mudança
	3	todos os modelos concordam no sinal de mudança
Resolução espacial	1	maior que 20x20km
	2	20x20km
	3	pelo menos uma projeção com resolução de 5x5km

Partindo da premissa que o clima futuro é mais incerto do que o clima atual, a pontuação de robustez dos cenários de mudança climática não pode ser maior que a pontuação de robustez atual. Sendo assim, o cálculo da robustez futura é relativo à robustez atual, seguindo a equação 2.

$$R_{Futuro} = \frac{Q + D + S + E}{4} * \frac{1}{3} * R_{Atual} \quad Eq.(2)$$

Onde R_{Futuro} é a pontuação de robustez para os cenários futuros, Q é o critério ‘quantidade de modelos globais de clima’, D é o critério ‘diversidade de cenários’, S é o critério ‘convergência do sinal da mudança’, e E é o critério ‘resolução espacial’, e R_{Atual} é a pontuação de robustez atual definida com base na Tabela 9.

8. Avaliação de risco e vulnerabilidade – passo 3

O risco climático, segundo o PIEVC, é definido como o produto entre a pontuação definida para a probabilidade de ocorrência da ameaça climática multiplicado pela pontuação definida pela severidade estrutural e operacional.

As pontuações de probabilidade de ocorrência dos eventos climáticos, de severidade estrutural e de severidade operacional foram definidas ao longo de diversos encontros e oficinas de trabalhos que proporcionaram discussões e o entendimento desses conceitos entre a equipe do projeto.

Portanto, para este estudo haverá um risco estrutural e um risco operacional para a infraestrutura.

Durante a reunião abril de 2019 o grupo de trabalho (Figura 11) definiu a escala de probabilidade de ocorrência dos eventos climáticos (Tabela 8) e também a escala de severidade estrutural (Tabela 12).

Tabela 12: Critérios de desempenho: severidade estrutural

Critérios definição SEVERIDADE ESTRUTURAL				
Nível		Descrição	Desligamento	Religamento automático
1	Leve	Monitoramento. Sem influência direta na operação. Ex. Parafuso solto	não	não
2	Moderado	Atuação programada com equipe própria reduzida (até 1 ano). Ex. Isolador com processo corrosivo	sim	sim
3	Grave	Atuação programada, com equipe própria (até 6 meses). Envolve uma equipe completa (7 pessoas). Ex. Vegetação alta, isolador quebrado	sim	sim
4	Severo	Atuação imediata com equipe própria, podendo ter apoio de outras equipes e / ou contratações e execução do reparo em até 48h. Ex. queda da cadeia de isoladores	sim	não
5	Catastrófico	Atuação imediata, com equipe próprias e contratadas (acima de 60 pessoas) para execução de reparos com duração superior a 48 horas. Ex. Queda de torres e cabos	sim	não

A definição de escala operacional, em função das particularidades de operação das linhas de transmissão, foi melhor definida pelo grupo de trabalho em documento descrito no Anexo C.

A Tabela 13 descreve os limiares de severidade operacional para a Linha Itá-Salto Santiago; enquanto a Tabela 14 para a linha Biguaçu-Blumenau.

Tabela 13: Severidade operacional para LT 525kV Itá-Salto Santiago

Densidade de descargas atmosféricas ao solo (número/km ² /ano)	Severidade operacional	
$Ng \leq 13$	0	Sem impacto
$13 < Ng \leq 16$	1	Leve
$16 < Ng \leq 19$	2	Moderado
$19 < Ng \leq 23$	3	Grave
$23 < Ng \leq 26$	4	Severo
$Ng > 26$	5	Catastrófico

Tabela 14: Severidade operacional para LT 525kV Biguaçu-Blumenau

Densidade de descargas atmosféricas ao solo (número/km ² /ano)	Severidade operacional	
$Ng \leq 9$	0	Sem impacto
$9 < Ng \leq 11$	1	Leve
$11 < Ng \leq 13$	2	Moderado
$13 < Ng \leq 16$	3	Grave
$16 < Ng \leq 18$	4	Severo
$Ng > 18$	5	Catastrófico



Figura 11: Grupos de trabalho durante a oficina de trabalho

Durante o workshop de junho de 2019, o grupo de trabalho definiu os critérios de desempenho, validou as informações das escalas de severidade e probabilidade. Também foram validados os componentes da infraestrutura que seriam avaliados. Munidos desta informação, o grupo definiu a matriz de risco climático e determinou os limites de cada tipo de risco (baixo, médio e alto; Figura 12).

SEVERIDADE	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
	1	2	3	4	5	
	PROBABILIDADE					

Figura 12: Matriz risco com as 3 classes de risco definidas pela equipe de trabalho. A cor verde significa risco baixo, amarelo é moderado e vermelho é risco alto.

Onde:

- Risco baixo: menor ou igual a 6
- Risco médio: entre 7 e 12
- Risco alto: superior a 12

Além dos aspectos estruturais e operacionais da infraestrutura, a equipe de trabalho chegou a conclusão de que as informações geográficas das linhas de transmissão também são importantes e devem ser consideradas na matriz de risco. A Eletrosul já possui no seu Sistema de Informações Geográficas (SIG) as informações geográficas como relevo, uso da terra, tipo de solo, suscetibilidade a inundações, suscetibilidade a deslizamentos de terra, entre outros. Como esses elementos não são parâmetros climáticos, a recomendação por parte da Stantec, representado pelo Eng. Vladimir Naranjo, é de que essas informações sejam complementadas como elementos adicionais da infraestrutura analisada. Dessa forma é possível fazer a análise de interação entre, por exemplo, a suscetibilidade à inundações com o parâmetro de chuva extrema.

8.1. Pontuação de Robustez e Probabilidade Climática

8.1.1. Robustez atual e futura

A Tabela 15 apresenta a pontuação de robustez atual e a Tabela 16 a pontuação de robustez para os cenários futuros de mudança do clima. Além do valor da pontuação, as tabelas descrevem uma breve observação sobre a decisão a respeito do valor adotado. Além do consenso entre os climatologistas, a pontuação teve como base informações que constam nos relatórios dos serviços climáticos contratados no âmbito do CSI. De modo geral, para o clima atual, as informações climáticas referentes à SCM com potencial tornádico e Descargas Atmosféricas apresentaram pontuação *média-alta*, principalmente devido ao tamanho da série temporal significativo. A FFPF+Prec e o R100mm apresentam robustez *média*. A ameaça FFPF+Vento e vento extremo têm pontuação *média-baixa*, principalmente devido à *baixa* disponibilidade de dados observacionais.

Quanto a robustez dos cenários de clima futuro, a Tabela 16 mostra que a maior pontuação de robustez é para a ameaça SCM (*média-alta*). A FFPF+Prec tem pontuação *média*, enquanto FFPF+Vento, R100mm e Descargas Atmosféricas apresentam robustez *média-baixa*. A ameaça Vento Extremo possui pontuação *baixa*, principalmente devido à *média* quantidade de modelos

usados, a média convergência do sinal de mudança entre os modelos, além da pontuação de robustez do clima atual ter sido considerada *média-baixa*.

Tabela 15: Pontuação de Robustez das informações sobre o clima atual

Ameaça	Tamanho da série		Raio de influência		Qualidade da metodologia de medição		Grau de detecção da ameaça que causou dano		Total		Referências
	valor	obs	valor	obs	valor	obs	valor	obs	valor		
SCM	3	30 anos	1	>50 km	2	reanálise ERA-INTERIM	3	confrontado com literatura e registros	2,25	média-alta	FERREIRA, 2019; OLIVEIRA, 2019
FFPF+Vento	2	13 anos	1	>50 km	2	reanálise ERA-INTERIM	2	registros	1,75	média-baixa	(TAVARES, 2019a)
Vento Extremo	1	9 anos	1	>50 km	3	estação meteorológica	1	não confrontado	1,5	média-baixa	(LIMA, 2019b)
FFPF+Prec	2	13 anos	1	>50 km	2	reanálise ERA-INTERIM e MERGE	3	confrontado com literatura e registros	2,00	média	(OLIVEIRA, 2019; TAVARES, 2019a)
R100mm	2	13 anos	2	25 km	3	reanálise ERA-INTERIM e MERGE	1	não confrontado	2,00	média	(MEDEIROS, 2019)
Descargas Atmosféricas	3	21 anos	2	25 km	3	LIS e BrasilDAT	1	não confrontado	2,25	média-alta	(SANTOS; NACCARATO; MORAIS, 2019b)

Tabela 16: Pontuação de robustez das informações sobre cenários de mudança climática (futuro) para ambas as linhas ITA-SSA e BIG-BLU

Ameaça	Quantidade de modelos globais de clima		Diversidade de cenários RCPs		Convergência do sinal		Resolução espacial		TOTAL		Referências
	Valor	Obs	Valor	Obs	Valor	Obs	Valor	Obs	Valor		
SCM	3	HadGEM2-ES, MIROC5 e CanESM	3	RCP4.5 e RCP8.5	3	Todos os modelos avaliados convergem para o aumento.	3	3 modelos 20x20km e 1 modelo 5x5km	2,25	Média-alta	(FERREIRA, 2019b)
FFPF+Vento	3	HadGEM2-ES, MIROC5 e CanESM	3	RCP4.5 e RCP8.5	2	Apesar de não apresentarem o mesmo sinal de mudança, todos os modelos apresentaram valores altíssimos de probabilidade no futuro	3	3 modelos 20x20km e 1 modelo 5x5km	1,60	Média-baixa	(TAVARES, 2019b)
Vento Extremo	2	HadGEM2-ES, MIROC5	3	RCP4.5 e RCP8.5	2	Apesar de não apresentarem o mesmo sinal de mudança, todos os modelos apresentaram valores altíssimos de probabilidade no futuro	3	2 modelos 20x20km e 1 modelo 5x5km	1,25		(LIMA, 2019a)
FFPF+Prec	3	HadGEM2-ES, MIROC5 e CanESM	3	RCP4.5 e RCP8.	2	Apesar de não apresentarem o mesmo sinal de mudança, todos os modelos apresentaram valores altíssimos de probabilidade no futuro	3	3 modelos 20x20km e 1 modelo 5x5km	1,83	média	(TAVARES, 2019b)
R100mm	3	HadGEM2-ES, MIROC5 e CanESM	3	RCP4.5 e RCP8.5	1	A variação no sinal da mudança confere alta incerteza nessa informação.	3	3 modelos 20x20km e 1 modelo 5x5km	1,67	Média-baixa	(MEDEIROS, 2019)
Descargas Atmosféricas	2	HadGEM2-ES, MIROC5	3	RCP4.5 e RCP8.5	2	Apesar de não apresentarem o mesmo sinal de mudança, todos os modelos apresentaram valores altíssimos de probabilidade no futuro	2	2 modelos 20x20km	1,69	Média-baixa	(SANTOS; NACCARATO; MORAIS, 2019a)

8.1.2. Probabilidade atual e futura

As probabilidades foram, na medida do possível, determinadas por cálculo da frequência de ocorrência das ameaças climáticas. Em alguns casos, a pontuação foi com base no consenso dos climatologistas. As Tabela 17 e

Tabela 18 descrevem os valores de probabilidade atual e futura adotados para as linhas ITA-SSA e BIG-BLU, respectivamente. Além disso, as tabelas incluem observações em relação a decisão da pontuação e a respectiva classificação de robustez.

Para a linha ITA-SSA (Tabela 17), as ameaças que apresentaram maior pontuação de probabilidade de ocorrência foram a FFPF+Vento e o vento extremo (*altamente provável*). No entanto, vale ressaltar que a robustez dessas informações é *média-baixa*. Os SCM, as FFPF+Prec e as Descargas Atmosféricas são ameaças classificadas como *prováveis* (probabilidade = 3). No caso, tanto os SCM quanto as Descargas Atmosféricas foram classificadas com robustez *média-alta*. A ameaça R100mm, a qual pode ocasionar deslizamentos de terra, foi classificada como *pouco provável*, (probabilidade = 2). Quanto a probabilidade futura, fora a R100mm, todas as ameaças apresentaram probabilidades de ocorrência maiores do que no clima atual. No entanto, deve-se levar em consideração que apenas a informação relacionada a ameaça SCM possui uma robustez *média-alta*.

No caso da linha BIG-BLU (

Tabela 18), a ameaça com maior probabilidade de ocorrência no clima atual é a FFPF+Vento, porém a robustez da informação é *média-baixa*. Assim como na linha ITA-SSA, os SCM, as FFPF+Prec e as Descargas Atmosféricas são ameaças classificadas como *prováveis* (probabilidade = 3). Vento Extremo e R100mm são ameaças *pouco prováveis*. No clima futuro, FFPF+Vento, SCM, FFPF+Prec, R100mm e Descargas Atmosféricas mostraram valores maiores do que suas respectivas probabilidades no clima atual. No entanto, deve-se atentar aos valores de robustez da informação. Já o Vento Extremo, apresentou valores inferiores ao clima atual, o que indicaria uma diminuição na ocorrência desse tipo de evento no futuro. Porém, vale ressaltar que essa informação possui robustez *baixa*, além de ser inconsistente com o indicador FFPF+Vento, o qual também representa a ameaça de queda de torres por vendavais.

Tabela 17: Probabilidade atual e futura de ocorrência de ameaças climáticas para a linhas de transmissão Itá-Salto Santiago (ITA-SSA)

Ameaça	Atual			Futura		
	Valor	Obs.	Robustez	Valor	Obs.	Robustez
SCM	3	Apesar de apresentarem a mesma pontuação (=5), o período futuro apresenta maior frequência. Sendo assim, a pontuação para o clima atual foi reduzida para 4. Ainda, a probabilidade de ocorrência de SCM é maior que a frequência de tornados, sendo assim a pontuação, tanto atual quanto futura, foi reduzida em 1 ponto.	média-alta	4	Verificou-se tendência de aumento da ocorrência de SCMs e tornados ao longo dos anos, tanto no período histórico quanto nos cenários futuros. Todos os modelos avaliados convergem para o aumento do indicador de tempestade severa em cenários futuros (FERREIRA, 2019b)	média-alta
FFPF+Vento	4	Apesar de apresentarem a mesma pontuação (=5), o período futuro apresenta maior frequência. Sendo assim, a pontuação para o clima atual foi reduzida para 4	média-baixa	5	Maior parte dos modelos avaliados apresenta aumento da frequência de FF associadas a vento forte (TAVARES, 2019b)	média-baixa
Vento Extremo	4	Apesar de apresentarem a mesma pontuação (=5), o período futuro apresenta maior frequência. Sendo assim, a pontuação para o clima atual foi reduzida para 4	média-baixa	5	As projeções mostraram um aumento da rajada máxima no Oeste do estado (LIMA, 2019a)	baixa
FFPF+Prec	3	Apesar de apresentarem a mesma pontuação (=5), o período futuro apresenta maior frequência. Sendo assim, a pontuação para o clima atual foi reduzida para 4. Ainda, a	média	4	Maior parte dos modelos avaliados apresenta aumento da frequência de FF associadas a chuvas intensas (TAVARES, 2019b)	média

		probabilidade de ocorrência de FF com chuva é maior que a frequência de eventos de chuva extrema com potencial de dano, sendo assim a pontuação, tanto atual quanto futura, foi reduzida em 1 ponto.				
R100mm	2	4 eventos, na média (Produto 8 Gustavo)	média	2	4 eventos na média de 8 cenários (MEDEIROS, 2019)	média-baixa
Descargas atmosféricas	3	A média das grades sobre a linha de transmissão apresenta uma pontuação de probabilidade = 3	média-alta	4	Os resultados dos cenários futuros sugerem que o Estado de Santa Catarina está susceptível a experimentar um aumento da incidência de descargas (SANTOS; NACCARATO; MORAIS, 2019a)	média-baixa

Tabela 18 : Probabilidade atual e futura de ocorrência de ameaças climáticas para a linhas de transmissão Biguaçu-Blumenau (BIG-BLU)

Ameaça	Atual			Futura		
	Valor	Obs.	Robustez	Valor	Obs.	Robustez
SCM	3	Apesar de apresentarem a mesma pontuação (=5), o período futuro apresenta maior frequência. Sendo assim, a pontuação para o clima atual foi reduzida para 4. Ainda, a probabilidade de ocorrência de SCM é maior que a frequência de tornados, sendo assim a pontuação, tanto atual quanto futura, foi reduzida em 1 ponto.	média-alta	4	Verificou-se tendência de aumento da ocorrência de SCMs e tornados ao longo dos anos, tanto no período histórico quanto nos cenários futuros. Todos os modelos avaliados convergem para o aumento do indicador de tempestade severa em cenários futuros (FERREIRA, 2019b)	média-alta
FFPF+Vento	4	Apesar de apresentarem a mesma pontuação (=5), o período futuro apresenta maior frequência. Sendo assim, a pontuação para o clima atual foi reduzida para 4	média-baixa	5	Maior parte dos modelos avaliados apresenta diminuição da frequência de FF associadas a ventos fortes. Todavia, o limiar para ocorrência destes tipos de eventos continua na categoria “quase certo”, ou seja, probabilidade acima de 100% (TAVARES, 2019b)	média-baixa
Vento Extremo	2	A média das grades sobre a linha de transmissão apresenta uma pontuação de probabilidade = 2	média-baixa	1	As projeções mostraram ... uma diminuição no Leste, onde está localizado a linha de Biguaçu Blumenau (LIMA, 2019a)	baixa
FFPF+Prec	3	Apesar de apresentarem a mesma pontuação (=5), o período futuro apresenta maior frequência. Sendo	média	4	Maior parte dos modelos avaliados apresenta aumento da frequência de FF	média

		assim, a pontuação para o clima atual foi reduzida para 4. Ainda, a probabilidade de ocorrência de FF com chuva é maior que a frequência de eventos de chuva extrema com potencial de dano, sendo assim a pontuação, tanto atual quanto futura, foi reduzida em 1 ponto.			associadas a chuvas intensas (TAVARES, 2019b)	
R100mm	2	4 eventos na média	média	3	6 eventos na média de 8 cenários (MEDEIROS, 2019)	média-baixa
Descargas atmosféricas	3	A média das grades sobre a linha de transmissão apresenta uma pontuação de probabilidade = 3	média-alta	4	Além dos cenários futuros, as análises de tendência com dados observados mostraram um aumento da ocorrência de descargas para o verão (Produto 2, Ana Paula). Os resultados dos cenários futuros sugerem que o Estado de Santa Catarina está susceptível a experimentar um aumento da incidência de descargas (SANTOS; NACCARATO; MORAIS, 2019a)	média-baixa

8.1.3. Limitações das informações climáticas

As informações climáticas produzidas neste estudo representaram indicativos que buscaram traduzir os eventos climáticos críticos, que são aqueles que excedem a capacidade de carga do componente analisado. Destacam-se as seguintes limitações:

- Com relação a probabilidade das ameaças SCM e FFPF, cabe destacar que os mesmos ocorrem usualmente em todo o estado de Santa Catarina, contudo somente em pequenas localidades apresentam-se como eventos extremos (tornados, ventos e chuvas intensas) que podem causar danos nas infraestruturas analisadas neste estudo;
- Como não é possível confirmar a ocorrência do evento ao longo da linha, muito menos precisar qual a região que ocorrerá ou ocorreu tal evento, por simplificação, considerou-se que a ocorrência do evento no estado de Santa Catarina traria consequências nas LTs, assim, deduziu-se que o evento atingiria as torres das linhas de transmissão;
- Considerou-se que os SCM produzirão ventos extremos, chamados de não-sinóticos e representarão a ocorrência de microexplosões (*downbursts*), tornados e outros fenômenos, tais como *thunderstorms*, eventos não considerados nas hipóteses de cálculo das estruturas. Então, partindo do pressuposto que se estes eventos atingiriam a linha de transmissão, as torres não suportariam e iriam à falência ou queda. Outra questão que deve ser apontada é que a probabilidade da ocorrência dos eventos climáticos é tratada com um único valor para toda a linha de transmissão. A análise de engenharia considerou as estruturas espacialmente, mas a análise da ocorrência do evento embora tenha sido realizada para a escala de 25 km² não tratou esta variação.

8.2.O processo de análise de risco

O primeiro passo para a realização da análise de risco é a avaliação da interação entre os componentes da infraestrutura e os eventos climáticos. Este diagnóstico refere-se à análise de exposição da infraestrutura à ameaça.

No caso da existência de interação, o grupo de trabalho identifica as considerações de performance da severidade estrutural e operacional daquele evento nos componentes da infraestrutura. A Figura 13 ilustra com mais detalhes os passos e tomadas de decisão do PIEVC.

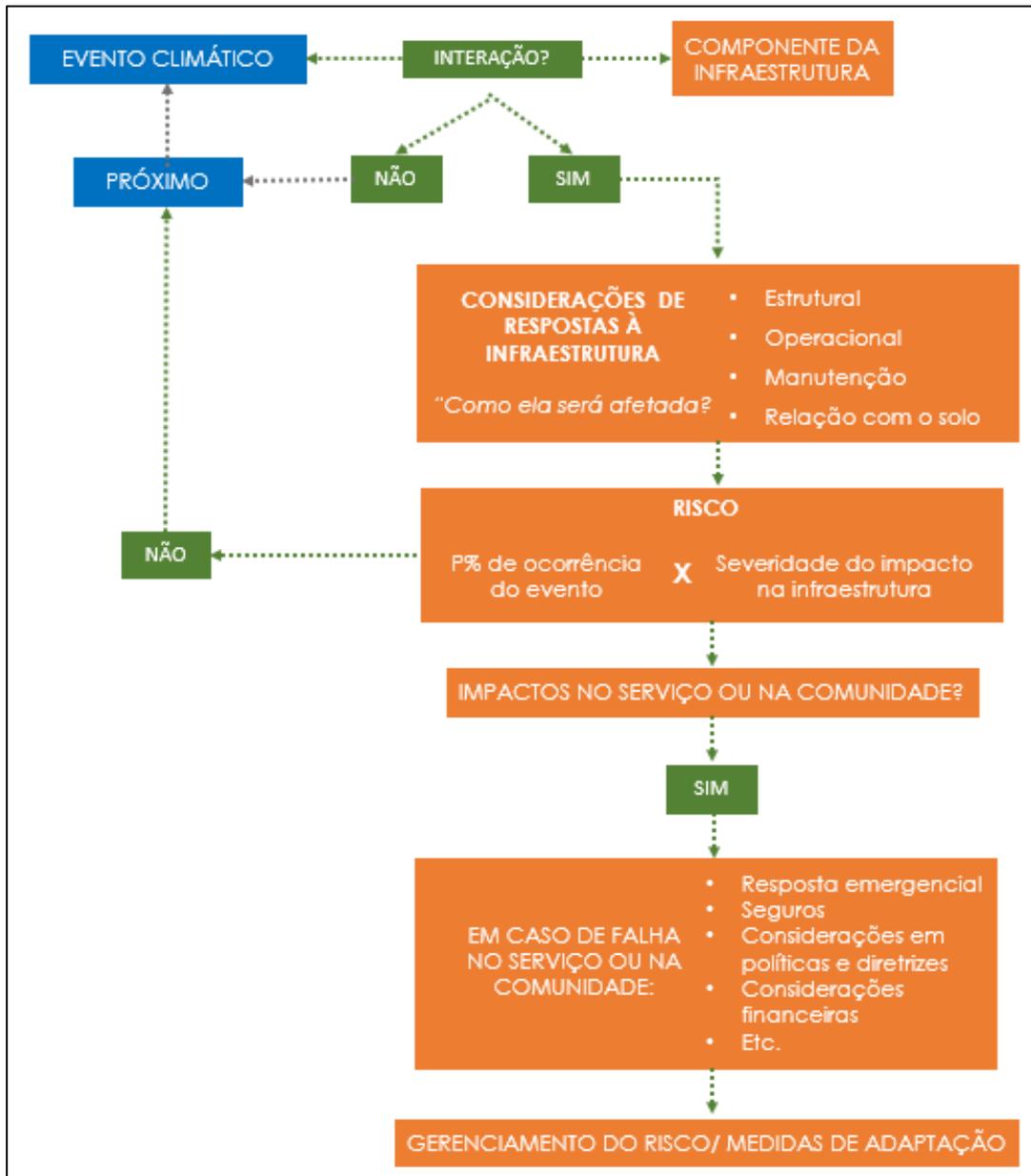
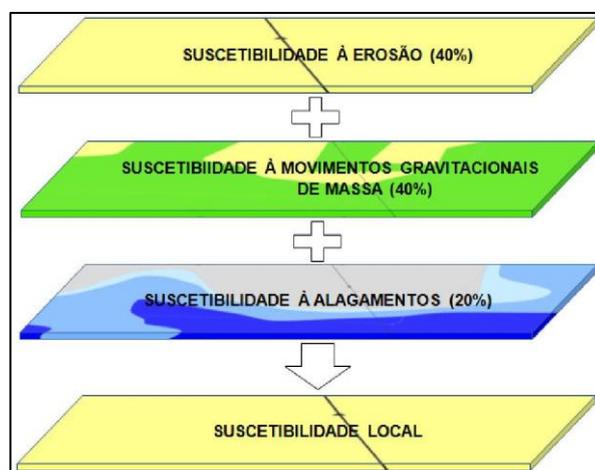
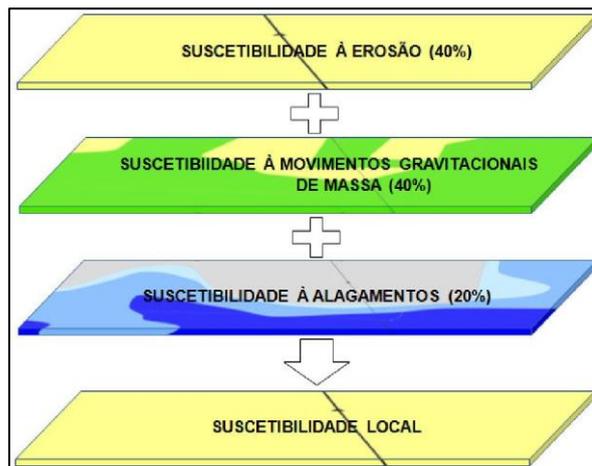


Figura 13: Processo para estabelecer o risco na infraestrutura

Como citado anteriormente, o grupo de trabalho considerou importante agregar as informações geográficas das linhas de transmissão à análise de risco.

A analista ambiental da Divisão de Gestão Ambiental da Eletrosul, Jacira Prichula, realizou um estudo onde explica de que maneira essas informações serão consideradas na análise de risco das duas linhas de transmissão.

A Figura 14 mostra a composição de suscetibilidade à erosão de cada ponto em que o SIG indica a existência de uma torre. É composto por 25% para uso da terra, 35% para pedologia do relevo e 40% para o declínio.



Do mesmo modo, a

Figura 15 mostra a suscetibilidade local da torre, formada pela suscetibilidade à erosão (40%), suscetibilidade a deslizamentos de terra (40%) e suscetibilidade a inundações da área analisada (20%).

Essa pontuação permite determinar a severidade estrutural de cada torre, para cada componente da infraestrutura chamada “Característica do Relevo”.

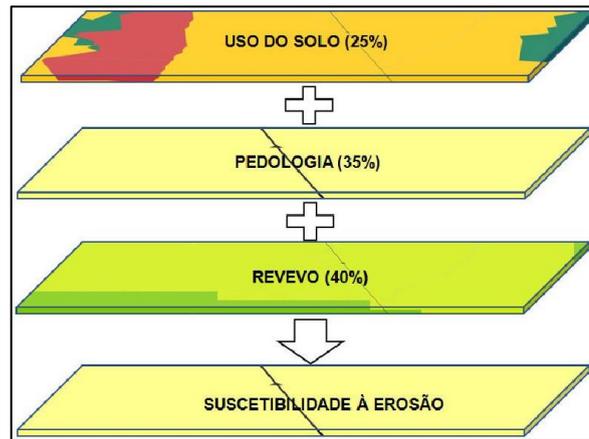


Figura 14: Composição de suscetibilidade à erosão

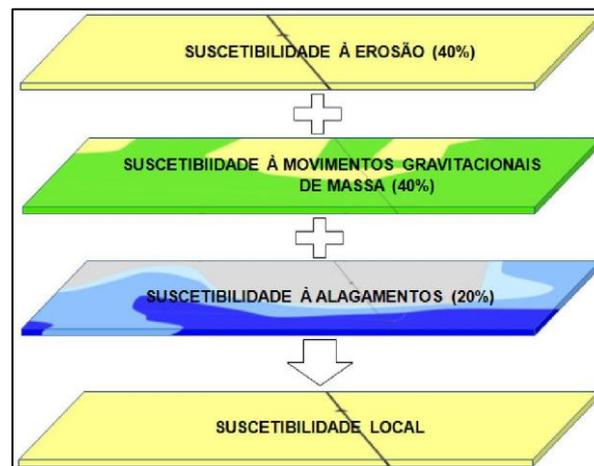


Figura 15: Composição de suscetibilidade local

Mais detalhes sobre a descrição e composição de suscetibilidade à erosão encontram-se no Anexo B.

A oficina de trabalho de junho de 2019 demonstrou como devem ser feitas as análises das interações de cada componente da infraestrutura com cada ameaça climática. Uma vez indentificada a interação e definida a pontuação para a probabilidade de ocorrência do evento climático (atual e futura) e a pontuação para a severidade tanto estrutural, quanto operacional, chega-se ao valor do risco. Com a informação da pontuação do risco é possível identificá-lo na matriz e classificá-lo como baixo, médio ou alto.

Como as duas linhas de transmissão possuem um grande número de componentes, a equipe de trabalho realizou essas análises após a oficina de trabalho.

9. Identificação e seleção de medidas de adaptação – passo 5

Os benefícios da adaptação podem ser obtidos no presente se os riscos e impactos atuais forem tratados, como também no futuro, ao mesmo tempo em que se tratam os riscos emergentes. A adaptação tem o potencial de reduzir os impactos da mudança do clima ao longo das próximas décadas (IPCC 2013).

O objetivo da avaliação da adaptação é identificar e priorizar as opções de adaptação mais apropriadas para incorporar no projeto. Isto inclui a identificação de estratégias para minimizar os danos projetados devido à mudança do clima e se beneficiar das oportunidades que a mudança do clima pode apresentar.

Durante a última oficina de trabalho, em setembro de 2019, o grupo se reuniu para discutir quais seriam as primeiras ideias para possíveis medidas de adaptação para aqueles riscos que se demonstraram mais altos.

Na oficina de setembro de 2019, o grupo de trabalho apresentou os resultados chegados na matriz de risco com as quantidade de riscos baixos, médios e altos. A grande maioria dos riscos encontra-se entre médios e altos. A conclusão para tal situação pode ser explicada pela pontuação de probabilidade de ocorrências das ameaças climáticas.

Outra hipótese para a grande quantidade de riscos médios e altos identificados é a consideração de probabilidade alta para toda a linha de transmissão, mesmo que alguns trechos da linha não sejam afetados pela ameaça climática analisada. Como com esta metodologia não foi possível considerar uma probabilidade diferente por pixel analisado ou por trechos de linha, os riscos podem ter sido superestimados.

De qualquer maneira, os riscos altos foram coincidentes com os casos de torres derrubadas e avariadas pela Eletrosul. Tal fato demonstrar convergência nos resultados das análises com a realidade da empresa.

Durante a oficina de trabalho, o grupo de trabalho realizou uma chuva de ideias para identificar possíveis medidas de adaptação. O PIEVC estabelece passos para identificar medidas de adaptação (Tabela 19), seguindo:

- Os riscos mais altos;
- Suas pontuações para o risco atual e futuro;
- A indentificação do componente da infraestrutura;
- O parâmetro climático;
- Os impactos;
- Os resultados/consequências;
- As medidas de adaptação que já são realizadas e as potencias medidas;

- Custos de adaptação: baixo, médio ou alto;
- Efeito de adaptação: baixo, médio ou alto;
- Tempo de implementação: curto, médio ou longo prazo;
- Barreiras à ação: por exemplo, custo, falta de informação, controles e políticas existentes, entre outros;
- Equipamento ou departamento responsável pela adaptação;
- Parceiros ou partes interessadas que possam apoiar o gerenciamento;
- Dificuldade de implementação: baixa, média ou alta.

Tabela 19: Exemplo dos passos para identificar medidas de adaptação

Pontuação de risco climático atual	Pontuação de risco climático futuro	Ativo / elemento	Parâmetro climático	Impactos	Resultado/Consequência	Classificação das medidas: Realizadas (R) /Potenciais (P)	Numeração	Ações Disponíveis Realizadas (R) + Potenciais (P)	Custos (baixo, médio, alto). Limiares de custo estabelecidos pela concessionária	Eficácia da adaptação (baixa, média, alta)	Tempo para implementar (curto, médio, longo)	Barreiras à ação (por exemplo, custo, prazo, falta de informações disponíveis, controles existentes, políticas existentes, etc)	Equipe / Departamento responsável pela ação	Parceiros/partes interessadas que podem apoiar ações	Dificuldade de implementação (alta, média, baixa)	Monitoramento e avaliação
20	25	8150 TO201	SCM	* Queda da torre * Danos estruturais e operacionais	* Interrupção do serviço * Perdas financeiras devido a gastos no reestabelecimento da linha e possíveis multas (PV) * Impactos na programação dos serviços rotineiros * Aumento nos riscos de saúde e segurança dos trabalhadores envolvidos em atividades de maior complexidade.	R	3	Peças de reposição em almoxarifado s/ estoque mínimo	médio	alta			* DMS * Regionais * DOS * GPPD * ASG * CSC	* Estado (esfera federal, estadual, municipal) * Concessionárias * Órgãos reguladores * Fornecedor de serviços climáticos		* Criação de Comitê Permanente para monitoramento dos riscos climáticos e medidas de adaptação
					R	7	Sobreavisos	baixo	baixa							
					R	6	Estudos de soluções de Engenharia - equipamentos, pessoas/ atividades	baixo	alta							
					R	1	Manutenção dos acessos	baixo	média							
					R	4	Treinamento de eletricitas	baixo	média							
					R	5	PASE	baixo	média							
					R	8	Parcerias com outras concessionárias	baixo	média							
					P	9	Melhoria do estoque mínimo	médio	alta	médio						
					P	10	Considerar os alertas climáticos para escalas de sobreaviso	baixo	baixa	curto						

					* Danos à imagem	P	13	Melhoria de ampliação da rede de monitoramento climático	-	-	-	custos + articulação política		
						P	14	Orçamento para situações de emergência	médio	alta	curto			baixa
						P	17	Disponibilização dos dados extremos de clima obtidos nas estações eólicas	-	-	-	articulação tecno- política		
						P	23	Atualização e Replicação da Análise de Risco	-	-	-			baixa

A equipe debateu ideias para identificar medidas de adaptação já realizadas pela empresa e outras que poderiam ser implementadas com base nos vários riscos identificados durante o processo (Tabela 20).

Tabela 20: Lista de ações realizadas e potenciais

Ações Disponíveis Realizadas (R) + Potenciais (P)	Numeração	Classificação das medidas: Realizadas (R) /Potenciais (P)
Manutenção dos acessos	1	R
Recuperação de erosões	2	R
Peças de reposição em almoxarifados/ estoque mínimo	3	R
Treinamento de eletricitistas	4	R
PASE	5	R
Estudos de soluções de Engenharia - equipamentos, pessoas/ atividades	6	R
Sobreavisos	7	R
Parcerias com outras concessionárias	8	R
Melhoria do estoque mínimo	9	P
Considerar os alertas climáticos para escalas de sobreaviso	10	P
Aprofundamento de estudos para incorporação dos riscos climáticos para novos projetos	11	P
Recapacitação/ repotencialização de LT's	12	P
Melhoria de ampliação da rede de monitoramento climático	13	P
Orçamento para situações de emergência	14	P
Seguros	15	P
Aprofundamento dos estudos para as demais LT's da Eletrosul	16	P
Disponibilização dos dados extremos de clima obtidos nas estações eólicas	17	P
Revisões periódicas das Normas	18	P
Divulgação dos resultados (ABRATE, CIGRE, EPE, ANEEL, ABNT)	19	P
Criação de Comitê permanente para monitoramento dos riscos climáticos e medidas de adaptação	20	P
Ressarcimento de custos de recomposição causados por eventos climáticos extremos	21	P
Contratos "guarda-chuva" para recomposição das L.T's.	22	P
Atualização e Replicação da Análise de Risco	23	P

10. Recomendações e conclusões

A aplicação do protocolo PIEVC e, portanto a realização de análise de risco climático em linhas de transmissão foi um estudo pioneiro para a Eletrosul e para os parceiros do projeto CSI.

A última etapa do protocolo orienta que as medidas de adaptação identificadas no passo 5 sejam analisadas, priorizadas, implementadas e monitoradas periodicamente.

O desenvolvimento e a implementação de um sistema de monitoramento e avaliação (M&A) focado na adaptação é essencial para medir se e como os projetos de investimento em infraestrutura estão desempenhando sua função referente à gestão de riscos relacionados ao clima. Além disso, ele fornece conhecimento sobre o que funciona e o que não funciona com relação à gestão de riscos, indicando pontos críticos para aprimoramento. Adicionalmente, é um processo permanente de aprendizagem, útil para replicar as lições bem-sucedidas aprendidas e evitar as lições mal-sucedidas no futuro.

Sendo este um primeiro estudo desenvolvido para analisar o risco climático em linhas de transmissão da empresa Eletrosul, muitas lições aprendidas e muitas recomendações foram observadas ao longo do projeto.

Com relação às informações climáticas, há algumas lacunas que foram identificadas, porém com grande potencial de melhoria para estudos futuros.

Os serviços climáticos realizados deram subsídio técnico-ciêntifico para auxiliar a Eletrosul a identificar os riscos climáticos. A adoção de uma pontuação de robustez ajudou a tornar as informações climáticas mais transparentes elucidando suas limitações e os cuidados que devem ser tomados na interpretação dessas informações. Ainda, essa avaliação auxiliou na identificação de lacunas, como por exemplo a baixa disponibilidade de dados de rajada de vento. Lima (2019) recomenda aumentar a densidade de estações anemométrica para a medição de rajada dos ventos para produzir dados de melhor qualidade. Além de auxiliar a Eletrosul em seus laudos meteorológicos, tal medida ajudaria identificar áreas mais ameaçadas com maior precisão. Também ficou clara a necessidade de focar em tendências observadas e, caso pertinente, incluir mais modelos de clima no desenvolvimento de cenários futuros.

Ainda, os estudos mostram disparidades na distribuição espacial de rajada de vento entre a NBR5422/1985 e os mapas gerados com dados mais atuais. Tendo em vista que os dados utilizados são mais atuais, mais longos e com maior densidade observacional, recomenda-se revisar a Norma NBR5422/1985. Os estudos de descargas atmosféricas mostram que NBR-5419-2/2015 é mais consistente do que a NBR 5419/2001. No entanto, algumas regiões

apresentam diferenças significativas. Sendo assim, recomenda-se a revisão da NBR-5419 2/2015.

Diversas análises foram efetuadas e, ainda sim, muitas informações ainda podem ser fornecidas dentro do contexto dos impactos das mudanças climáticas nas linhas de transmissão da Eletrosul. Estudos de calmaria (vento abaixo de 1 m/s, os quais, quando combinado com alta temperatura e alta radiação) são importantes para a operação das linhas. A Eletrosul também apontou a necessidade de produtos relacionados à intensidade das descargas atmosféricas, em complementos às análises realizadas pra densidade de descargas. Com relação a deslizamentos de terra, recomenda-se considerar o número de casos por ano com precipitação acima de 200 mm em 5 dias.

Além das recomendações relacionadas às informações climáticas, recomenda-se também que seja criado um grupo de trabalho ou Comitê para replicação da metodologia com adoção das melhorias identificadas para ampliação da análise de risco climático para outros ativos da Eletrosul. Ainda, outra sugestão é a continuação de parcerias com as instituições desenvolvedoras de serviços climáticos.

11. Referências bibliográficas

ABNT. **NBR 5422: Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica**, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). Rio de Janeiro, p. 57, 1985. Disponível em: <<https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=9416>>. Acesso em: 7 maio. 2019.

ENGINEERS CANADA. **PIEVC Engineering Protocol For Infrastructure Vulnerability Assessment and Adaptation to a Changing Climate. PRINCIPLES and GUIDELINES**, 2016. Disponível em: <https://pievc.ca/sites/default/files/pievc-protocol-principles-guidelines-june-2016-part_1-e.pdf>. Acesso em: 14 nov. 2019.

FERREIRA, N. C. R. **Relatório 6: Índices de instabilidade a partir das reanálises, identificando os valores típicos e limiares de Sistemas Convectivos de Mesoescala.**: Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019. a.

FERREIRA, N. C. R. **Relatório 8: Análise dos índices de instabilidade (SCM) para as principais áreas de interesse de Santa Catarina a partir dos resultados do Eta-20km forçado pelo HadGEM2-ES, MIROC5 e CanESM e do Eta-5km-SC forçado pelo HadGEM2-ES, ambos considerando o baseline e os cenários RCP4.5 e RCP8.5.**: Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019. b.

IPCC. **Climate change 2013: the physical science basis: Working Group I contribution to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. New York: Cambridge University Press, 2013.

LIMA, F. **Relatório 5: Classificação da probabilidade de ventos extremos oriundos do histórico e projeções climáticas dos modelos Eta-Hadgem2-es (5 km e 20 km) e Eta-Miroc5 (20 km)**: Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019. a.

LIMA, F. **Relatório 3: Análise de vento extremo a partir de rodadas históricas de modelos climáticos regionalizados (Eta-CPTEC) corrigidas**: Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019. b.

MARAUN, D. et al. Precipitation downscaling under climate change: Recent developments to bridge the gap between dynamical models and the end user. **Reviews of Geophysics**, [s. l.], v. 48, n. 3, 2010.

MASTRANDREA, M. D. et al. The IPCC AR5 guidance note on consistent treatment of uncertainties: a common approach across the working groups. **Climatic Change**, [s. l.], v. 108, n. 4, p. 675–691, 2011.

MEDEIROS, G. S. **Relatório 8: Médias e extremos de temperatura, precipitação, radiação e umidade relativa e tendências, para áreas de interesse de Santa Catarina a partir dos resultados do Eta 20km forçado pelo HadGEM2 ES, MIROC5 e CanESM2 e do Eta 5km SC forçado pelo HadGEM2ES ambos considerando o Baseline e os cenários RCP4.5 e RCP8.5**: Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019.

OLIVEIRA, R. **Relatório 2: Revisão bibliográfica e levantamento de ocorrências de tornados/temporais, Frentes Frias e Sistemas Convectivos de Mesoescala (SCM) no estado de Santa Catarina**: Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF: Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019.

SANTOS, A. P.; NACCARATO, K.; MORAIS, A. **Relatório 4: Projeções de descargas atmosféricas no estado de Santa Catarina em cenários de mudanças climáticas futuras**: Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019. a.

SANTOS, A. P.; NACCARATO, K.; MORAIS, A. **Relatório 2: Descargas atmosféricas no estado de Santa Catarina: análise da variabilidade espacial e temporal e tendência atual**: Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF:

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019. b.

STAINFORTH, D. A. et al. Issues in the interpretation of climate model ensembles to inform decisions. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, [s. l.], v. 365, n. 1857, p. 2163–2177, 2007.

TAVARES, P. S. **Relatório 6: Relatório contendo os Índices de Instabilidade Atmosférica (IIA) calculados a partir das reanálises, identificando os valores típicos e ajustando os limiares dos eventos de tempestades severas ocasionados por passagens de Frentes Frias (FF) e sistemas Pré Frontais (PF):** Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019. a.

TAVARES, P. S. **Relatório 8: Análise dos índices de instabilidade (Frentes Frias FF e passagens Pré Frontais PF) para as principais áreas de interesse em Santa Catarina a partir dos resultados do Eta 20km forçado pelo modelo HadGEM2 ES, MIROC5 e CanESM 2 , e do Eta 5km forçado pelo HadGEM2 ES, ambos considerando o baseline, RCP4.5 e RCP8.5:** Ampliação dos Serviços Climáticos para Investimentos em Infraestrutura (CSI). Brasília, DF: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019. b.

12. Anexos

ANEXO A - Síntese dos resultados técnicos da Eletrosul

Neste projeto foram avaliadas as estruturas do ponto de vista Estrutural e do ponto de vista Operacional. Esta separação se fez necessária, pois as Normas ou critérios que estabelecem os limites são distintos e possuem consequências que exigirão medidas de adaptação que devem ser adotadas sobre o prisma de operação e da estrutura. Assim, para atender a um determinado critério operativo, estabelecido nos “Procedimentos de rede”, pelo operador Nacional do Sistema, pode impor uma medida adaptativa que do ponto de vista estrutural não seria necessário, pois a estrutura não seria afetada.

As variáveis climáticas ou eventos climáticos que interferem nas instalações foram descritos no item 4 e são as chuvas e ventos, que interagem do ponto de vista estrutural, enquanto àquelas que interagem operacionalmente, são as descargas atmosféricas, radiação solar, temperatura, vento (velocidade e direção).

A interação entre as variáveis climáticas e os componentes da estrutura são descritas na Tabela 21 abaixo.

Estas interações levam em conta que a LT é composta por uma série de componentes físicos que determinam a sua estrutura que são necessários para garantir sua funcionalidade que é transmitir energia elétrica por longas distâncias. Mas também ao longo do trajeto da linha de transmissão, são observados componentes natos da estrutura da LT, que são importantes e fazem parte da interação do meio em que a mesma está inserida, como o caso das características do terreno e das travessias.

Na avaliação de risco, objeto deste trabalho, as componentes são necessárias para realizar a avaliação da severidade, ou grau de impacto a que a componente está submetida a partir de uma determinada interação com uma variável climática que lhe cause impacto. “No contexto de uma avaliação do Protocolo PIEVC, a pontuação (ou classificação) de severidade se relaciona com a gravidade (seriedade) dos efeitos e consequências de um evento climático que ocorre no limiar de intensidade selecionado nas instalações ou componentes” (Becher et al., 2019 p. 142).

Avaliação dos Riscos

Para classificar (pontuar) a Severidade é necessário primeiramente identificar a vulnerabilidade da infraestrutura quanto ao limiar de intensidade do evento climático.

Tabela 21: Interação entre as variáveis climáticas e os componentes da Infraestrutura

Evento climático	Componente				
	Fundação	Torre	Cabos/Isolador	Características do terreno	Travessia
Sistemas Convectivos de Mesoescala (SCM) com potencial de tor-nado	não	sim	sim	sim*	sim*
Frentes frias e pré-frontais intensas (com chuva)	sim	não	não	sim	sim
Frentes frias + vento	não	sim	sim	sim*	sim*
Rajadas acima de 20m/s	não	sim	sim	sim*	sim*
Descargas atmosféricas	não	não	sim	sim	sim
Número de dias com chuvas acima de 100 mm (alto) acumulado em 1 dia	sim	não	não	sim	sim
Número de dias com temperatura média das máximas acima de 25o C e radiação solar ≥ 1000 W/m ²	não	não	sim	sim	sim
Número de dias com temperatura média das máximas acima de 35o C e radiação solar ≥ 1000 W/m ²	não	não	sim	sim	sim

* Embora haja interação das variáveis climáticas com o elemento da estrutura, este estudo não contemplou a severidade desta interação

A vulnerabilidade pode ser entendida como a propensão ou predisposição a ser adversamente afetado. A vulnerabilidade engloba uma variedade de conceitos e elementos, incluindo a sensibilidade ou suscetibilidade a dano e a falta de capacidade de suportar e se adaptar. (IPCC AR5) (Becher et al., 2019 p. 141).

No caso específico das estruturas que compõe as LTs 525 kV Biguaçu Blumenau Circuito 1 e Itá Salto Santiago Circuito 1, os elementos estruturais, físicos e bióticos que tornam as LTs mais suscetíveis a danos. Cabe destacar que este estudo optou por não detalhar as capacidades adaptativas existentes.

Quanto a esse aspecto é importante destacar que a concepção dos projetos e a escolha de cada tipo de componente da estrutura (fundação, tipo de torre, altura, relação vão médio do tramo pelo vão gravante) já incluem a resistência ao atendimento de limiares climáticos críticos previstos em normas de construção. Considerando esse aspecto, interessava a Eletrosul obter serviços climáticos relacionados a esses limiares. Contudo, por se tratar de eventos extremos há limitações de dados disponíveis não sendo possível apresentar dados climáticos que expressassem esses limiares, somente eventos climáticos com potencial de sua ocorrência.

Para a avaliação e definição da suscetibilidade / sensibilidade cada componente foi analisada quanto a seus atributos para identificar características que o tornam mais sensível a impactos relacionados a limiares climáticos críticos de maneira a criar classes

Tabela 22: Escala de classificação quanto à suscetibilidade/sensibilidade

Suscetibilidade	Nota
Baixa	1
Baixa à média	2
Média	3
Média a alta	4
Alta	5

Fonte: Eletrosul (2019).

A partir dos valores de sensibilidade e suscetibilidade, estabeleceu-se pesos em função do impacto dos mesmos na composição da nota final da severidade estrutural, foi consolidado ao longo do projeto pela equipe técnica e está apresentado na **Error! Reference source not found..**

Tabela 23: Critérios de desempenho relacionados a severidade estrutural.

Nível	Descrição	Desligamento	Religamento Automático	Manutenção	Consequências		
					Patrimônio	Pessoas	Sistema elétrico e tele
Leve	Pequenos danos não percebidos pelo sistema (não ocasiona desligamentos)	Não	Não	Programada em até 10 anos	não	não	Não
Moderado	Danos que possam causar desligamentos com religamentos automáticos da LT, cujos reparos/manutenção possam ser programados em até 1 ano, pois não representam riscos ao patrimônio (próprio ou de terceiros) e não representam riscos à segurança de pessoas	Sim	Sim	Programada até 1 ano	não	não	não
Grave	Danos que possam causar desligamentos com religamentos automáticos da LT, que demandem reparos / manutenções que podem ser programadas num período máximo de 6 meses por representarem risco ao patrimônio (próprio ou de terceiros)	Sim	Sim	Programada até 6 meses	sim	não	não
Severo	Danos que causem desligamentos permanentes que demandem reparos / manutenções em até 48 horas, pois representam risco à segurança de pessoas e / ou ao patrimônio (próprio ou de terceiros)	Sim	Não	Imediata (até 48 horas)	sim	sim	não

Fonte: Eletrosul

A Severidade Estrutural foi calculada através de uma planilha, a partir de critérios pré-estabelecidos e demonstrados a seguir, que forma multiplicados pelos valores fixados para as probabilidades de ocorrência do evento climático, gerando assim a Matriz de risco para cada componente (torre) dos empreendimentos¹.

Num segundo momento, foi gerado os mapas com os valores calculados de risco para cada cenário atual e futuro, que possibilita ter uma visão espacial e identificar melhor a localização do risco, possibilitando a tomada de decisão para eventuais medidas adaptativas que se façam necessárias em função do risco associado.

Severidade relacionada a evento crítico de chuva

A pontuação de severidade estrutural foi feita a partir de parâmetros relacionados a sensibilidade da estrutura. Para tanto se analisou as sensibilidades da componente estrutural referente a um determinado evento climático. Assim foi estabelecida uma fórmula de cálculo para cada variável climática.

Para os eventos relacionados às chuvas, o critério adotado para o cálculo da Severidade, foi o seguinte:

$$Severidade\ chuvas = \frac{Sev.\ fund + Sev.\ local\ ponderada}{2}$$

Onde a Severidade da Fundação é o grau de robustez da estrutura frente ao impacto (numa escala de 1 a 5, onde 1 é menos sensível e mais resistente e 5 é mais sensível e menos resistente à ameaça ou impacto climático), e a Suscetibilidade Local corresponde a suscetibilidade da área a impactos relacionados a eventos críticos de chuva, onde 1 corresponde a locais menos suscetível e 5 a mais suscetível a impactos.

Tabela 24: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a Severidade relacionada a eventos extremos de chuva.

Suscetibilidade	Quantidade estruturas	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Baixa a Média	89	105
Média	111	85
Média a Alta	0	1
Total	200	191

Fonte: Eletrosul (2019).

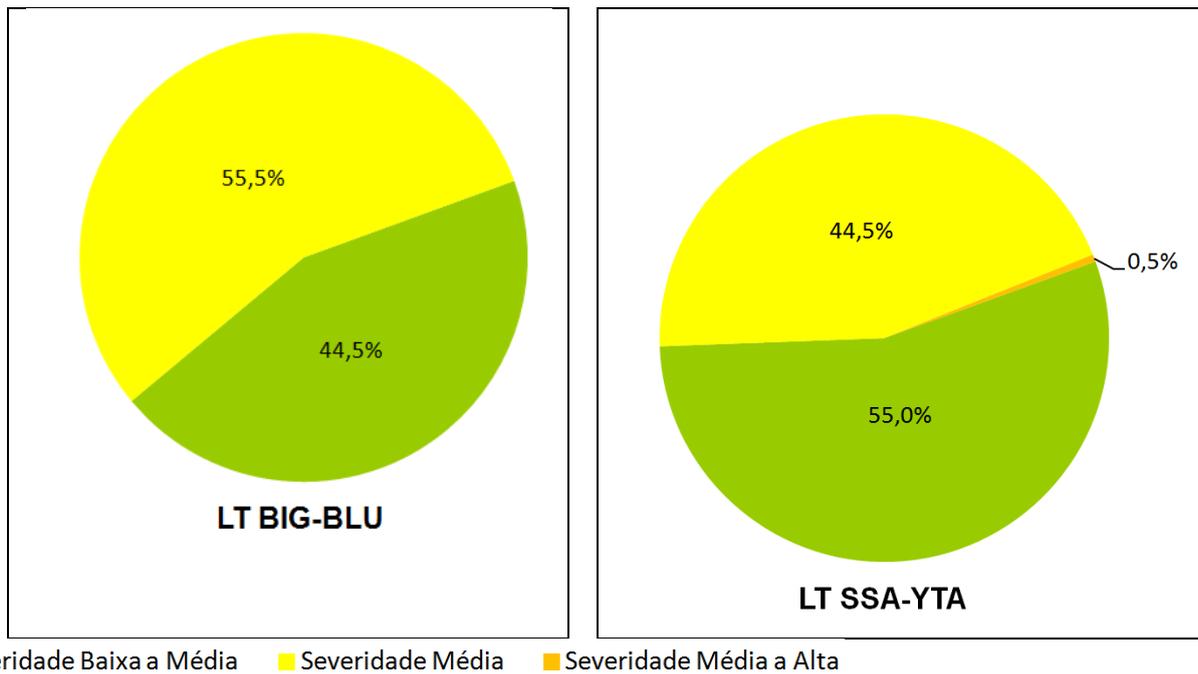


Gráfico 1: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a Severidade relacionada a eventos extremos de chuva.

A seguir são detalhados os dados de severidade da fundação e da suscetibilidade local.

Severidade da Fundação

As fundações foram classificadas considerando a robustez da fundação sob a ação do vento e demais intempéries (chuva, gelo, raios) atuando sobre a torre, e a eficiência ao transmitir estes esforços ao solo sem que haja o colapso, ou falha.

Assim definiu-se o grau de sensibilidade da fundação (Tabelas 25 e 26), frente aos eventos climáticos relacionados a chuvas, que geram possíveis impactos nesta componente. Abaixo apresentam-se as pontuações consideradas para as fundações das duas Linhas de Transmissão.

Tabela 25: Pontuações da estrutura LT 525 kV Biguaçu Blumenau

Fundação	Número de Sensibilidade	Observação
Tubulão	1	É uma fundação com área de contato lateral e de base muito grande (se comparado a estacas), A sua maior inércia permite evitar giros e tombamentos, provocados pela ação dos ventos nas torres, por exemplo.
Fundação Especial	2	É uma fundação desenvolvida especialmente para aquela posição onde a torre se encontra. Pode ser devido a detecção de uma rocha sã, de um solo turfoso, ou com lençol freático alto, ou uma combinação de todas estas circunstâncias.
Sapata Submersa	3	É uma fundação desenvolvida para atender locais onde o solo apresenta baixa capacidade de suporte com a existência de lençol freático.

Fonte: Eletrosul (2019).

Tabela 26: Pontuações da estrutura LT 525 kV Salto - Santiago

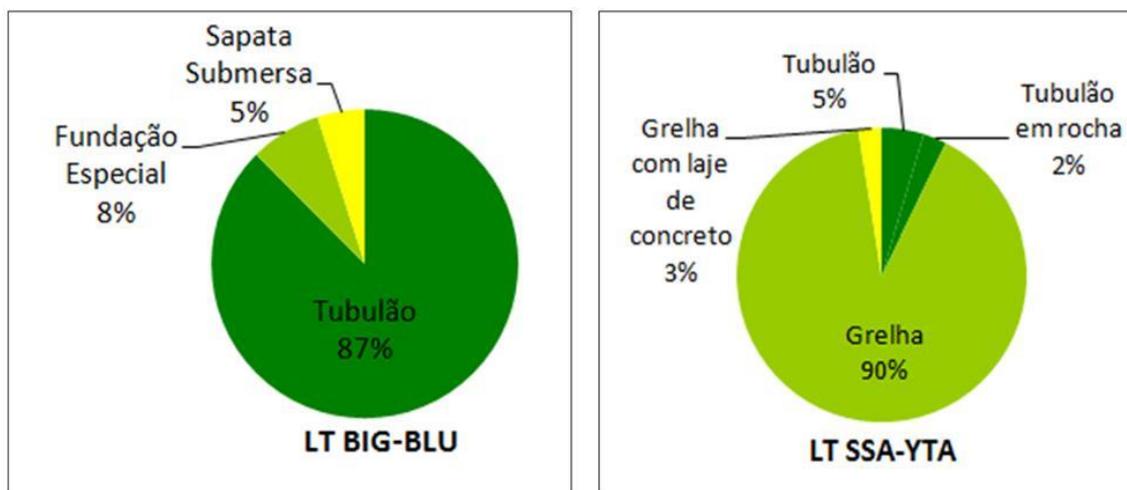
Fundação	Número de Sensibilidade	Observação
Tubulão	1	É uma fundação com área de contato lateral e de base muito grande (se comparado a estacas), A sua maior inércia permite evitar giros e tombamentos, provocados pela ação dos ventos nas torres, por exemplo.
Grelha	2	É uma fundação em aço, onde uma treliça faz a função de descarregar os esforços para o solo, que é compactado no reaterro da cava.
Grelha com Laje de Concreto	3	Semelhante à fundação tipo Grelha, mas desta vez apoiada sobre uma placa de concreto (laje), para auxiliar na dissipação das tensões, por considerar o solo com baixa resistência.
Tubulão com rocha	1	Semelhante à fundação tipo tubulão, mas ancorada na rocha sã.
Sapata	3	Esta fundação é adotada em locais onde o solo apresenta algum complicador, apesar de ser muito robusta.

Fonte: Eletrosul (2019).

Já na Tabela 27 e no gráfico 02 podem ser analisados os quantitativos de fundações quanto a sua severidade estrutural relacionada a eventos críticos de chuva.

Tabela 27: Tipos de fundação e a sua predisposição a ser negativamente afetada por eventos críticos de chuvas nas LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá.

Tipo de Fundação	Severidade	Quantidade Estruturas	
		LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Tubulão	Baixa	175	9
Tubulão em rocha	Baixa	0	5
Fundação Especial	Baixa a média	15	0
Grelha	Baixa a média	0	172
Sapata Submersa	Baixa a média	10	0
Grelha com laje de concreto	Média	0	5
Total		200	191



Onde: ■ Severidade baixa ■ Severidade baixa a média ■ Severidade média

Gráfico 2: Representatividade dos tipos de fundação e e a sua predisposição a ser negativamente afetada por eventos críticos de chuvas nas LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá

Suscetibilidade em relação às características locais

A classificação da suscetibilidade local a ocorrência de chuvas intensas é complexa visto que envolve a identificação, qualificação e quantificação dos fatores envolvidos em processos

físicos e bióticos que tenham uma influência significativa para a ocorrência de eventos que possam gerar danos nas infraestruturas.

Dentre os fatores e processos, buscou-se sistematizar os dados daqueles identificados como de maior influência para a classificação da suscetibilidade local das estruturas das torres de transmissão de energia, ou seja, que poderiam influenciar na predisposição de ocorrência de eventos de inundações, processos erosivos e movimentos gravitacionais de massa.

O resultado da sistematização, classificação e distribuição espacial dos dados de suscetibilidade a ocorrência de erosão, movimentos gravitacionais de massa e inundações encontra-se detalhado no Anexo B Estudos de Suscetibilidade Local.

Considerando que cada torre pode ter uma classificação de suscetibilidade diferente dependendo do processo que está sendo analisado (erosão, movimentos gravitacionais de massa ou alagamento) foi necessário definir a composição da suscetibilidade local, calculando-se da seguinte maneira:

$$\text{Susc.local} = \frac{(\text{Susc.Inundacao} * 0.4 + \text{Susc.Mov.massa} * 0.4 + \text{Susc.erosao} * 0.2)}{3} \quad (4)$$

Para a definição da suscetibilidade local os dados cartográficos (camadas) relacionadas à suscetibilidade à erosão, movimentos gravitacionais de massa e inundações foram comparadas entre si pelos participantes do estudo, sendo atribuído para cada uma um peso que correspondia a sua importância, em percentual, para a composição da sensibilidade a ocorrência de danos nas estruturas das torres de transmissão de energia devido a ocorrência de chuvas intensas. Na **Error! Reference source not found.** pode ser visualizada a composição da suscetibilidade local.

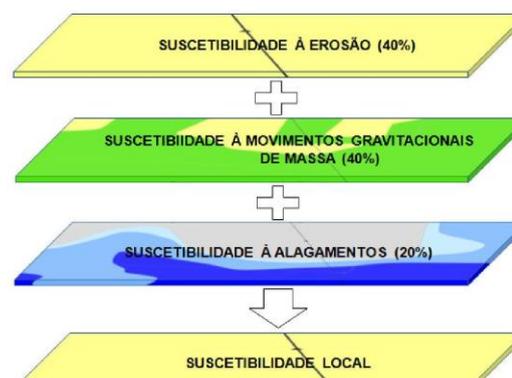


Figura 16: Composição de suscetibilidade local.

Neste estudo considerou-se que tanta a suscetibilidade à erosão como a suscetibilidade à movimentos gravitacionais de massa possuem igual importância (40% cada) sendo que a suscetibilidade a inundação possui uma menor importância (20%). Essa diferença deve-se ao fato que as inundações tendem gerar poucos danos e estão mais associados a restrições de acesso as estruturas. Já a ocorrência de movimentos gravitacionais de massa e processos erosivos tende de maneira geral a aumentar as atividades de manutenção (em especial em acessos), sendo que o primeiro também pode ser responsável, apesar de ser bem mais raro, por causar danos estruturais graves que irão requerer a adoção de medidas emergências de recomposição da infraestrutura.

As tabelas a seguir são apresentados dados quantitativos da classificação das estruturas da LT quanto suscetibilidade a erosão, movimentos gravitacionais de massa e inundações.

Tabela 28: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade relacionada a erosão.

Suscetibilidade	Quantidade estruturas	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Baixa a média	0	1
Média	19	87
Média a alta	88	37
Alta	93	66
Total	200	191

Fonte: Eletrosul (2019).

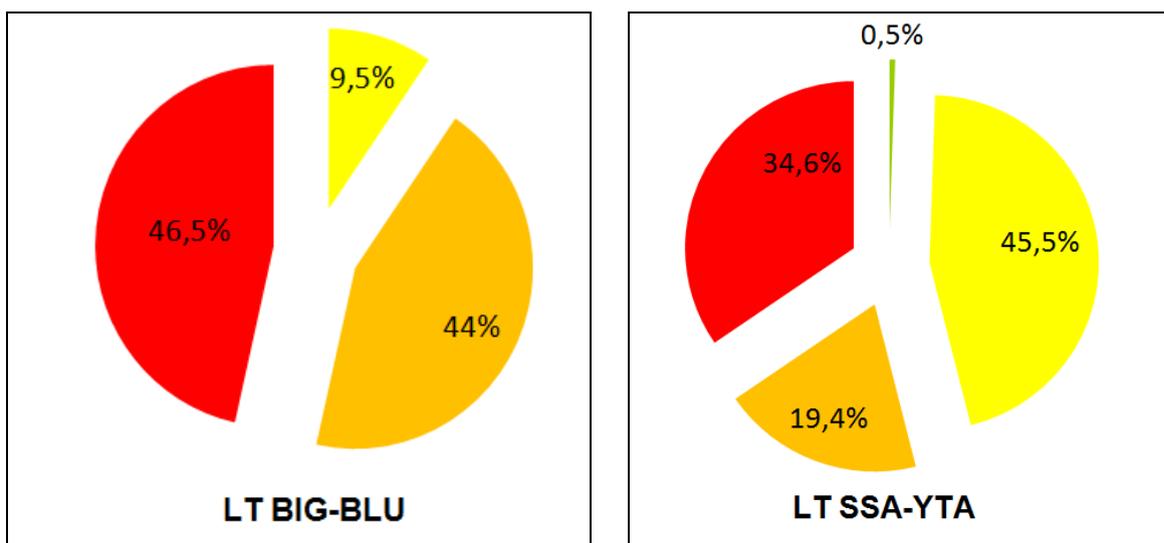


Gráfico 3: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade a erosão.

■ Suscetibilidade Baixa a Média ■ Suscetibilidade Média ■ Suscetibilidade Média a Alta ■ Suscetibilidade Alta

Tabela 29: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade relacionada a movimentos gravitacionais e de massa.

Suscetibilidade	Quantidade estruturas	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Baixa	82	131
Média	78	47
Alta	40	13
Total	200	191

Fonte: Eletrosul (2019).

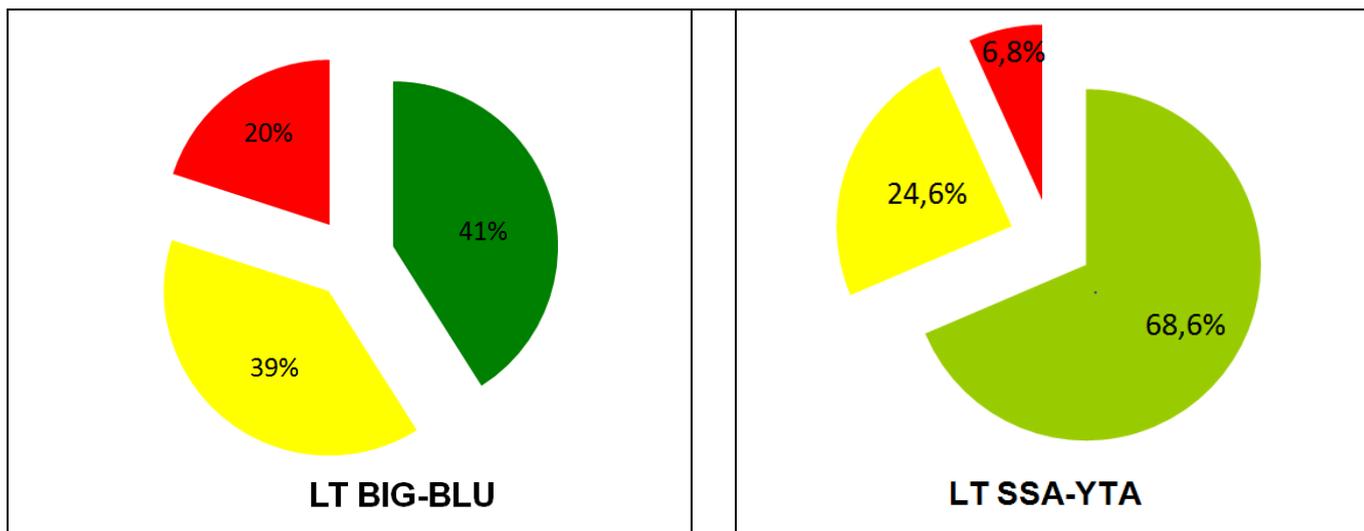


Gráfico 4: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa.

■ Suscetibilidade Baixa ■ Suscetibilidade Média ■ Suscetibilidade Alta

Tabela 30: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade relacionada a ocorrência de alagamentos.

Suscetibilidade	Quantidade estruturas	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Nula	174	180
Baixa	2	1
Média	8	7
Alta	16	3
Total	200	191

Fonte: Eletrosul (2019).

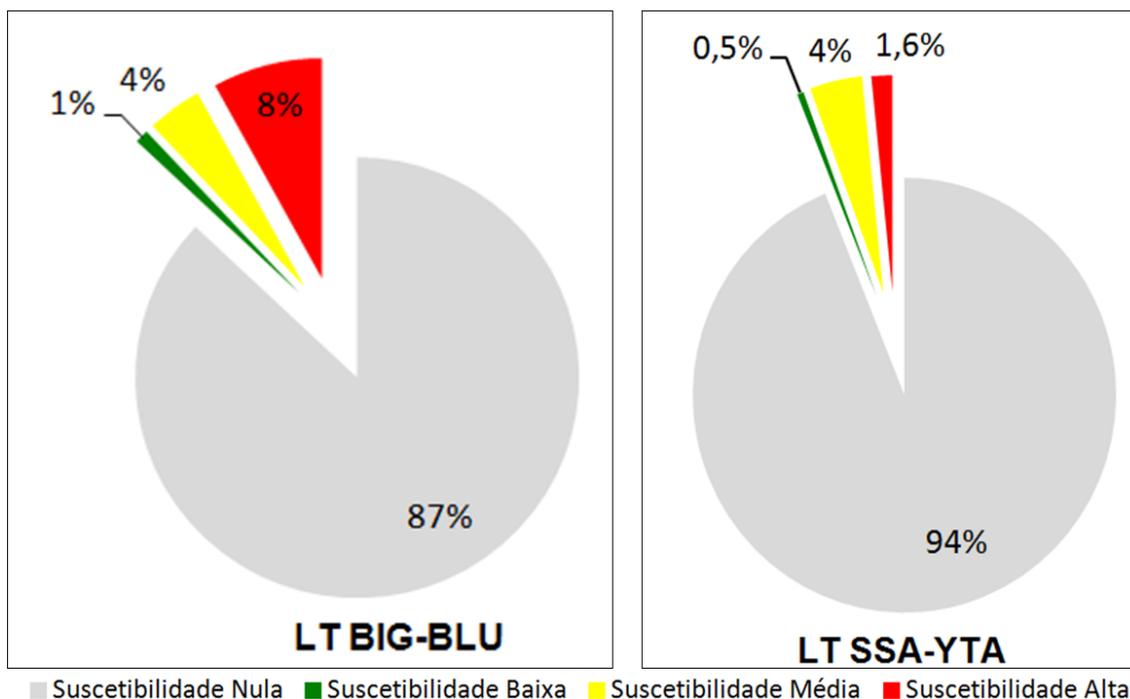


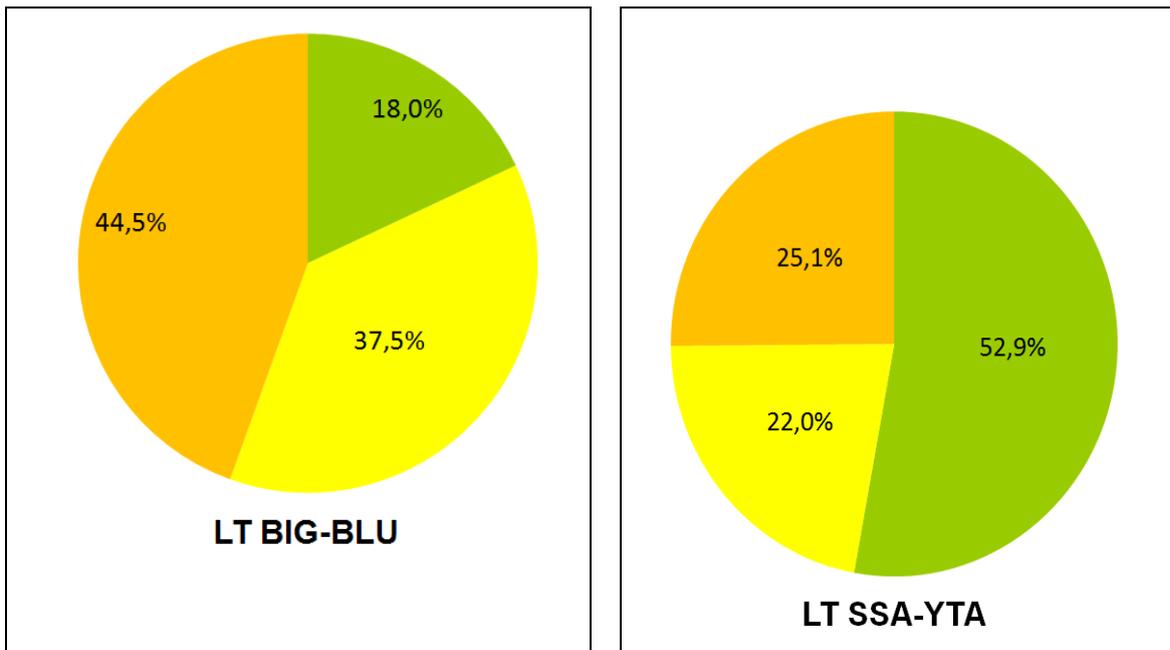
Gráfico 5: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade a inundações

Após a classificação das estruturas da LT quanto suscetibilidade a erosão, movimentos gravitacionais de massa e inundações foi claculada a suscetibilidade local com base na fórmula apresentada na equação 4. Os resultados podem ser observados na taela e gráfico apresentados a seguir.

Tabela 31: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade relacionada a localização.

Suscetibilidade	Quantidade estruturas	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Baixa a Média	36	101
Média	75	42
Média a Alta	89	48
Total	200	191

Fonte: Eletrosul (2019).



■ Suscetibilidade Baixa a Média ■ Suscetibilidade Média ■ Suscetibilidade Média a Alta

Gráfico 6: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a suscetibilidade local

Severidade relacionada a evento crítico de vento.

Esta seção traz os resultados sintetizados das análises de sensibilidade e suscetibilidade das torres, com relação a eventos de ventos fortes.

$$Sev. vento extr. = \frac{Alt. Torre * 0,3 + Rel. \frac{VM}{VG} * 0,3 + Tipo Torre * 0,4}{3} + Sev. trav$$

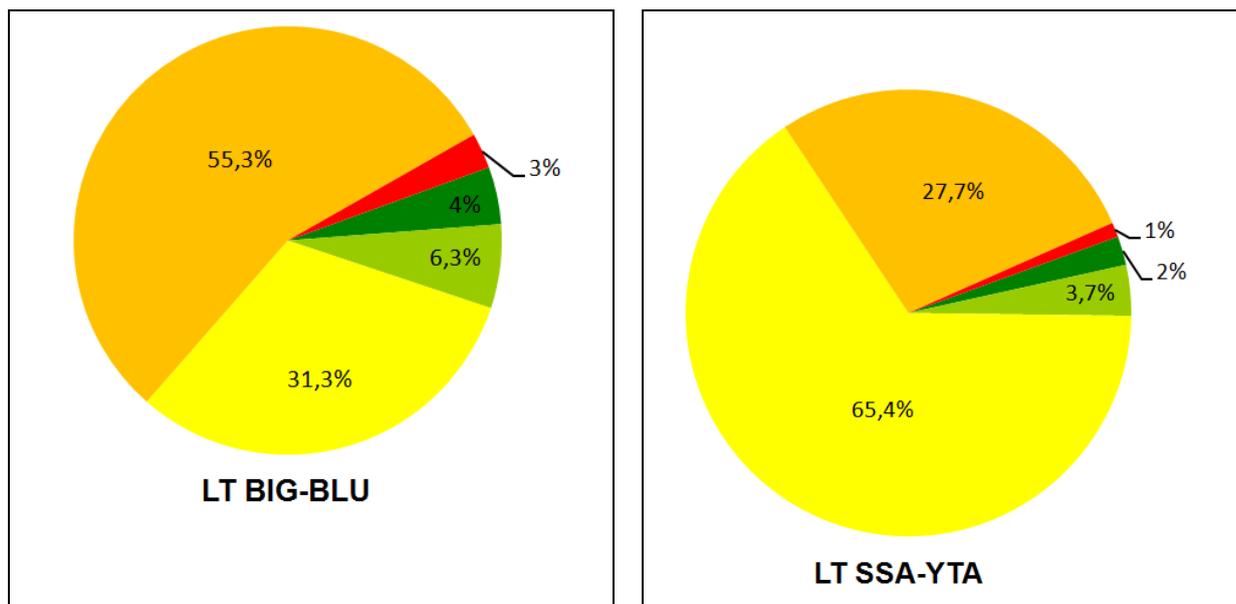
(5)

Tabela 32: Classificação e representatividade das torres das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a Severidade relacionada a eventos extremos de chuva.

Suscetibilidade	Quantidade estruturas	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Baixa	13	4
Baixa a Média	19	7

Média	94	125
Média a Alta	166	53
Alta	8	2
Total	200	191

Fonte: Eletrosul (2019).



■ Severidade Baixa ■ Severidade Baixa a Média ■ Severidade Média
 ■ Severidade Média a Alta ■ Severidade Alta

Gráfico 7: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a Severidade relacionada a eventos extremos de vento.

A seguir são detalhados os dados de sensibilidade relacionados a altura da torre, relação do vão médio do tramo pelo vão gravante, tipo de torre e travessia.

Sensibilidade em Relação à Altura da Torre

Para a classificação da sensibilidade em relação a altura da torre foi considerado que quanto mais alta a estrutura mais sensível a impactos relacionados a ventos extremos. A escala utilizada foi de 1 a 5, onde 1 é menos sensível e mais resistente e 5 é mais sensível e menos resistente.

Tabela 33: Classificação da altura da torre quanto a sua predisposição de ser negativamente afetada pela ocorrência de eventos extremos de vento.

Altura	Sensibilidade	Quantidade Estruturas	
		LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
15,5 – 22,5	Baixa	65	9
22,5 - 29,5	Baixa a Média	55	16
29,5 – 36,5	Média	33	86
36,5 – 43,5	Média a Alta	47	50
>43,5	Alta	0	30
Total		200	191

Fonte: Eletrosul (2019).

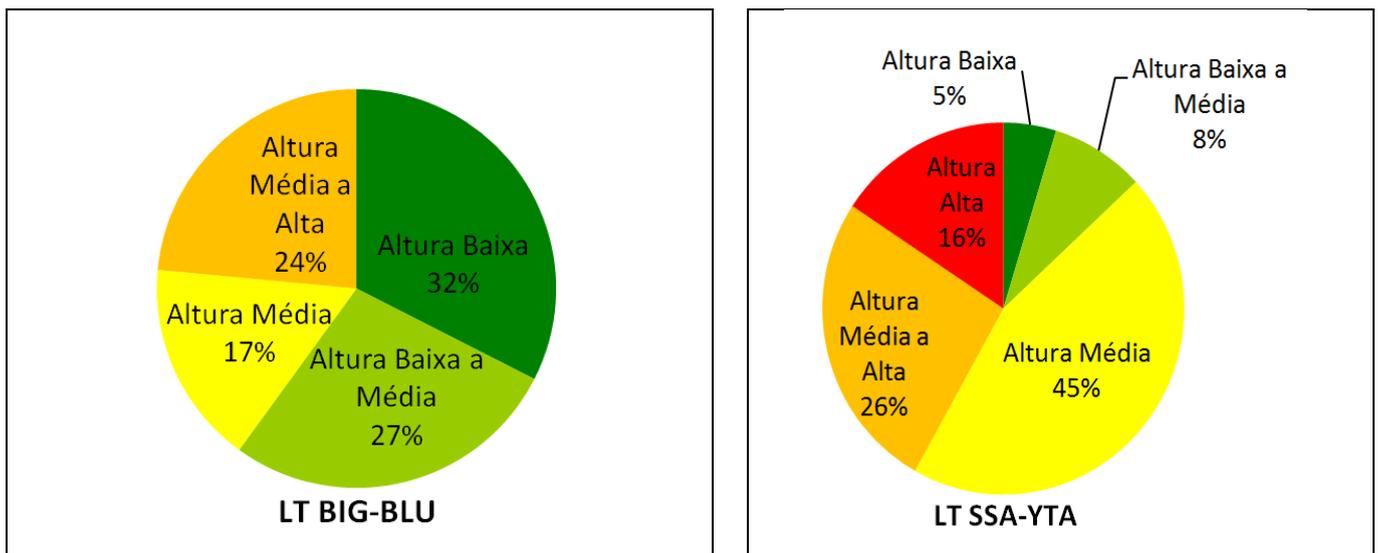


Gráfico 8: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a sensibilidade relacionada a altura da torre

- Sensibilidade Baixa ■ Sensibilidade Baixa a Média ■ Sensibilidade Média
- Sensibilidade Média a Alta ■ Sensibilidade Alta

Sensibilidade em Relação à Relação do Vão médio do tramo pelo vão gravante

Considerando que a relação do vão do tramo pelo tamanho do vão em análise busca representar o quanto aquele vão está submetido a carregamento permanentes, sendo que a relação maior

do que 1, representaria uma situação de tensão à estrutura, e portanto valores maiores que 1, significam que há uma maior sensibilidade da estrutura frente ao impacto climático. Os limiares foram construídos de forma a criar classe de valores com mesma variação, conforme pode-se observar na Tabela 34.

Tabela 34: Classificação vão médio/ vão gravante da torre quanto a sua predisposição de ser negativamente afetada pela ocorrência de eventos extremos de vento.

Relação vão médio / vão gravante	Sensibilidade	Quantidade Estruturas	
		LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
<1	Baixa	187	190
1-1,45	Baixa a Média	9	1
1,45-1,90	Média	3	0
1,90-2,35	Média a Alta	0	0
> 2,35	Alta	1	0
Total		200	191

Fonte: Eletrosul (2019).

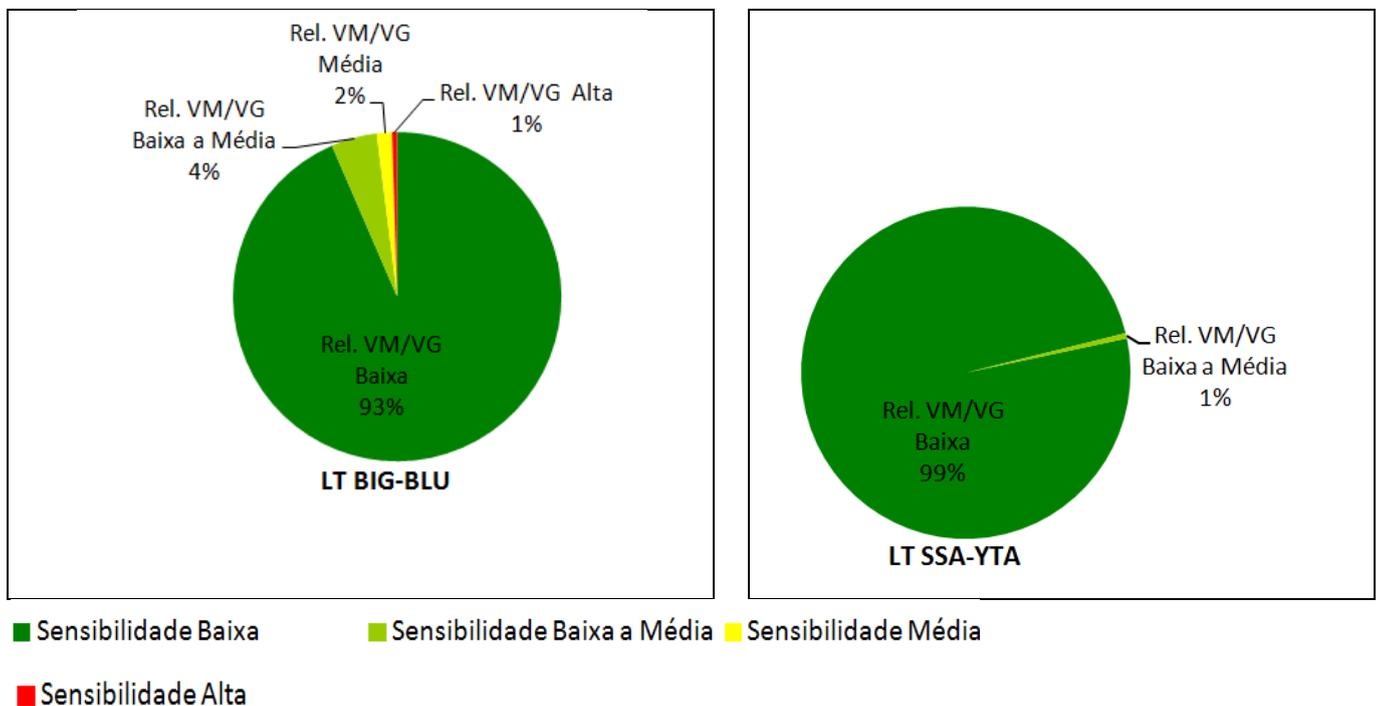


Gráfico 9: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a sensibilidade relacionada à relação do vão médio do tramo (VM) pelo vão gravante (VG)

Sensibilidade em Relação ao tipo de torre

O tipo de torre é o fator que mais influencia a severidade da estrutura o que deve-se ao fato de que a estrutura deve suportar esforços horizontais longitudinais e transversais relacionados ao vento. Apesar de todas as torres serem dimensionadas de maneira a atender as normas, a ocorrência de eventos extremos atinge parâmetros acima da capacidade de carga da estrutura. Nesses casos algumas silhuetas apresentam maior sensibilidade a danos. Na tabela abaixo pode-se observar a classificação da sensibilidade a danos de cada tipo de torre. Nas tabelas 4 e 5 pode-se observar as características de cada tipo de torre (item 6.1.2 Torres da LT 525 kV Biguaçu Blumenau e LT 525 kV Ita - Salto Santiago)

Tabela 35: Classificação e representatividade nas LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá em relação ao tipo de torre e a sua predisposição de ser negativamente afetada pela ocorrência de eventos extremos de vento.

Tipo de torre	Sensibilidade	Quantidade Estruturas	
		LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
A5	Baixa	0	1
A61	Baixa	1	0
CR2	Alta	14	0
D5	Baixa	0	9
P5	Média	0	50
R5	Média a Alta	0	58
RA30	Baixa	26	0
RAFL	Baixa	9	0
RS2	Alta	90	0
RS8	Média a Alta	54	0
RSTP	Média	6	0
S5	Alta	0	71

Tipo de torre	Sensibilidade	Quantidade Estruturas	
		LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
ST5	Média a Alta	0	2
Total		200	191

Fonte: Eletrosul (2019).

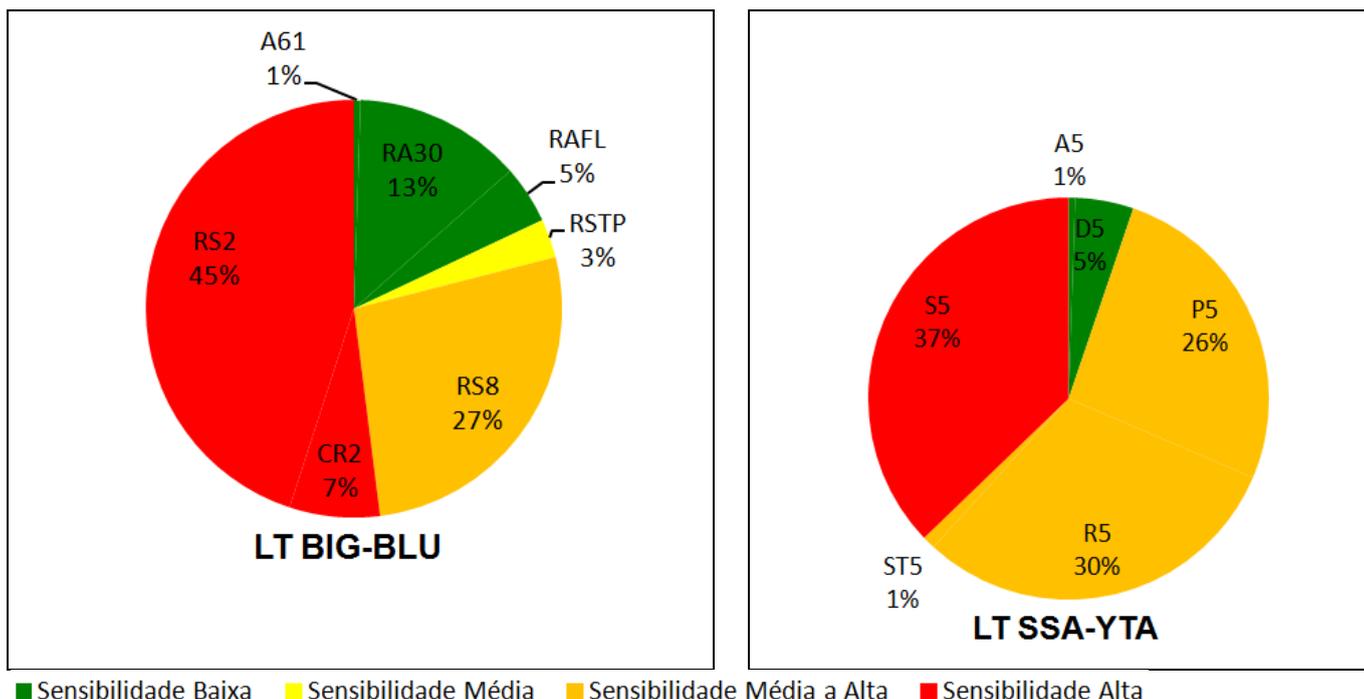


Gráfico 10– Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto a sensibilidade relacionada ao tipo de torre

Sensibilidade em Relação ao Travessias

A existência de travessias agrava a severidade final da estrutura em relação a ventos extremos devido a possibilidade de ocasionar impactos em outros serviços públicos como transporte, transmissão de energia (outras LTs) e transporte aquaviário. Neste estudo não houve uma classificação da sensibilidade da travessia e sim a opção de penalizar a nota final de severidade em um ponto. Na tabela apresentada a seguir pode ser visualizado o nº de estruturas localizadas em travessias.

Tabela 36: Representatividade nas LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá em relação a existência de travessias (rodovias, LTs e rios navegáveis).

Estrutura	Quantidade Estruturas	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Travessia	18	15
Outros	182	176
Total	200	191

Fonte: Eletrosul (2019).

Resultado da matriz de risco estrutural

A matriz de risco estrutural foi elaborada a partir da análise da severidade³. As informações sobre o risco estrutural para as variáveis climáticas poderão ser observadas também de forma especializada, conforme Anexo D. Abaixo, apresentam-se os resultados colhidos a partir destas análises para ambas Linhas de Transmissão.

³ Detalhes no Anexo B

⁴ Relatadas anteriormente

As tabelas desta seção apresentam os resultados colhidos a partir destas análises para ambas Linhas de Transmissão.

Tabela 37: Risco atual e futuro relacionado a ocorrência de Frentes Frias e pré-frontais intensas (com chuva)

Risco	Quantidade estruturas			
	LT BIG-BLU		LT SSA-YTA	
	Atual	Futuro	Atual	Futuro
Baixa	89	0	105	0
Média	111	200	86	190
Alta	0	0	0	1
Total	200		191	

Fonte: Eletrosul (2019).

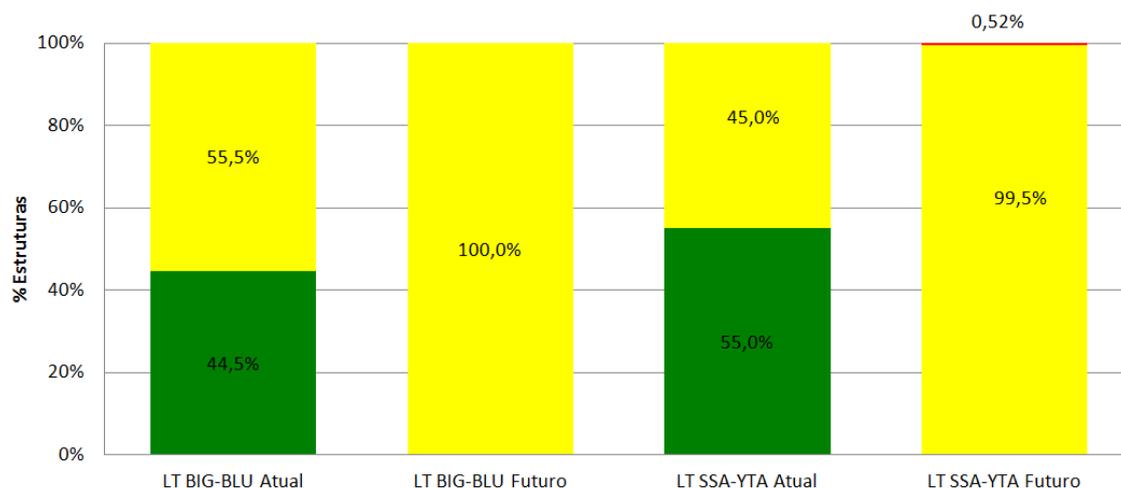


Gráfico 11: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto ao Risco relacionado a ocorrência de Frentes Frias e pré-frontais intensas (com chuva)

Evento Climático Crítico: Frentes Frias e pré-frontais intensas (com chuva) e quantidade de dias com chuvas acima de 100mm acumulado em 1 dia. “Um evento climático crítico é definido como uma condição climática que excede a capacidade de carga identificada de um componente da infraestrutura, levando a um impacto sobre o componente” (Becher et al., 2019 p. 141).

Destaca-se que a ocorrência de Frentes Frias e pré-frontais intensas (com chuva) e de quantidade de dias com chuvas acima de 100mm acumulado em 1 dia estão diretamente (mas não proporcionalmente) relacionada a ocorrência de um evento crítico (com potencial de ultrapassar a capacidade de carga da estrutura).

Tabela 38: Risco atual e futuro relacionado a número de dias com chuvas acima de 100mm

Risco	Quantidade estruturas			
	LT BIG-BLU		LT SSA-YTA	
	Atual	Futuro	Atual	Futuro
Baixa	200	89	190	190
Média	0	111	1	1
Alta	0	0	0	0
Total	200		191	

Fonte: Eletrosul (2019).

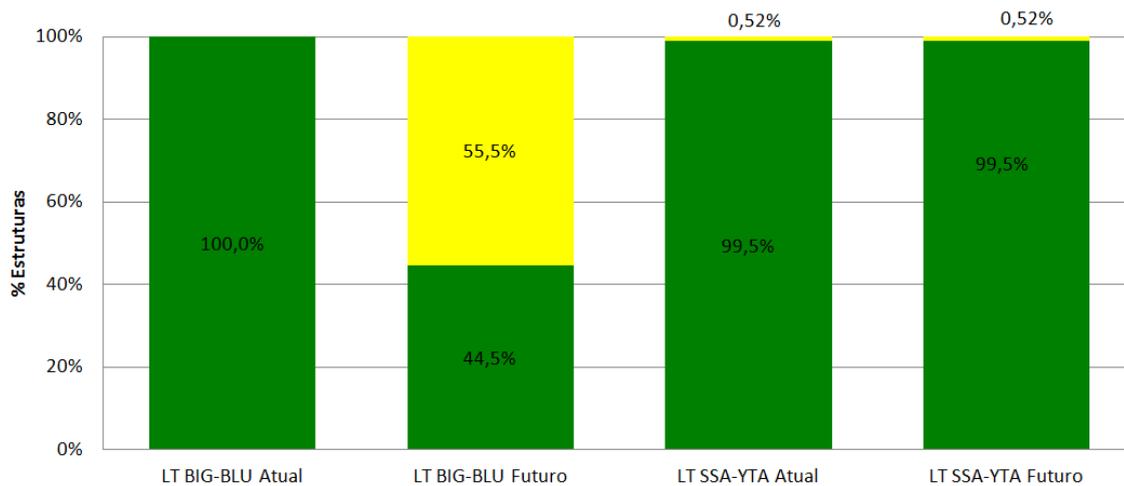


Gráfico 12: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto ao Risco relacionado ao número de dias com chuvas acima de 100mm.

A análise de risco relativa ao evento de chuvas para a Linha Biguaçu-Blumenau apresenta a maioria dos casos atuais com baixo a médio risco no cenário atual, sendo que no cenário futuro há um aumento para os casos de risco médio. Se considerarmos que no cenário futuro há uma previsão de aumento de chuvas, tanto em chuvas intensas como em chuvas acumuladas, recomenda-se observar as estruturas que ficam em encostas ou que estejam alocadas em locais íngremes ou com alguma inclinação. Há que se comentar que na análise estrutural, considerou-se que a sensibilidade dos componentes no cenário futuro seria o mesmo que no cenário atual, pois não tem-se critérios objetivos para estimar a perda de capacidade estrutural e também porque as manutenções e intervenções ocorrem de forma regular na Eletrosul.

Para a linha Salto Santiago-Itá a condição de chuvas intensas provocadas por frentes frias possuem uma tendência de aumento em cenários futuros, o que significou o aparecimento de alguns casos de risco alto, devido às características locais. Recomenda-se que nas próximas etapas se estude estes casos de forma mais detalhada, propondo algumas medidas de adaptação ao risco. O outro indicador de chuva para esta LT não apresentou variação climática no cenário futuro.

Tabela 39: Evento Climático Crítico: Risco atual e futuro relacionado a ocorrência de sistemas Convectivos de Mesoescala (SCM) com potencial de tornado

Risco	Quantidade estruturas			
	LT BIG-BLU		LT SSA-YTA	
	Atual	Futuro	Atual	Futuro
Baixa	32	13	11	4
Média	160	113	178	132

Alta	8	74	2	55
Total	200		191	

Fonte: Eletrosul (2019).

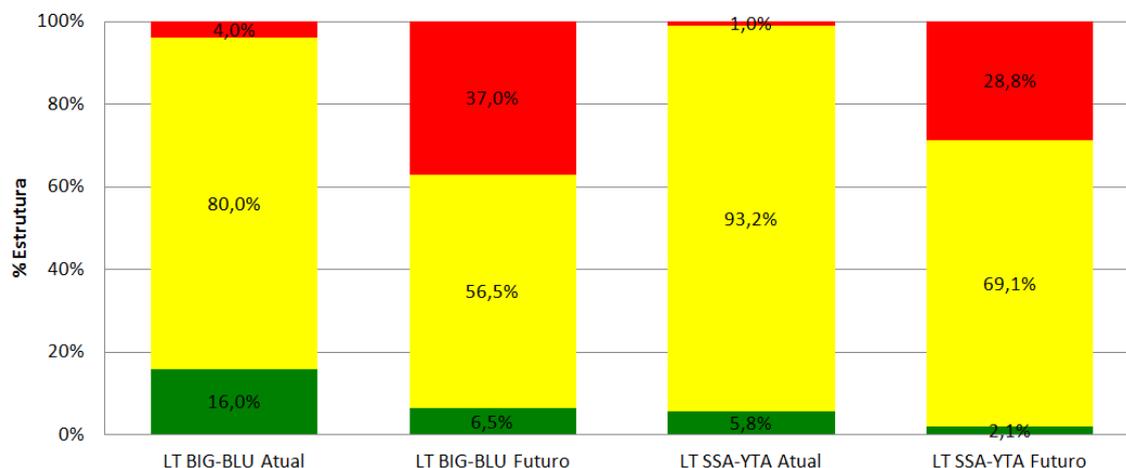


Gráfico 13: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto ao Risco a ocorrência de sistemas Convectivos de Mesoescala (SCM) com potencial de tornado.

Tabela 40: Risco atual e futuro relacionado à ocorrência de rajadas de vento acima de 20m/s

Risco	Quantidade estruturas			
	LT BIG-BLU		LT SSA-YTA	
	Atual	Futuro	Atual	Futuro
Baixa	126	200	4	4
Média	74	0	132	7
Alta	0	0	55	180
Total	200		191	

Fonte: Eletrosul (2019).

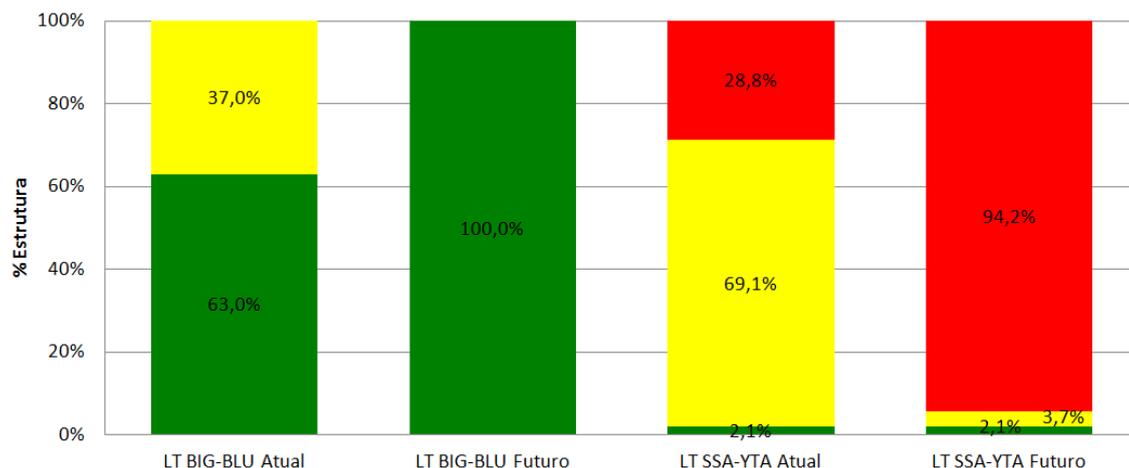


Gráfico 14: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto ao Risco à ocorrência de rajadas de vento acima de 20m/s

Tabela 41: Risco atual e futuro relacionado a ocorrência de Frentes Frias e pré-frontais intensos (com vento)

Risco	Quantidade estruturas			
	LT BIG-BLU		LT SSA-YTA	
	Atual	Futuro	Atual	Futuro
Baixa	13	13	4	4
Média	173	19	132	7
Alta	74	168	55	180
Total	200		191	

Fonte: Eletrosul (2019).

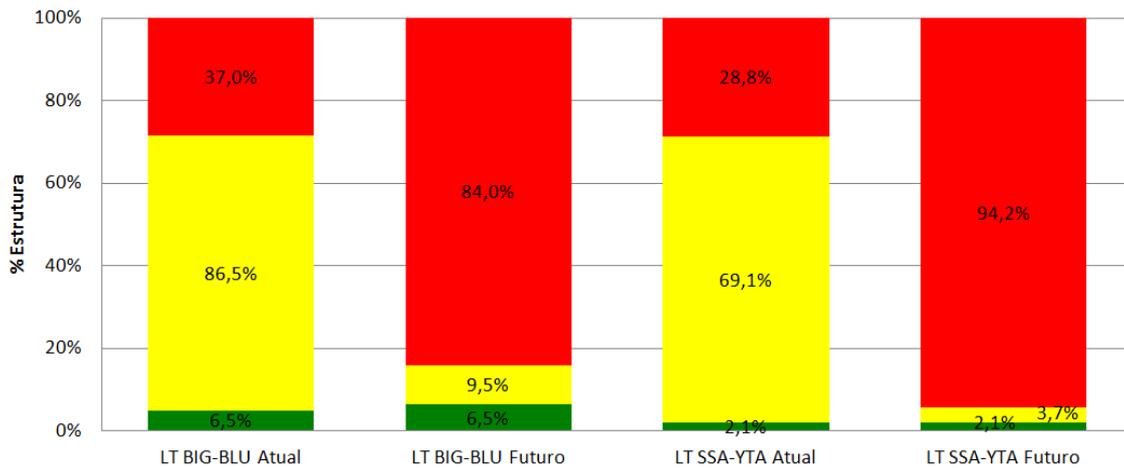


Gráfico 15: Representatividade das estruturas das LTs 525 kV Biguaçu Blumenau e Salto Santiago Itá quanto ao Risco à ocorrência de Frentes Frias e pré-frontais intensos (com vento)

Para os eventos climáticos relacionados a ventos, na Linha Biguaçu-Blumenau, apresentam mudança de comportamento no cenário futuro de forma a penalizar sobremaneira as estruturas analisadas. Somente os ventos de rajadas acima de 20m/s não indicaram esta mudança, mas esta intensidade de vento não causa danos na estrutura. Porém para o caso dos SCM que indicam tornados, foram contabilizados 8 casos atuais e 74 no futuro que merecem uma análise aprofundada nas próximas etapas do estudo. Há que se comentar que na análise estrutural, considerou-se que a sensibilidade dos componentes no cenário futuro seria o mesmo que no cenário atual, pois não se tem critérios objetivos para estimar a perda de capacidade estrutural e também porque as manutenções e intervenções ocorrem de forma regular na Eletrosul.

Anexo B - Estudos de Suscetibilidade

INTRODUÇÃO

A classificação da suscetibilidade local a ocorrência de chuvas intensas é complexa visto que envolve a identificação, qualificação e quantificação dos fatores envolvidos em processos físicos e bióticos que tenham uma influência significativa para a ocorrência de eventos que possam gerar danos nas infraestruturas.

Dentre os fatores e processos, este estudo procurou sistematizar os dados daqueles identificados como de maior influência para a classificação da suscetibilidade local das estruturas das torres de transmissão de energia, ou seja, que poderiam influenciar na predisposição de ocorrência de eventos de inundações, processos erosivos e movimentos gravitacionais de massa.

Cabe destacar que o limiar climático relacionado a chuvas intensas utilizado neste estudo limitado-se à intensidade e quantidade (nº de dias de chuva com volume superior a 100 mm).

Os parâmetros de intensidade e quantidade de chuvas tem relação direta com a formação de processos erosivos. Se o aumento da intensidade da chuva está relacionado ao aumento da capacidade de desagregação do solo (quanto maior for à intensidade, maior será o tamanho das gotas e maior a velocidade que as gotas chegam ao solo) o volume de chuva está relacionado à maior possibilidade do solo de atingir seu limite de absorção e conseqüentemente ocorrer escoamento superficial ou mesmo precipitar a ocorrência de movimentos de massa.

METODOLOGIA

Escolha das variáveis

Suscetibilidade a erosão

Para a avaliação da suscetibilidade à erosão foram identificadas e qualiquantificadas as seguintes variáveis:

- Pedologia;
- Relevo (declividade representada por faixas de isodeclividade dos terrenos);
- Uso do solo.

A escolha das variáveis teve como critério sua relação direta com a erosão hídrica. Destaca-se que as variáveis também são componentes da Equação Universal de Perdas de Solo – USLE), onde a erosão pode ser entendida, de maneira resumida, como a relação entre o variável clima (no caso deste estudo o regime de chuvas), relevo, solo, vegetação e manejo.

Apesar de extremamente relevante para entender a suscetibilidade à ocorrência de processos erosivos, o limiar de chuvas foi excluída dessa etapa da análise integrada, visto que será incluída em etapa posterior.

Suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa

O mapeamento de suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa em SC foi realizado pela CPRM, 2018, a partir do cruzamento de agentes geológicos predisponentes como a declividade, densidade de lineamentos estruturais e formato da encosta, sendo que a importância de cada agente foi quantificada com base na associação desses elementos com o mapeamento de cicatrizes de eventos passados. Como resultado final, às áreas foram classificadas como de alta, média ou baixa suscetibilidade a movimentos de massa.

Suscetibilidade a inundação

O mapeamento de suscetibilidade a movimentos de massa em SC foi realizado pela CPRM, 2018, a partir do cruzamento do modelo normatizado de terreno Height Above the Nearest Drainage-HAND (expressa à distância horizontal a drenagem mais próxima) e os padrões de relevo (elaborado com base na biblioteca de padrões de relevo do SGB/CPRM) classificados quanto ao grau de suscetibilidade a inundações. Como resultado final, às áreas foram classificadas como de alta, média ou baixa suscetibilidade a inundações. Nesse estudo, as áreas não suscetíveis à inundação receberam a classificação nula.

DADOS CARTOGRÁFICOS UTILIZADOS

Para a elaboração da suscetibilidade à erosão da área de influência direta das LTs 525 kV Salto Santiago – Itá e Biguaçu - Blumenau foram utilizados os dados de localização das citadas LTs, além de dados cartográficos públicos relacionados ao uso do solo, pedologia, relevo e suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa e inundações.

A área de estudo compreende um buffer de 200 m para cada lado do eixo das LTs com cerca de 7451 há (3771 ha para a Linha de Transmissão 525 kV Salto Santiago – Itá e 3680 ha para a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau). A área compreende parte de 18 municípios do estado de Santa Catarina, sendo que 10 estão localizados no Oeste Catarinense (Abelardo Luz, Arvoredo, Bom Jesus, Faxinal dos Guedes, Itá, Ouro Verde, Paial, Seara, Xanxerê e Xavantina), quatro na Grande Florianópolis (Biguaçu, Canelinha, São João Batista e Tijucas) e quatro na região do Vale do Itajaí (Blumenau, Brusque, Gaspar e Itajaí).

Para a confecção do Mapa de Uso do Solo utilizou-se os dados de uso e cobertura do solo da base cartográfica do Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros elaborado pela

Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável –FBDS, escala 1: 25.000, elaborada a partir de classificação supervisionada de imagens RapidEye, ano base 2013 (FBDS, 2018).

Os dados de relevo da área de estudo foram elaborados com base nos arquivos de declividade, na escala 1:250.000, disponíveis no banco de dados geomorfométricos do Brasil – Topodata (INPE, 2018).

Para a elaboração dos mapas relacionados à classificação do solo foi utilizado a Carta na escala 1:250.000 do Levantamento de reconhecimento dos solos do Estado de Santa Catarina (IBGE, 2004).

Os dados de suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa e inundações de SC utilizados neste estudo foram elaborados pela CPRM, 2018.

AValiação DAS VARIÁVEIS

Suscetibilidade a erosão

Para a avaliação e definição da suscetibilidade à erosão foi realizado um recorte da área de estudo para cada dado cartográfico das variáveis utilizadas (pedologia, uso do solo e relevo) utilizando o software ArcGis versão 10.6.1.

A partir do recorte, cada variável (camada) foi analisada quanto a seus atributos para identificar características relacionadas ao surgimento de processos erosivos de maneira a criar classes. Considerando a suscetibilidade a processos erosivos, cada classe foi relacionada a uma escala de suscetibilidade que variava de baixa a muito alta (Quadro 1), sendo que a informação da suscetibilidade e da respectiva nota passou a integrar a tabela de atributos da camada geográfica da variável.

Quadro 1 – Escala de classificação quanto à suscetibilidade à erosão

SUSCETIBILIDADE À EROSÃO	NOTA
Baixa	1
Baixa à média	2
Média	3
Média a alta	4
Alta	5
Muito alta	6

Após a edição e classificação da tabela de atributos cada camada geográfica que representava as variáveis foi convertida para formato raster utilizando como valor a nota relacionada à suscetibilidade à erosão.

Para a definição da suscetibilidade à erosão da área de estudo as variáveis foram comparadas entre si e atribuído para cada uma um peso que correspondia a sua importância, em percentual, para a composição da sensibilidade geral à ocorrência de processos erosivos. Após a definição dos pesos, os arquivos em formato raster das variáveis foram cruzados no ArcGis utilizando a ferramenta Raster calculator com o objetivo de unir as variáveis com suas respectivas notas e pesos de modo a se obter o Mapa de Suscetibilidade à Erosão.

Para finalizar, os valores do pixel foram reclassificados (ferramenta Reclassify) para unir as classes intermediária ficando somente as classes baixa (baixa e média a baixa ou valores de 0 a 2), média (média e média a alta ou valores de 2 a 4) e alta (alta e muito alta ou valores 4 a 6) de maneira a padronizar os dados com a classificação utilizada para a suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa e suscetibilidade a inundações.

Suscetibilidade local

Para a elaboração do mapa de suscetibilidade local, os dados cartográficos (camadas) relacionadas à suscetibilidade à erosão, movimentos gravitacionais de massa e inundações foram comparadas entre si pelos participantes do estudo, sendo atribuído para cada uma um peso que correspondia a sua importância, em percentual, para a composição da sensibilidade a ocorrência de danos nas estruturas das torres de transmissão de energia devido a ocorrência de chuvas intensas.

Após a definição dos pesos, os arquivos em formato raster das camadas foram cruzados no ArcGis utilizando a ferramenta Raster calculator com o objetivo de unir os mapas de suscetibilidade com suas respectivas notas e pesos de modo a se obter o Mapa de Suscetibilidade Local.

CARACTERIZAÇÃO DAS VARIÁVEIS AMBIENTAIS

Para a definição da suscetibilidade a erosão este estudo analisou as variáveis uso do solo, relevo e pedologia, cuja caracterização e classificação encontram-se detalhadas nos próximos tópicos.

Suscetibilidade à erosão

Uso do Solo

O uso do solo está associado diretamente a dois componentes da Equação Universal de Perdas de Solo – USLE, ou seja, uso e manejo do solo (fator C) e práticas conservacionistas (fator P).

O uso do solo é um fator dependente da ação do homem. No uso do solo temos um fator natural, como a vegetação natural, a presença de recursos hídricos (como os rios e lagos) que podem ser associadas a processos erosivos característicos (erosão hídrica, erosão lacustre) e os demais usos antrópicos (áreas urbanas, campos artificiais e lavouras).

Quanto maior a densidade da cobertura vegetal maior a proteção do solo (amortecimento impacto gota d'água, obstáculo que facilita a infiltração, aumento da porosidade do solo, incorporação da matéria orgânica, diminuição da água (umidade) do solo pela transpiração).

Com base no Mapa de Uso do Solo elaborado a partir dos dados disponibilizados pela FBDS, 2018, foram agrupadas as classes de uso do solo com comportamento erosivo relativamente semelhante, sendo considerada a seguinte classificação:

Formação florestal (vegetação arbórea nativa com dossel contínuo): Baixa suscetibilidade a erosão;

Silvicultura: Média suscetibilidade a erosão

Área antropizada (áreas desprovidas de cobertura vegetal nativa como lavouras temporárias, permanentes e pastagens plantadas): Média a alta suscetibilidade a erosão¹;

²Foi optado por classificar as áreas antrópicas como de média a alta suscetibilidade a erosão em razão de não haver um mapeamento mais preciso quanto ao manejo do solo utilizado para as atividades de cultivo. Lavouras permanentes e temporárias utilizando a técnica de plantio direto na palha proporcionam uma cobertura permanente do solo protegendo-o. Por outro lado técnicas de cultivo convencionais contribuem com a perda de solo e o surgimento de processos

² Para exemplificar como o manejo do solo pode influenciar os processos erosivos, destaca-se os dados obtidos por Amaral (2006) em experimento para avaliar a influência da cobertura e manejo para a redução das perdas do solo por erosão hídrica em cambissolo húmico. O autor avaliou a Razão de Perda de Solo – RPS (relação entre as perdas de solo ocorridas no sistema de manejo do solo e aquela ocorridas no solo sem cultivo) para os sistemas de cultivo de semeadura direta, aração + duas gradagens e escarificação + uma gradagem. A semeadura direta (plantio direto) reduziu as RPS em 85% e 48% comparados, respectivamente, ao cultivo aração + duas gradagens e escarificação + uma gradagem.

erosivos. Não há dados atualizados de uso do solo identificando o tipo de manejo do solo utilizado, apesar dos resultados preliminares do censo agropecuário de 2017 apontar para predomínio de plantio direto nos municípios da LT 525 kV Salto Santiago – Itá e do plantio convencional nos municípios da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau.

- Área edificada³: Muito alta suscetibilidade a erosão;
- Água: Muito alta suscetibilidade a erosão;

Para exemplificar, na Figura 1 pode ser visualizada a classificação do uso do solo da torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau. No caso específico a área de influência da citada torre possui as classes de área antropizada (média a alta suscetibilidade), formação florestal (baixa suscetibilidade) e silvicultura (média suscetibilidade).

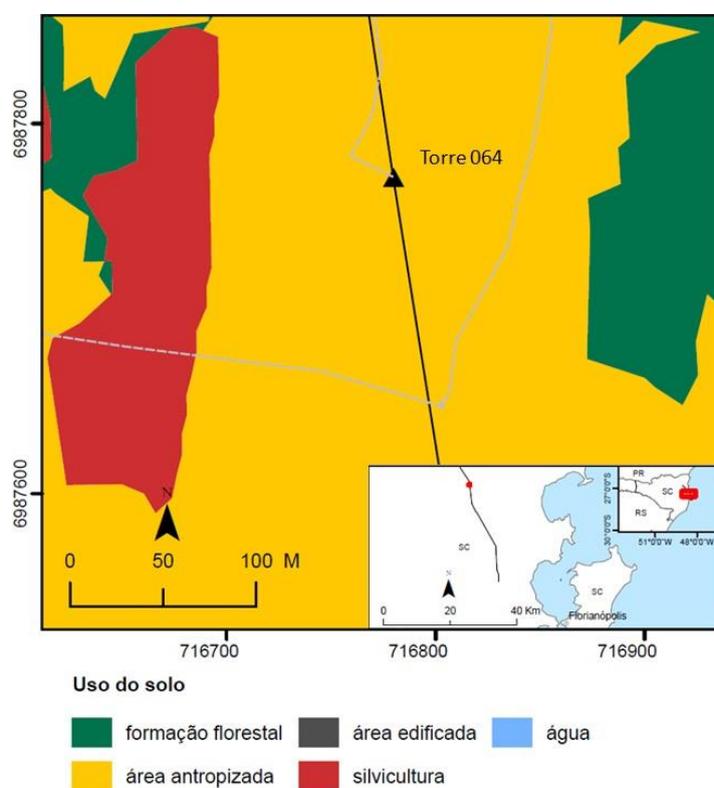


Figura 1 – Uso do solo da área de influência da torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau.

Na tabela 1 constam os dados percentuais relativos ao uso do solo e sua respectiva classificação quanto a suscetibilidade à erosão na área de estudo. No Anexo A os mapas de Suscetibilidade a erosão relacionada ao uso do solo para a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau e Suscetibilidade a erosão relacionada ao uso do solo para a LT 525 kV Salto Santiago – Itá.

³ De acordo com a metodologia de mapeamento da base cartográfica do Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros elaborado pela FBDS, a delimitação da classe área edificada respeita os limites estabelecido pela Base Cartográfica Contínua do IBGE na escala 1:250.000, ano de 2013.

Tabela 1 - Classificação do uso do solo quanto à suscetibilidade à erosão da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau (LT BIG-BLU) e na LT 525 kV Salto Santiago – Itá (LT SSA-YTA).

USO DO SOLO	SUSCETIBILIDADE	REPRESENTATIVIDADE %	
		LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Formação florestal	Baixa	55,2	24,8
Silvicultura	Média	5,2	2,4
Área antropizada	Média a Alta	39,1	71,9
Água	Muito alta	0,5	0,9
Área edificada	Muito alta	0	0
TOTAL		100	100

Como se percebe pela análise da Tabela 1, na LT 525 kV Biguaçu – Blumenau predominam as formações florestais (55,2%). Já na LT 525 kV Salto Santiago – Itá o uso predominante é as atividades agrícolas classificadas como áreas antropizadas (71,9%).

Relevo

O relevo pode ser definido como o conjunto de formas que se sobressaem na superfície da terra. Neste estudo optou-se por classificar o relevo a partir do agrupamento de classes de declividade.

A declividade da área pode ser entendida como a variação de altitude entre dois pontos do terreno, em relação à área que os separa.

A declividade é um fator diretamente relacionado ao transporte gravitacional de materiais durante os processos de erosão hídrica.

Quanto maior a declividade do terreno menor será a resistência oferecida ao escoamento da água (em razão da influência da força da gravidade), menor o tempo disponível para infiltração da água no solo e maior a suscetibilidade à erosão.

Para exemplificar, na Figura 2 pode ser visualizada a classificação do relevo da torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau. No caso específico a área de influência da citada torre possui relevo ondulado (média suscetibilidade), suave ondulado (baixa à média suscetibilidade), plano (baixa suscetibilidade e forte ondulado (média a alta suscetibilidade).

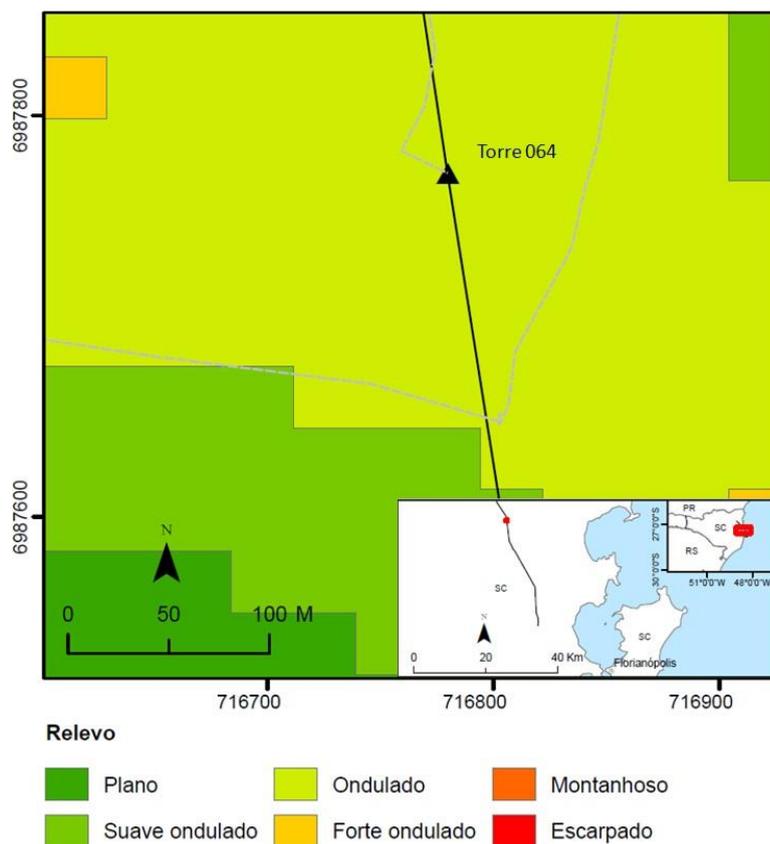


Figura 2 – Relevo da área de influência da torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau.

Na tabela 2 constam os dados percentuais relativos ao relevo e sua respectiva classificação quanto à suscetibilidade à erosão na área de estudo. No Anexo 2 constam Suscetibilidade a erosão relacionada ao relevo para a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau e Suscetibilidade a erosão relacionada ao relevo para a LT 525 kV Salto Santiago – Itá.

Tabela 2 - Classificação do relevo quanto à suscetibilidade à erosão da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau (LT BIG-BLU) e na LT 525 kV Salto Santiago – Itá (LT SSA-YTA).

DECLIVIDADE (%)	RELEVO	SUSCETIBILIDADE	REPRESENTATIVIDADE %	
			LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
0 - 3	Plano	Baixa	8,2	1
3 - 8	Suave ondulado	Baixa à Média	5,2	14,1
8 - 20	Ondulado	Média	18,9	38,8
20 – 45	Forte ondulado	Média à Alta	55,5	38,1
45 - 75	Montanhoso	Alta	12	7,8
> 75	Escarpado	Muito Alta	0,2	0,2
TOTAL			100	100

Na área de estudo predomina relevos ondulados a forte ondulados, sendo que a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau apresenta relevo mais declivoso (67,6% da área de estudo encontra-se em

relevos forte ondulados, montanhoso ou escarpado) que a que a LT 525 kV Salto Santiago – Itá (46,1% da área localizada em relevos forte ondulado, montanhoso ou escapado).

Pedologia

Tendo como base a Carta do Levantamento de reconhecimento dos solos do Estado de Santa Catarina (EMBRAPA, 2004) identificadas e classificadas as classes de solo existentes na área de estudo.

Classes de solo

A seguir são apresentadas informações sobre cada tipo de solo encontrado na área de estudo.

Argissolo Vermelho-Amarelo

Os argissolos vermelho-amarelos caracterizam-se pela combinação de alta saturação com alumínio trocável, argila de atividade baixa, horizonte superficial do tipo A moderado e mudança textural abrupta entre o horizonte A, de textura média, e o B argiloso ou muito argiloso, característica essa que determina uma quebra acentuada na velocidade de infiltração da água das chuvas, propiciando a saturação da camada superficial e, conseqüentemente, a formação de enxurradas (EMBRAPA, 2004).

Segundo o detalhamento das características da classe dos argissolos vermelho- amarelos (IBGE, 2006) o solo apresenta profundidade variando de 60 a 150 cm para a rocha ou camada de impedimento. Já a capacidade de drenagem varia de acordo com a textura do solo, sendo que solos argilosos são moderadamente drenados e os de textura média variam de moderadamente drenado a imperfeitamente drenado. Na área de estudo ocorrem argissolos vermelho-amarelos de textura argilosa (96,6%) e média (3,4%).

Para a avaliação da suscetibilidade à erosão, considerando suas características, os argissolos vermelho-amarelos foram classificados como de alta suscetibilidade em razão da presença de camada de impedimento (horizonte B argiloso) e serem moderadamente drenados.

Cambissolo

Cambissolos são solos minerais derivados de rochas de composição e natureza variável, de natureza não hidromórficos, com horizonte B incipiente bastante heterogêneo, tanto no que se refere à cor, espessura e textura, quanto no que diz respeito à atividade química da fração argila e saturação por bases (EMBRAPA, 2004).

Na área de estudo foram identificadas a presença de cambissolos húmicos e háplicos, que de acordo com o detalhamento das características dessas classes por Embrapa, 2004, ambos apresentam textura argilosa, com profundidade para a rocha ou camada impermeável variando de 60 a 150 cm e moderadamente drenado. A média profundidade, a natureza heterogenia do material de origem e a dificuldade de drenagem condicionam a uma maior sensibilidade a ocorrência de processos erosivos, sendo que neste estudo os cambissolos foram classificados como de alta suscetibilidade a formação de processos erosivos.

Gleissolo Háplico

São solos hidromórficos característicos de áreas alagadas ou sujeitas a alagamento. Em razão do alagamento periódico apresenta forte gleização resultante de processos de intensa redução de compostos de ferro, em presença de matéria orgânica, com ou sem alternância de oxidação (SANTOS et al. 2018).

Na área de estudo a classe dos gleissolos háplicos, de acordo com o detalhamento das características dessa classe por Embrapa, 2004, apresentam textura argilosa, são pouco profundos (< 60 cm para a rocha ou camada de impedimento) e mal a muito mal drenados. Apesar desse tipo de solo ter problemas de profundidade e drenagem, por estarem localizados em relevos planos e por sua natureza mais homogênea, neste estudo os gleissolos foram classificados como de média suscetibilidade à erosão.

Latossolo Bruno

São solos minerais, não hidromórficos, com horizonte B latossólico de coloração brunada sob horizonte superficial rico em matéria orgânica (EMBRAPA, 2004).

Na área a classe dos latossolos brunos, de acordo com o detalhamento das características dessa classe por IBGE, 2006, apresenta textura muito argilosa, profundos (> 150 cm para a rocha ou camada de impedimento) e bem drenados, Essas características conferem uma maior resistência a processos erosivos e por esse motivo foram classificados como de baixa suscetibilidade à erosão.

Neossolo Litólico

São solos rasos e pouco evoluídos, com contato lítico ou lítico fragmentário dentro de 50 cm a partir da superfície, apresentando horizonte A ou hístico assente diretamente sobre a rocha ou sobre um horizonte C ou Cr ou sobre material constituída volume igual ou superior a 90% de fragmentos grosseiros com diâmetro maior que 2 mm com (SANTOS et al. 2018).

Na área de estudos as unidades de neossolo litólico, de acordo com o detalhamento das características dessa classe Embrapa, 2004, apresentam textura argilosa, pouco profundos (< 60 cm para a rocha ou camada de impedimento) e são moderadamente drenados.

A pouca profundidade do solo e a dificuldade de drenagem condicionam a uma maior sensibilidade a ocorrência de processos erosivos e por esse motivo classificados como de muito **alta suscetibilidade à processos erosivos.**

Nitossolo Vermelho

Solos profundos, bem drenados, de coloração vermelha, textura argilosa ou muito argilosa horizonte B nítico com moderado ou forte desenvolvimento estrutural do tipo prismas ou blocos e com a superfície dos agregados reluzentes, relacionadas à cerosidade ou superfícies de compressão (Santos et al. 2018).

As unidades de nitossolo vermelho presentes na área de estudo, de acordo com o detalhamento das características dessa classe por Embrapa, 2004, possuem textura muito argilosa, maior profundidade (> 150 cm para a rocha ou camada de impedimento) e boa drenagem características que conferem resistência à formação de processos erosivos. Contudo, em razão das características dos agregados e da cerosidade, que podem dificultar a infiltração, essa classe foi classificadas como de baixa a média suscetibilidade à erosão.

Classificação e quantificação da suscetibilidade à erosão da pedologia

Com base na caracterização apresentada no item anterior as classes de solo foram classificadas quanto à suscetibilidade à erosão, sendo que a classificação e os quantitativos podem ser visualizados na tabela 3.

Tabela 3 - Classificação das classes de solo quanto à suscetibilidade à erosão LT 525 kV Biguaçu – Blumenau (LT BIG-BLU) e na LT 525 kV Salto Santiago – Itá (LT SSA-YTA).

CLASSE DE SOLO	SUSCETIBILIDADE	REPRESENTATIVIDADE %	
		LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
LB - Latossolo Bruno	Baixa	0	35,8
NV - Nitossolo Vermelho	Baixa à média	0	12,9
GX - Gleissolo Haplico	Média	22,1	0
PVA – Argissolo Vermelho-Amarelo	Alta	47,1	0
CX – Cambissolo Haplico	Alta	4,9	50,9
RL – Neossolo Litólico	Muito alta	24,5	0
Drenagem dupla ⁴	Muito alta	1,4	0,4
TOTAL		100	100

⁴ Corresponde aos rios de maior porte onde não há a identificação da classe de solo no dado cartográfico original.

Na Figura 3 pode ser visualizada a classificação da pedologia da Torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau. No caso específico a área de influência da citada torre possui somente as classes de solo Gleissolo háplico (média suscetibilidade) e Cambissolo háplico (alta suscetibilidade).

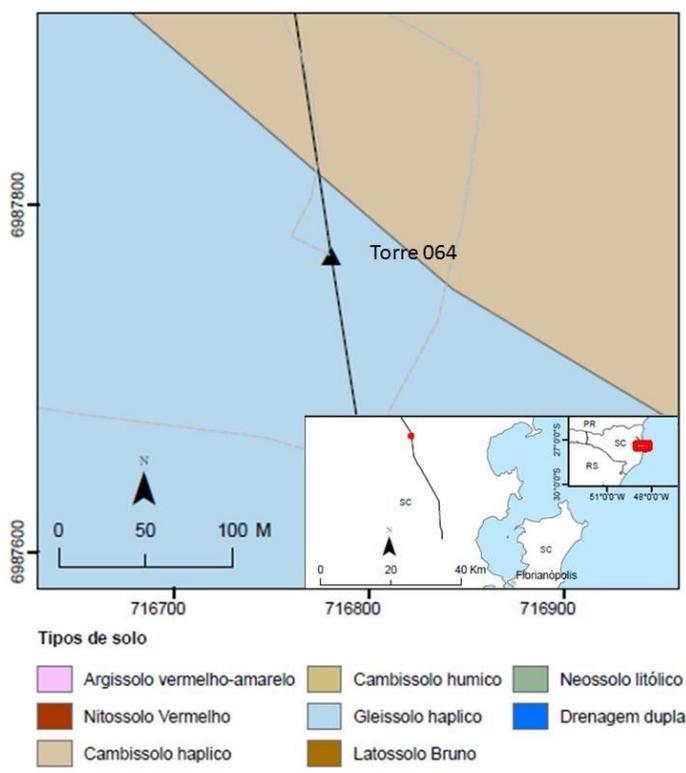


Figura 3 – Pedologia da área de influência da torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau.

No Anexo 3 podem ser visualizados a suscetibilidade a erosão relacionada a pedologia para a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau e Suscetibilidade a erosão relacionada a pedologia para a LT 525 kV Salto Santiago – Itá.

Suscetibilidade à erosão

Para a definição da suscetibilidade à erosão da área de estudo as variáveis uso do solo, pedologia e relevo (declividade) foram comparadas entre si pelos participantes do estudo, sendo atribuído para cada uma um peso que correspondia a sua importância, em percentual, para a composição da sensibilidade geral á ocorrência de processos erosivos.

Neste estudo considerou-se que a variável relevo (declividade) é um pouco mais importante que as demais variáveis e representa 40% do valor total, sendo atribuído o peso de 25% para a variável uso do solo e 35% para pedologia. Na Figura 4 pode ser visualizada a composição da suscetibilidade a erosão.

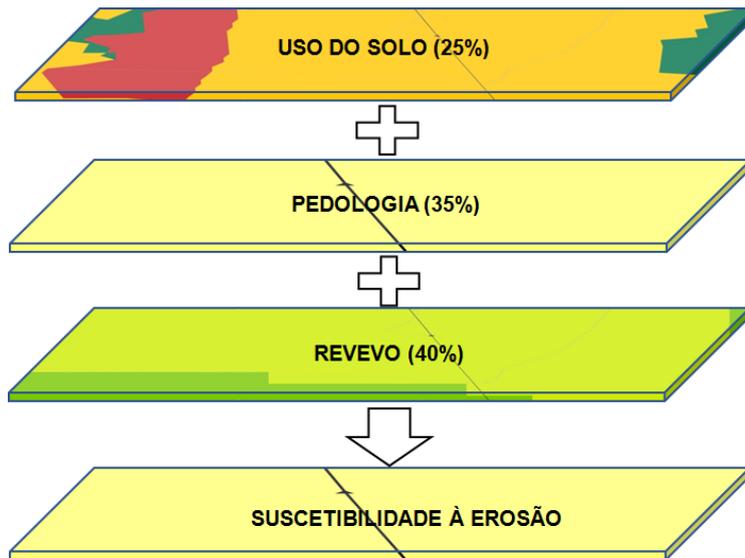


Figura 4 – Composição da suscetibilidade a erosão.

Na Figura 5 pode ser visualizado o resultado de suscetibilidade à erosão da Torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau.

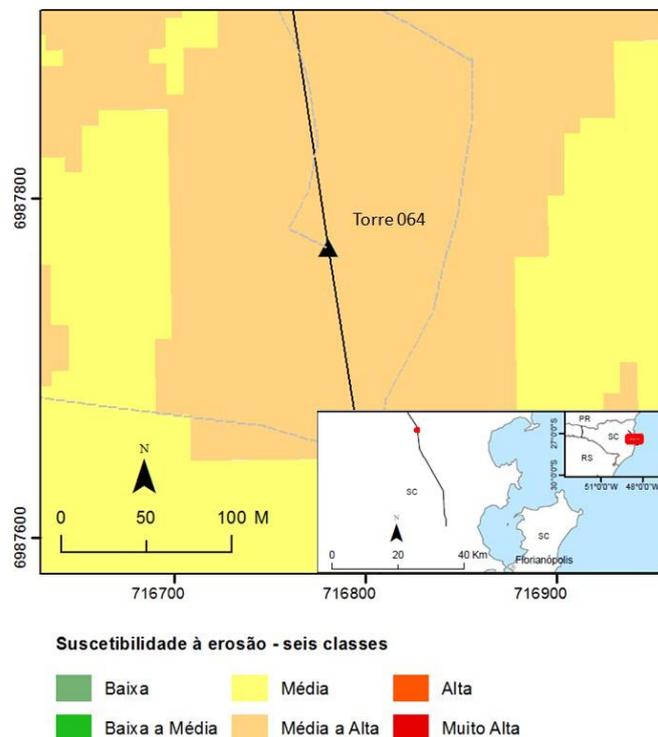


Figura 5 – Resultado da suscetibilidade à erosão para a área de influência da torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau utilizando seis classes.

No caso específico a área de influência da citada que possuía na primeira classificação as classes média e média a alta passou a estar enquadrada como de média suscetibilidade à erosão.

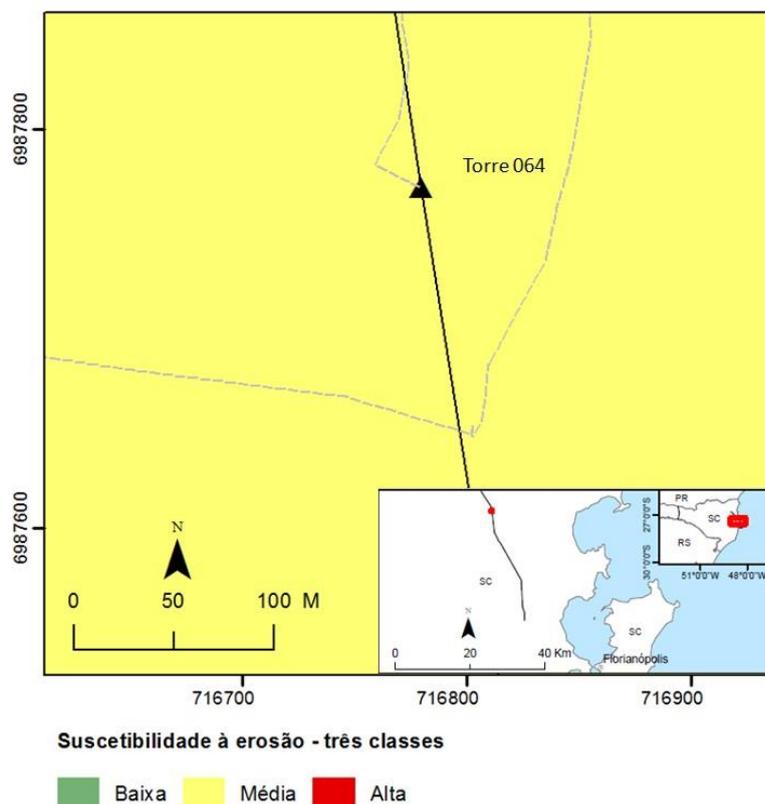


Figura 6 – Resultado da suscetibilidade à erosão para a área de influência da torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau utilizando três classes.

Na tabela 4 consta a classificação quanto à suscetibilidade à erosão da área de influência direta do estudo.

Ao analisar os dados da tabela 4, pode-se ter a impressão que a LT 525 kV Salto Santiago – Itá é mais suscetível a ocorrência de processos erosivos já que possui uma maior representatividade das classes alta e muito alta (22,8%) - comparada aos 20,2% da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau. Contudo, se incluirmos na comparação a classe média a alta pode-se perceber que há uma alteração já que a LT BIG-BLU apresenta 88,5% da sua área de influência nessas três classes mais críticas contra 55% da LT SSA-YTA.

Tabela 4 - Suscetibilidade à erosão na área de influência da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau (LT BIG-BLU) e na LT 525 kV Salto Santiago – Itá (LT SSA-YTA).

SUSCETIBILIDADE	REPRESENTATIVIDADE %	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Baixa	0,0	0,0
Baixa à Média	0,0	4,0
Média	11,5	41,0
Média à alta	68,1	32,2
Alta	20,2	22,7
Muito alta	0,2	0,1
Total	100	100

Suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa

Na tabela 5 pode ser visualizados os dados de representatividade da suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa das LTs em estudo.

Apesar de em ambas as LTs predominarem a ocorrência de áreas de baixa suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa, a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau é claramente mais sensível a ocorrência desses eventos sendo que 62,6% da área estão classificadas como de alta (32,5%) ou média (30,1%) suscetibilidade. Já na LT 525 kV Salto Santiago – Itá as classes alta e média correspondem, respectivamente, a 16,1% e 21,7%.

Tabela 5 - Suscetibilidade à movimentos gravitacionais de massa na área de influência da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau (LT BIG-BLU) e na LT 525 kV Salto Santiago – Itá (LT SSA-YTA).

SUSCETIBILIDADE	REPRESENTATIVIDADE %	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Baixa	37,4	62,2
Média	30,1	21,7
Alta	32,5	16,1
Total	100	100

Fonte: Recorte (buffer de 200 m do eixo das LTs 525 kV Salto Santiago – Itá e Biguaçu – Blumenau) da carta de suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa para a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau e Suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa para a LT 525 kV Salto Santiago – Itá

Na Figura 7 pode ser visualizada a classificação da suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa para a área de influência da Torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau. No caso específico a área de influência da citada torre possui somente áreas de baixa e média suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa.

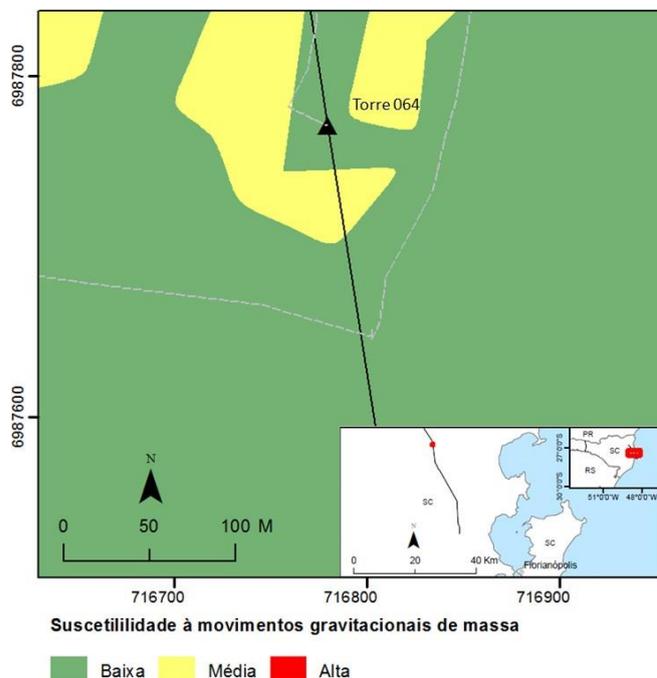


Figura 7 – Suscetibilidade à movimentos gravitacionais de massa para a área de influência da torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau.

Suscetibilidade a inundações

Na tabela 6 pode ser visualizados os dados de representatividade da suscetibilidade a inundações das LTs em estudo.

A LT 525 kV Biguaçu – Blumenau, também está localizada em áreas mais suscetíveis a ocorrência de inundações sendo que 15,4% de suas áreas estão classificadas como de alta (9,9%) ou média (5,5%) suscetibilidade. Já para a LT 525 kV Salto Santiago – Itá as classes alta e média correspondem, respectivamente, a 6,3% e 9,3%.

Tabela 6 - Suscetibilidade à inundações na área de influência da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau (LT BIG- BLU) e na LT 525 kV Salto Santiago – Itá (LT SSA-YTA).

SUSCETIBILIDADE	REPRESENTATIVIDADE %	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Nula	82,1	89,2
Baixa	2,5	1,3
Média	5,5	3,2

Alta	9,9	6,3
Total	100	100

Fonte: Recorte (buffer de 200 m do eixo das LTs 525 kV Salto Santiago – Itá e Biguaçu – Blumenau) da carta de suscetibilidade a inundações para a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau e Suscetibilidade a inundações para a LT 525 kV Salto Santiago – Itá

Na Figura 8 pode ser visualizada a classificação da suscetibilidade a inundações para a área de influência da Torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau. No caso específico a área de influência da citada torre possui áreas de baixa, média, alta e nula suscetibilidade a inundações.

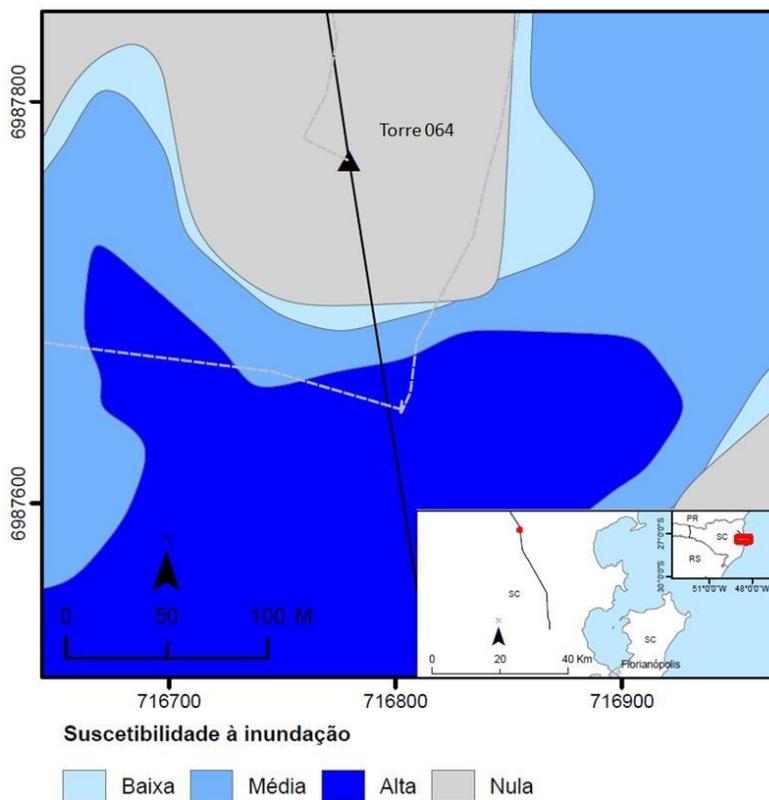


Figura 8 - Suscetibilidade à inundações para a área de influência da torre 064 da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau.

No Anexo 6 pode ser visualizado o Mapa de Suscetibilidade à Inundações da área de estudo.

SUSCETIBILIDADE LOCAL

Para a definição da suscetibilidade local os dados cartográficos (camadas) relacionadas à suscetibilidade à erosão, movimentos gravitacionais de massa e inundações foram comparadas

entre si pelos participantes do estudo, sendo atribuído para cada uma um peso que correspondia a sua importância, em percentual, para a composição da sensibilidade a ocorrência de danos nas estruturas das torres de transmissão de energia devido a ocorrência de chuvas intensas.

Neste estudo considerou-se que tanta a suscetibilidade à erosão como a suscetibilidade à movimentos gravitacionais de massa possuem igual importância (40% cada) sendo que a suscetibilidade a inundações possui uma menor importância (20%). Essa diferença deve-se ao fato que as inundações tendem gerar poucos danos e estão mais associados a restrições de acesso as estruturas. Já a ocorrência de movimentos gravitacionais de massa e processos erosivos tende de maneira geral a aumentar as atividades de manutenção (em especial em acessos), sendo que o primeiro também pode ser responsável, apesar de ser bem mais raro, por causar danos estruturais graves que irão requerer a adoção de medidas emergências de recomposição da infraestrutura.

Na figura 9 pode ser visualizada a composição da suscetibilidade local.

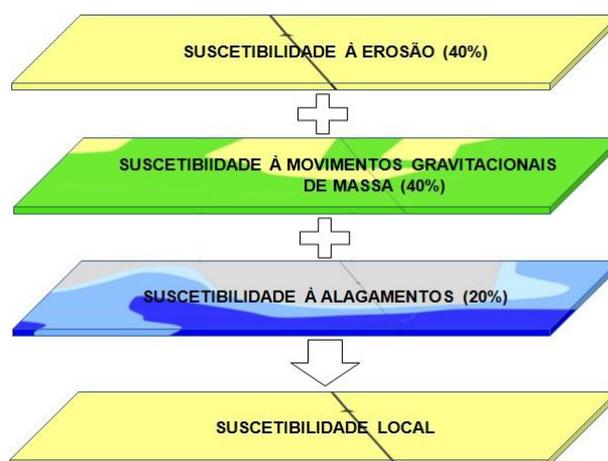


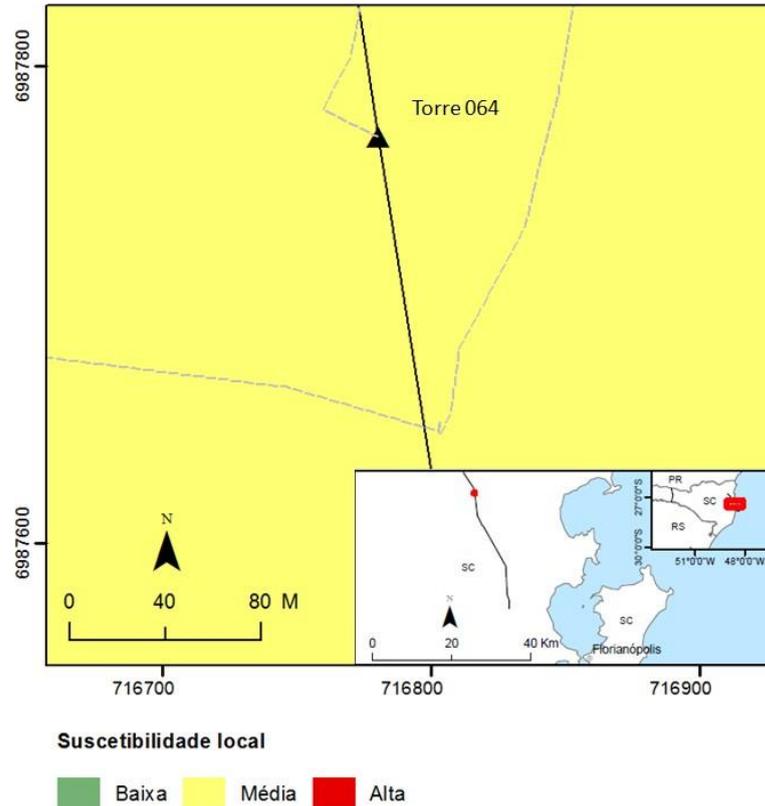
Figura 9 – Composição da suscetibilidade local.

Considerando os dados de suscetibilidade local apresentados na tabela 4, pode-se verificar que as duas LTs analisadas neste estudo possuem suscetibilidades locais semelhantes, onde predominam majoritariamente áreas de média suscetibilidade, sendo 91,1 % na LT 525 kV Biguaçu – Blumenau e 90,8% na LT 525 kV Salto Santiago – Itá, a primeira LT também possui uma representatividade maior para a classe alta (8,9%) em comparação com os 6,6% da segunda LT.

Na tabela 7 pode ser visualizados os dados de representatividade da suscetibilidade Local das LTs em estudo.

Tabela 7 - Suscetibilidade local na área de influência da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau (LT BIG-BLU) e na LT 525 kV Salto Santiago – Itá (LT SSA-YTA).

SUSCETIBILIDADE LOCAL	REPRESENTATIVIDADE %	
	LT BIG-BLU	LT SSA-YTA
Baixa média	17,7	48,4
Média	40,6	23,6
Média a Alta	41,4	27,8
Alta	0,3	0,2
Total	100	100



Considerações finais

Quanto aos resultados desse estudo cabe algumas considerações:

a) A classificação quanto à suscetibilidade a erosão da classe de uso do solo “área antropizada” pode ser de difícil padronização quando a área de estudo tem um caráter mais macro, como é o caso das LTs deste estudo, visto que tendem a existir diferenças significativas entre o manejo do solo e a utilização de práticas conservacionistas entre diferentes regiões. Neste caso, o predomínio de áreas agrícolas no oeste foi responsável pela LT 525 kV Salto Santiago – Itá não apresentar uma suscetibilidade a erosão significativamente menor que a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau, já que neste estudo optou-se por não diferenciar as notas de suscetibilidade para uma mesma classe de uso do solo;

b) A utilização de dados cartográficos para a identificação, qualificação e quantificação de fatores envolvidos em processos físicos e bióticos que tenham influência significativa para a ocorrência de eventos climáticos que possam gerar danos as infraestrutura mostra-se uma metodologia adequada, em especial, quando o serviço público envolvido for linear (transmissão e distribuição de energia, estradas, gasodutos, etc) e abranger áreas extensas;

c) Apesar do limiar climático analisado no protocolo estar relacionado a chuvas intensas (nº de dias de chuva com volume superior a 100 mm/dia), parâmetros como a duração do

período chuvoso e a frequência também são muito relevantes para a ocorrência de eventos relacionados a processos erosivos, movimentos gravitacionais de massa e inundações visto que uma maior quantidade de chuva (chuva acumulada) e um menor intervalo de tempo também irá afetar a capacidade do solo de absorver a água propiciando a saturação do solo e ocasionando escoamento superficial. A não inclusão desses parâmetros como limiares climáticos de análise é um fator limitante e que poderá vir a ser incluído nas próximas análises do Protocolo;

REFERÊNCIAS

AMARAL, A., J. do. Fator cobertura e manejo da Equação Universal de Perda de Solo para soja e trigo em um cambissolo húmico alumínico submetido a diferentes sistemas de manejo. Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Ciência do Solo. Universidade do Estado de Santa Catarina- UDESC. Lages, 2006. Disponível em: <https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/146744/1/Dissertacao-andre-julio-do-amaral-2006.pdf>. Acesso em ago./2019.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA. Serviço Nacional de Levantamento e Conservação de Solos (Rio de Janeiro, RJ). Súmula da 10. Reunião Técnica de Levantamento de Solos. Rio de Janeiro:1979. 83p.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA. Solos do Estado de Santa Catarina. Embrapa Solos, Rio de Janeiro, 2004. Disponível em <<https://www.infoteca.cnptia.embrapa.br>>, acesso em dez./2018.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA. Levantamento de reconhecimento dos solos do Estado de Santa Catarina. Embrapa Solos, Rio de Janeiro, 2004. Escala 1:250.000. Disponível em <<https://www.infoteca.cnptia.embrapa.br>>, acesso em dez./2018

FUNDAÇÃO BRASILEIRA PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL - FBDS. Uso e Cobertura. In: Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros. Rio de Janeiro: 2018. Escala 1: 25.000. Disponível em <http://www.fbds.org.br/>. Acesso ago./2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. Manual técnico de pedologia. Coordenação de Recursos Naturais e Estudos Ambientais. - 3. ed. - Rio de Janeiro, 2015.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS Espaciais - INPE. Topodata: banco de dados geomorfométricos do Brasil. Cartas Declividade. Arquivos formato tif, Escala 1:250.000. Disponível em <<https://www.webmapit.com.br/inpe/topodata/>>, acesso em dez./2018.

SANTOS, H. G. *et al.* Sistema Brasileiro de Classificação de Solos. 5ª edição revisada e ampliada. Brasília, DF : Embrapa, 2018. E-book. Disponível em <<https://www.embrapa.br/busca-de-publicacoes/-/publicacao/1094003/sistema-brasileiro-de-classificacao-de-solos>>, acesso em dez./2018.

SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL – CPRM. Manual de procedimentos básicos para modelagens das cartas suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa e inundações. Arquivo digital disponibilizado pela Defesa Civil do Estado de Santa Catarina. 2018.

SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL – CPRM. Cartas suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa e inundações. Arquivos geodatabase disponibilizado pela Defesa Civil do Estado de Santa Catarina. 2018.

SOUSA, D. M. G.; LOBATO, E. Latossolos. Embrapa, 2019.

Disponível em: <

http://www.agencia.cnptia.embrapa.br/Agencia16/AG01/arvore/AG01_96_10112005101956.html>. Acesso mar./2019.

Anexo C - Critério Operacionais no âmbito do Protocolo PIEVC

Critério Operacionais no âmbito do Protocolo PIEVC

Introdução

Quando uma Linha de Transmissão (LT) é inserida no Sistema Elétrico, o agente transmissor proprietário firma um contrato com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) chamado CPST (Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão) no caso da Rede Básica (tensões de 230 kV ou superior, redes de interligação de áreas de mercado ou ainda redes de interesse de operação do ONS).

Neste documento são fixadas as receitas financeiras (associado ao valor do leilão, por exemplo) e as capacidades operativas da nova LT. Estas capacidades operativas são informadas pelo agente transmissor e o ONS deve operar o sistema respeitando os limites impostos, com os quais são chamados de limites operacionais.

Na operação em tempo real (“online”), a meteorologia no entorno da LT varia consideravelmente, para qualquer sazonalidade, e a capacidade real deste elemento de infraestrutura sofrerá aumentos/diminuições dinâmicos. Neste aspecto, é imprescindível o conhecimento físico da LT por parte da transmissora para minimizar os riscos incorridos. Na questão da sazonalidade, no âmbito apenas da operação, períodos definidos como verão dia (VD), verão noite (VN), inverno dia (ID) e inverno noite (IN) são considerados pelo ONS nos estudos de operação de curto-prazo (horizonte quadrimestral e mensal) [1].

O projeto de uma linha de transmissão em solo nacional segue recomendações da norma brasileira ABNT NBR 5422, ao qual está sendo revisada até a data de publicação desse documento, prevendo em futuros projetos a adoção do conceito de ampacidade estatística que será mais bem detalhada na seção 2.

Além da capacidade, há o requisito mínimo de desempenho de uma LT no que se refere à frequência de desligamentos (ou taxa de falha) devido às descargas atmosféricas dentro de uma janela de tempo pré-definida. No caso brasileiro, para LTs iguais ou superiores a

345 kV, esta taxa deve ser igual ou inferior a um desligamento para cada 100 km por ano [2]. Quando uma descarga atmosférica atinge um cabo de blindagem (ou cabo guarda), a depender das sobretensões desenvolvidas na torre, o serviço de transmissão de energia pode ser interrompido momentaneamente.

O critério de desempenho frente às descargas atmosféricas está relacionado à isolamento elétrica (suportabilidade) enquanto o critério de capacidade operativa está associado à temperatura dos condutores. Por isso, ambos os aspectos devem ser discutidos separadamente.

Este documento foi dividido em duas seções conceituais/técnicas, pois cada uma tem particularidades do ponto de vista de critérios de desempenho operativo. A seção 2 trata da capacidade operativa e a seção 3 apresenta o desempenho frente às descargas atmosféricas. Por fim a seção 4 conclui os resultados obtidos.

Capacidade Operativa

Conceito de Capacidade Operativa

A capacidade de uma linha de transmissão é definida por sua temperatura de projeto, pelas características do cabo condutor e pelas condições meteorológicas ao longo da LT. A temperatura de projeto é uma condição limite de operação em regime permanente (algum ponto de operação estável eletricamente), definida em projeto (NBR 5422/1985), que resulta em um abaixamento dos cabos condutores à distância cabo-solo mínima normatizada (Figura 1).

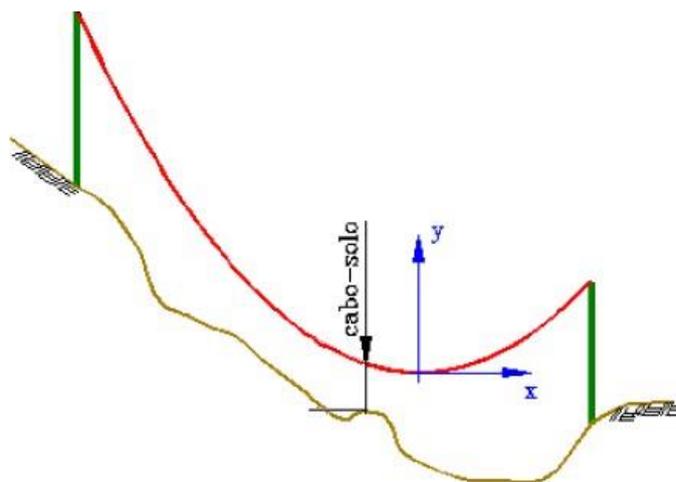


Figura 1: Esquema ilustrativo da distância cabo-solo mínima normatizada.

Ao se garantir que a temperatura superficial do cabo condutor não exceda a temperatura de projeto, minimizam-se os riscos associados. No âmbito da Operação, é necessário definir qual será a capacidade operativa das LTs, ou seja: a corrente que, ao fluir pelos cabos condutores da LT, elevará sua temperatura até a temperatura de projeto.

Para relacionar corrente elétrica e temperatura superficial do cabo condutor, deve-se estimar/medir outros parâmetros: **ventos (velocidade e direção), temperatura ambiente e radiação solar.**

Atualmente, a Operação de linhas de transmissão no Brasil considera a abordagem determinística tanto para assinatura do CPST quanto para operação sazonal nos âmbitos de curto prazo. Isso significa que condições de referência são usadas para determinar a temperatura superficial do condutor, a saber:

- Velocidade de vento entre 0,61 e 1 m/s;
- Direção do vento perpendicular ao eixo da torre/LT (90°);
- Temperatura ambiente igual à média das máximas diárias do verão;
- Radiação solar igual a 1000 W/m².

Em regime permanente, a temperatura do cabo condutor pode ser considerada constante, assim como a corrente elétrica, a radiação solar, o vento e a temperatura ambiente. A equação 1 expressa o equilíbrio térmico no cabo condutor, derivada do modelo Cigré [3] e utilizada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) como procedimento para determinar a capacidade de LTs da Rede Básica [4].

Onde:

- = Parcela de ganho de calor por efeito Joule;
- = Parcela de ganho de calor devido radiação solar difusa;
- = Parcela de perda de calor por convecção devido a passagem do vento pelo cabo condutor;
- = Parcela de perda de calor por irradiação no cabo condutor.

A Figura 2 contém uma ilustração que apresenta aspectos da equação de equilíbrio térmico (Eq. 1) das potências geradas e dissipadas na LT.

A parcela (Parcela de Efeito Joule) é uma potência gerada pela LT devido à passagem da corrente elétrica nos cabos condutores. Outra parcela responsável pelo aumento de temperatura é a (Parcela Ganho Solar). Esta está associada à potência devido à absorção de calor do cabo condutor pelo sol.

No lado direito da equação, estão as parcelas responsáveis por diminuir a temperatura do cabo condutor. A primeira é a (Parcela Convecção) e está relacionada à retirada de calor do cabo condutor pelo vento. E, finalmente, a parcela (Parcela Radiação), cujo valor representa a perda de calor por irradiação.

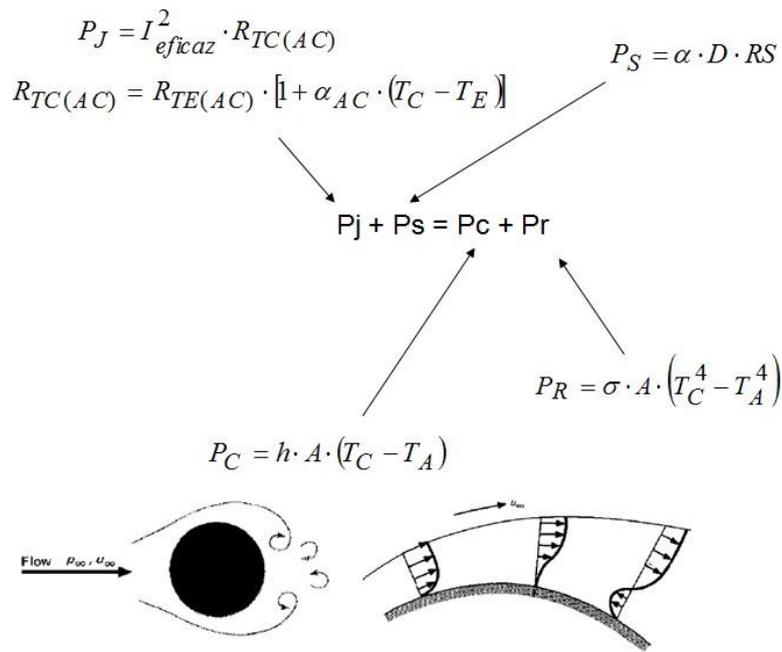


Figura 2: Esquema ilustrativo da equação de equilíbrio térmico de uma LT.

A norma ABNT NBR 5422 que rege o projeto de linhas de transmissão, e que em uma de suas seções trata da capacidade, está sendo revisada e prevê que o conceito de risco térmico e ampacidade estatística sejam usados em projetos após sua publicação (revisão).

Como visto anteriormente, a temperatura superficial do condutor depende de variáveis climáticas que interagem simultaneamente. Os dados dessas variáveis podem ser extraídos de estações meteorológicas próximas da região onde passa a LT ou então obtidas por simulação numérica através de um processo conhecido como downscaling (técnica de espacialização) que transfere as variáveis climáticas em pontos específicos da LT.

Com a série de dados dessas variáveis climáticas, pode então ser obtida uma distribuição de temperaturas superficiais do condutor, com o qual podemos relacionar ao estudo de ampacidade estatística. De posse dessa distribuição é possível se calcular a probabilidade de ultrapassagem de um dado valor de temperatura superficial do condutor, por exemplo e por conveniência, idêntica a temperatura de projeto. Essa probabilidade de ultrapassagem dessa temperatura de referência (ou de projeto) é então definida como risco térmico. A Figura 3 ilustra a distribuição das temperaturas superficiais do condutor, as probabilidades e o risco térmico.

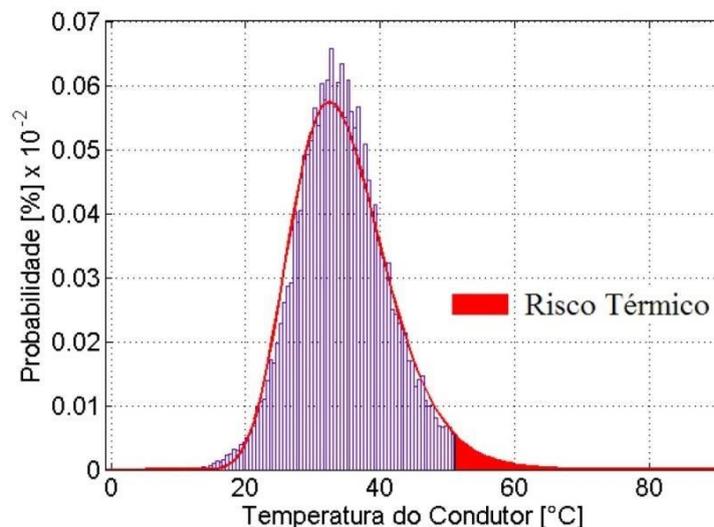


Figura 3: Distribuição de temperaturas e risco térmico. Fonte [5].

O risco térmico expressa o tempo com a qual a LT irá operar com distância cabo-solo abaixo da normalizada. Para efeitos de entendimento, se a série das variáveis climáticas correspondem a 30 anos de medição (10950 dias ou 262800 horas) e admite-se um risco térmico de 5% para condições de operação normal, o total de dias que se incorre risco de ultrapassar a distância cabo-solo é de 547,5. Na prática, é exatamente isso que acontece pois as variáveis climáticas tem um caráter estatístico devido às suas respectivas distribuições ao longo do tempo. A equação 2 define o risco térmico [6].

Condições de Referência de Capacidade Operativa

A capacidade operativa está relacionada à ampacidade da linha de transmissão para uma dada condição meteorológica e na temperatura de projeto do cabo condutor.

Por exemplo, para reproduzir a capacidade operativa normatizada das LTs 525 kV Itá – Salto Santiago C1 e 525 kV Biguaçu - Blumenau, objetos da aplicação do Protocolo PIEVC na Eletrosul, considerou-se os seguintes parâmetros:

- a) LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1
 - Cabo: 4x **GROSBEAK** por fase
 - Temperatura de Projeto: **60 °C**
 - Temperatura Ambiente: **25,3 °C**
 - Vento: **0,61 m/s** (norma exige menor ou igual a 1 m/s)
 - Radiação Solar: **1000 W/m²** (verão – sol a pino)

Ao aplicar o modelo exemplificado da Figura 2, neste caso, o resultado é 2599 A. Ou seja, ao fluir esta corrente pela LT, nas condições meteorológicas citadas, a LT atinge 60 °C e, teoricamente, seus condutores abaixam até a distância cabo-solo normatizada.

b) LT 525 kV Biguaçu – Blumenau

- Cabo: 4x **RAIL** por fase
- Temperatura de Projeto: **65 °C**
- Temperatura Ambiente: **34,5 °C**
- Vento: **0,61 m/s** (norma exige menor ou igual a 1 m/s)
- Radiação Solar: **1000 W/m²** (verão – sol a pino)

Ao aplicar o mesmo modelo, neste caso, o resultado é 2920 A. Esta corrente fluindo pela LT, nas condições meteorológicas citadas, a LT atinge 65 °C e, teoricamente, seus condutores abaixam até a distância cabo-solo normatizada.

Ambos os valores, 2599 A para a LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1 e 2920 A para a LT 525 kV Biguaçu – Blumenau fazem parte do CPST e, portanto, são capacidades nominais disponíveis ao sistema elétrico interligado (SIN – sistema interligado nacional).

Risco Térmico da LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1

O grande desafio da definição de capacidades operativas reside no fato de que a LT é um corpo extenso e a meteorologia pode variar significativamente ao longo da mesma. A variável que mais influencia na temperatura do condutor é o vento. É justamente o vento que mais varia durante a operação da LT e também é a variável mais difícil de medir com exatidão para aplicação em capacidade de LTs. Depois do vento, a temperatura ambiente teria uma importância secundária e por fim, a radiação solar.

Com o intuito de se avaliar o risco de ultrapassagem da distância cabo solo, na condição da temperatura de projeto considerada na assinatura do CPST, foram avaliados 21 pontos através de simulação numérica disponibilizados pelos climatologistas parceiros do projeto CSI. As variáveis foram dispostas em intervalos de 3 em 3 horas. Estes pontos estão localizados no estado de Santa Catarina e exatamente na posição geográfica que a LT percorre.

Estes pontos podem ser visualizados na Figura 4.

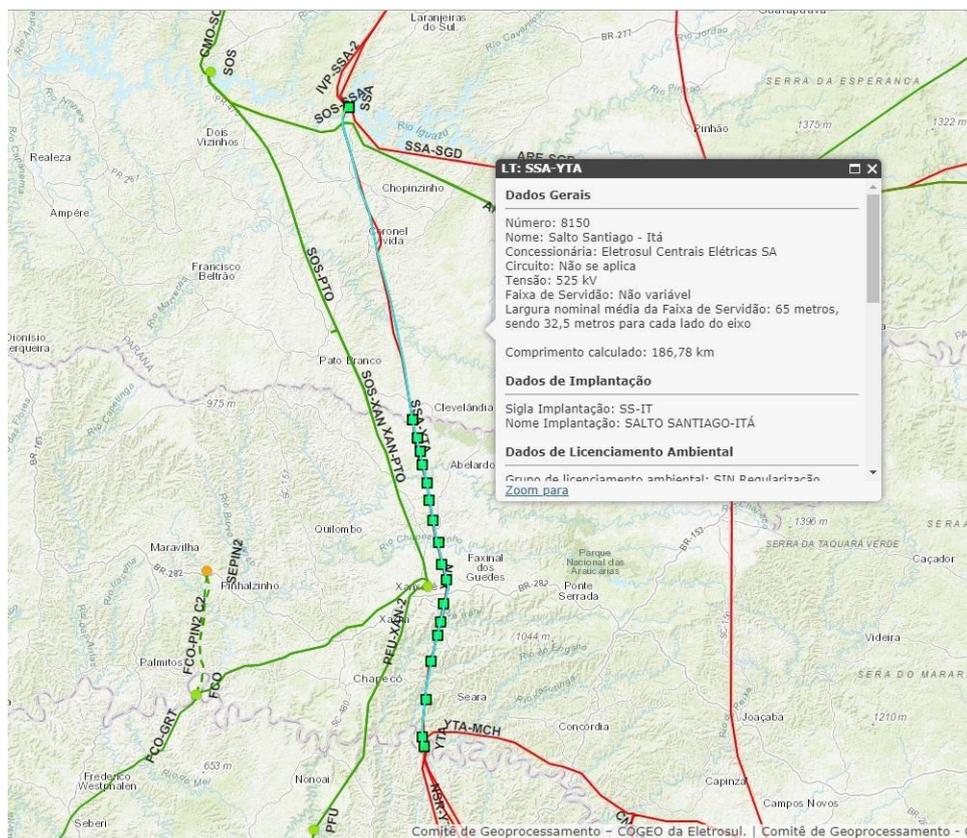


Figura 4: Pontos com variáveis climáticas (quadrados verdes).

De posse desses pontos, foram obtidas 84 distribuições de temperaturas superficiais do condutor, uma para cada sazonalidade.

A Figura 5 apresenta o risco térmico mais severo dentre todas as distribuições para o período climático definido como histórico (de 01/01/1975 até 31/12/2010), ou seja 35 anos de dados.

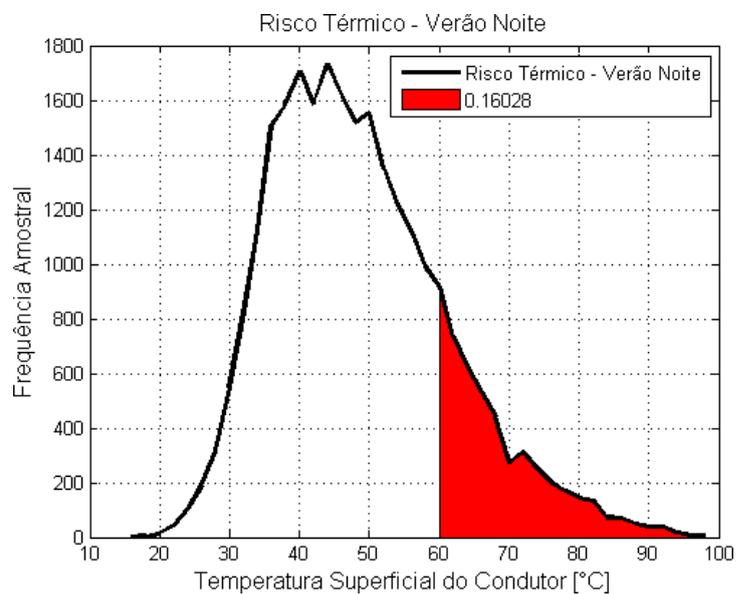


Figura 5: Risco térmico máximo – Período Histórico (valor em por unidade).

Do mesmo modo, as Figuras 6 e 7 apresentam os riscos térmicos para os mesmos pontos, considerando os cenários futuros (de 01/01/2010 até 31/12/2040) derivados da quantidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE) definidos como RCP4.5 e RCP8.5.

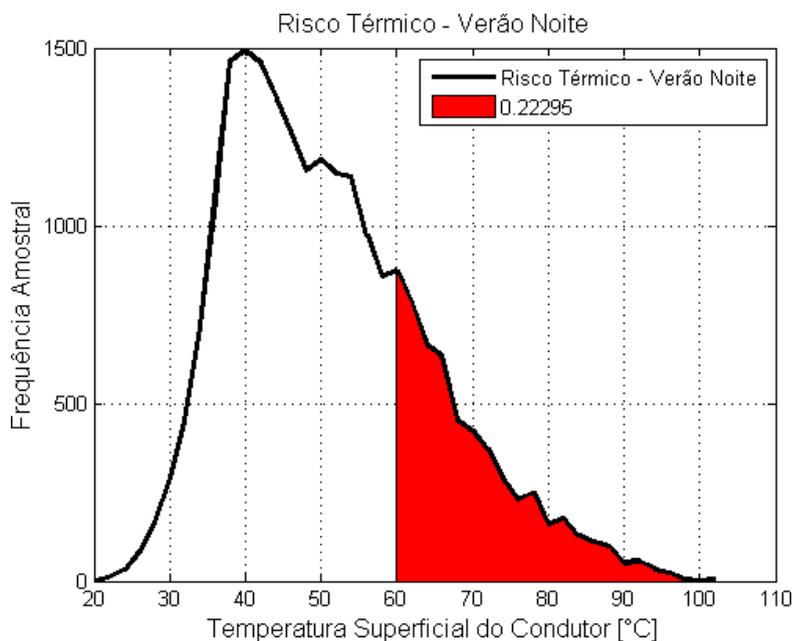


Figura 6: Risco térmico máximo – Período RCP4.5 (valor em por unidade).

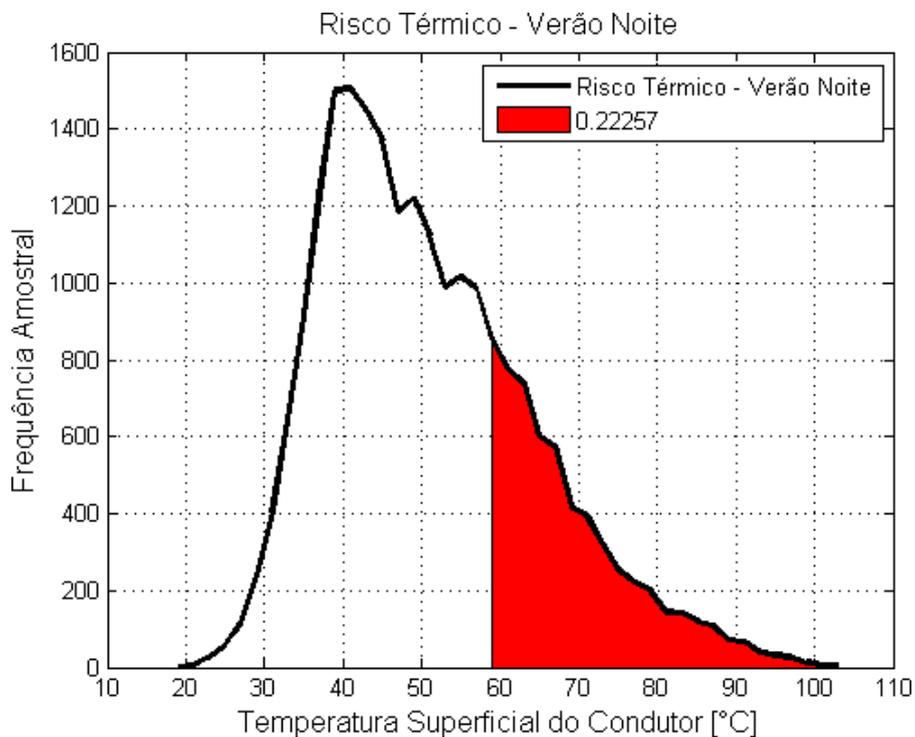


Figura 7: Risco térmico máximo – Período RCP8.5 (valor em por unidade).

Baseado nos resultados obtidos, determinam-se faixas de valores que associam o risco térmico diretamente com o risco operacional sob óptica do Protocolo PIEVC conforme Tabela 1.

Tabela 1: Risco operacional capacidade – LT 525kV Itá – Sato Santiago.

LT 525kV - ITÁ - SALTO SANTIAGO		
	Risco Térmico	Nível
Risco Operacional Capacidade	$0 < RT \leq 0.10$	BAIXO
	$0.10 < RT \leq 0.15$	MÉDIO
	$RT > 0.15$	ALTO

Com o intuito de avaliar os riscos térmicos em todos os pontos calculados e sua evolução com os cenários futuros considerados, as Tabelas 2 e 3 sintetizam os resultados para cada sazonalidade.

Tabela 2: Sumário dos riscos térmicos (Valores destacados são os maiores na amostra).

LT 525kV - ITÁ - SALTO SANTIAGO				
Risco Térmico - Histórico				
Ponto	VD	VN	ID	IN
1	6.04%	13.27%	1.82%	4.01%
2	1.23%	6.02%	0.31%	1.32%
3	1.38%	6.17%	0.38%	1.43%
4	1.38%	6.17%	0.38%	1.43%
5	2.82%	8.75%	0.85%	2.32%
6	3.03%	8.67%	0.88%	2.34%
7	1.61%	6.30%	0.43%	1.64%
8	1.55%	6.37%	0.46%	1.59%
9	2.47%	8.15%	0.73%	2.25%
10	1.66%	6.22%	0.42%	1.64%
11	1.34%	5.19%	0.32%	1.31%
12	1.76%	5.79%	0.42%	1.59%
13	2.83%	7.36%	0.71%	2.16%
14	2.52%	6.86%	0.58%	1.97%
15	2.52%	6.86%	0.58%	1.97%
16	3.32%	8.23%	0.81%	2.44%
17	2.88%	7.13%	0.69%	1.93%
18	2.92%	6.77%	0.74%	2.07%
19	5.00%	9.75%	1.37%	3.10%
20	11.29%	16.03%	3.87%	6.67%
21	11.29%	16.03%	3.87%	6.67%

Tabela 3: Sumário da evolução com os cenários futuros (valores em laranja representam as maiores diferenças positivas)

LT 525kV - ITÁ - SALTO SANTIAGO																
Risco Térmico - RCP 4.5								Risco Térmico - RCP 8.5								
Ponto	VD	Diferença	VN	Diferença	ID	Diferença	IN	Diferença	VD	Diferença	VN	Diferença	ID	Diferença	IN	Diferença
1	6.73%	11.38%	17.70%	33.36%	2.26%	24.11%	4.87%	21.38%	6.42%	6.25%	18.66%	40.59%	2.45%	34.54%	5.52%	37.58%
2	1.78%	44.59%	9.30%	54.51%	0.50%	60.00%	1.64%	24.29%	1.74%	41.34%	10.58%	75.83%	0.53%	69.60%	2.11%	59.92%
3	2.11%	52.56%	9.45%	53.04%	0.55%	45.47%	1.87%	31.00%	2.14%	54.73%	10.60%	71.67%	0.62%	63.98%	2.19%	53.42%
4	2.11%	52.56%	9.45%	53.04%	0.55%	45.47%	1.87%	31.00%	2.14%	54.73%	10.60%	71.67%	0.62%	63.98%	2.19%	53.42%
5	3.77%	33.69%	12.65%	44.57%	1.24%	45.88%	2.75%	18.53%	3.81%	35.11%	13.84%	58.17%	1.24%	45.88%	3.20%	37.93%
6	3.94%	30.03%	12.60%	45.33%	1.26%	43.18%	2.72%	16.24%	3.76%	24.09%	13.76%	58.71%	1.23%	39.77%	3.31%	41.45%
7	2.33%	44.72%	9.61%	52.54%	0.68%	58.14%	1.95%	18.90%	2.38%	47.83%	10.84%	72.06%	0.71%	65.12%	2.27%	38.41%
8	2.32%	49.68%	9.60%	50.71%	0.67%	45.65%	1.93%	21.38%	2.33%	50.32%	10.76%	68.92%	0.68%	47.83%	2.28%	43.40%
9	3.61%	46.15%	11.40%	39.88%	0.95%	30.14%	2.66%	18.22%	3.55%	43.72%	12.54%	53.87%	1.03%	41.10%	3.06%	36.00%
10	2.49%	50.00%	9.45%	51.93%	0.60%	42.86%	1.88%	14.63%	2.54%	53.01%	10.52%	69.13%	0.60%	42.86%	2.35%	43.29%
11	1.91%	42.54%	7.94%	52.99%	0.45%	40.63%	1.38%	5.34%	2.05%	52.99%	8.74%	68.40%	0.45%	40.63%	1.78%	35.88%
12	2.57%	46.02%	9.05%	56.30%	0.57%	35.71%	1.80%	13.21%	2.85%	61.93%	9.67%	67.01%	0.65%	54.76%	2.08%	30.82%
13	4.38%	54.77%	11.66%	58.42%	1.00%	40.85%	2.55%	18.06%	4.67%	65.02%	12.03%	63.45%	1.14%	60.56%	2.87%	32.87%
14	3.84%	52.38%	10.88%	58.60%	0.82%	41.38%	2.26%	14.72%	4.17%	65.48%	11.54%	68.22%	0.95%	63.79%	2.63%	33.50%
15	3.84%	52.38%	10.88%	58.60%	0.82%	41.38%	2.26%	14.72%	4.17%	65.48%	11.54%	68.22%	0.95%	63.79%	2.63%	33.50%
16	4.78%	43.98%	12.56%	52.61%	1.10%	35.80%	2.83%	15.98%	4.94%	48.80%	13.01%	58.08%	1.16%	43.21%	3.20%	31.15%
17	4.32%	50.00%	11.20%	57.08%	0.84%	21.74%	2.51%	30.05%	4.48%	55.56%	11.21%	57.22%	1.08%	56.52%	2.71%	40.41%
18	4.56%	56.16%	10.80%	59.53%	0.90%	21.62%	2.46%	18.84%	4.71%	61.30%	10.52%	55.39%	1.14%	54.05%	2.67%	28.99%
19	7.05%	41.00%	14.73%	51.08%	1.65%	20.44%	3.86%	24.52%	7.22%	44.40%	14.51%	48.82%	1.97%	43.80%	4.24%	36.77%
20	13.96%	23.65%	22.30%	39.11%	4.59%	18.60%	7.73%	15.89%	13.52%	19.75%	22.26%	38.86%	5.02%	29.72%	8.26%	23.84%
21	13.96%	23.65%	22.30%	39.11%	4.59%	18.60%	7.73%	15.89%	13.53%	19.84%	22.26%	38.86%	5.02%	29.72%	8.26%	23.84%

Risco Térmico da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau

No caso da LT 525 kV Biguaçu – Blumenau, a análise de sensibilidade é realizada da mesma maneira que no caso anterior objetivando visualizar a segurança da operação com 2920 A (valor de capacidade nominal).

Novamente o risco operacional será analisado a partir de 21 pontos de simulação numérica. Do mesmo modo, as variáveis foram dispostas em intervalos de 3 em 3 horas. Estes pontos também estão localizados no estado de Santa Catarina e exatamente na posição geográfica que a LT percorre. Estes pontos podem ser visualizados na Figura 8.

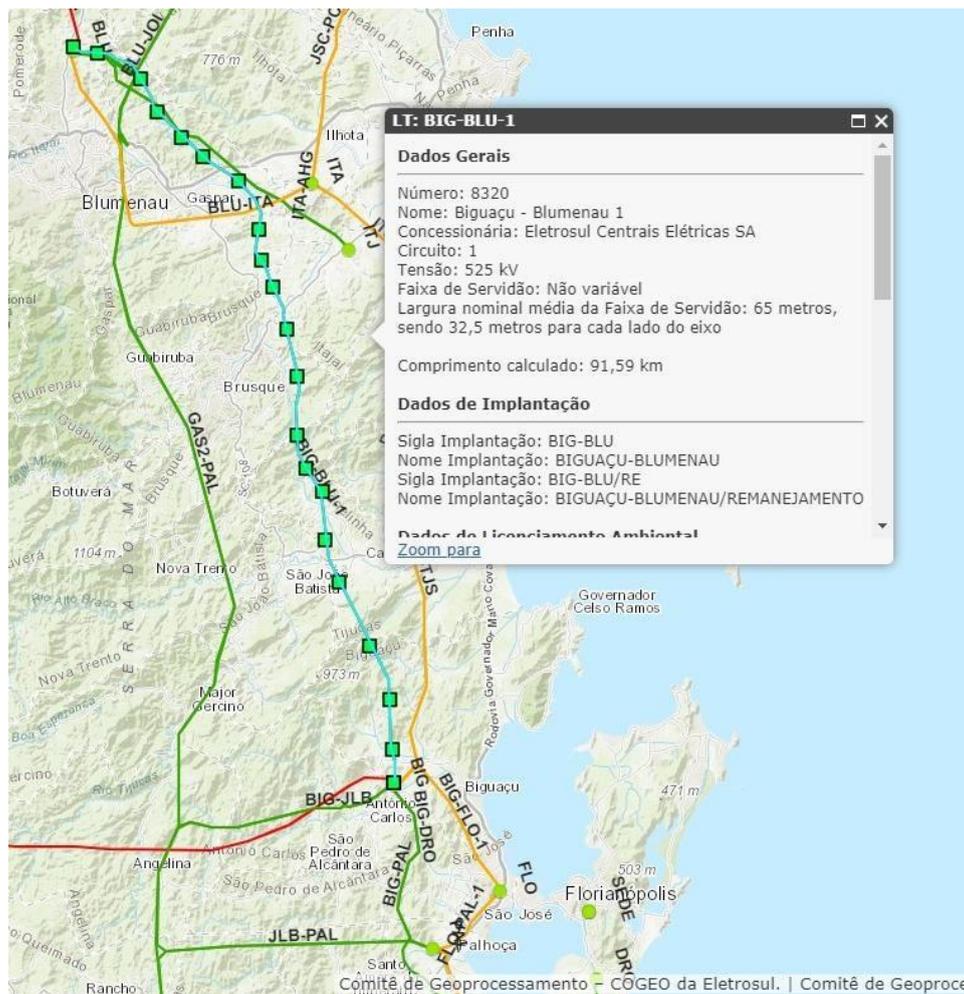


Figura 8: Pontos com variáveis climáticas (quadrados verdes).

De posse desses pontos, novamente foram obtidas 84 distribuições de temperaturas superficiais do condutor, uma para cada sazonalidade comentada na seção 1.

A Figura 9 apresenta o risco térmico mais severo dentre todas as distribuições para o período climático definido como histórico (35 anos de dados).

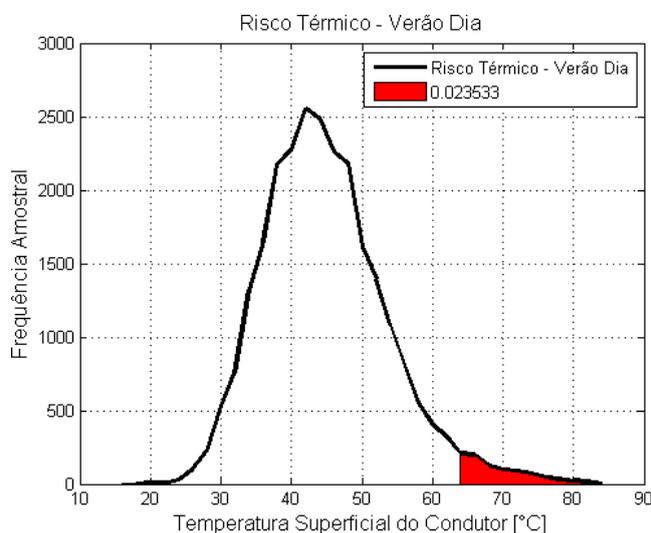


Figura 9: Risco térmico máximo – Período Histórico (valor em por unidade).

Do mesmo modo, as Figuras 10 e 11 apresentam os riscos térmicos para os mesmos pontos, considerando os cenários futuros (30 anos projetados) derivados da quantidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE) definidos como RCP4.5 e RCP8.5.

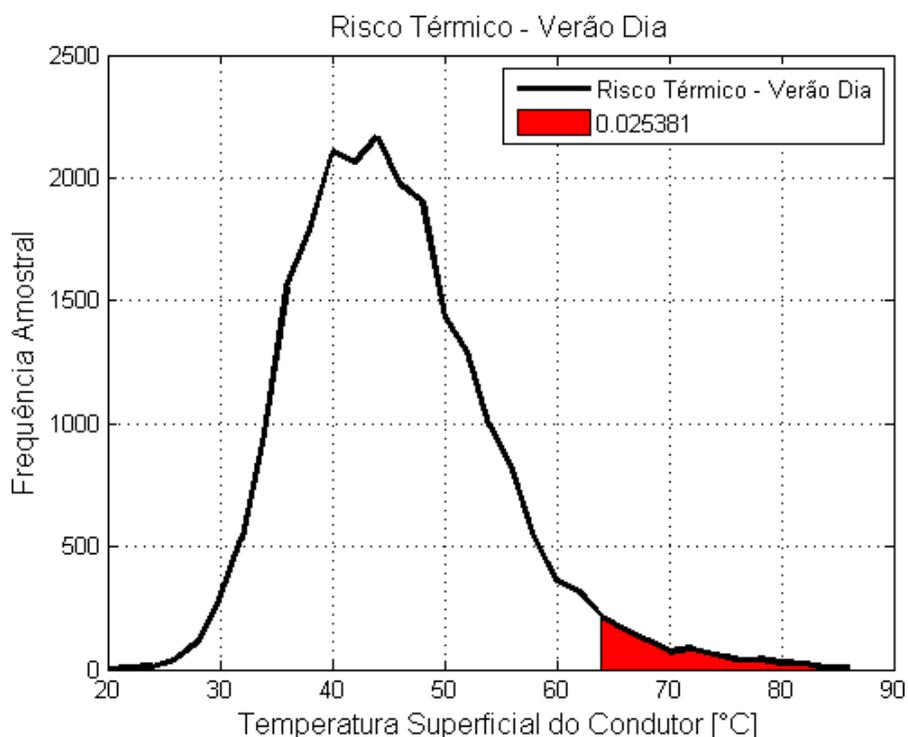


Figura 10: Risco térmico máximo – Período RCP4.5 (valor em por unidade).

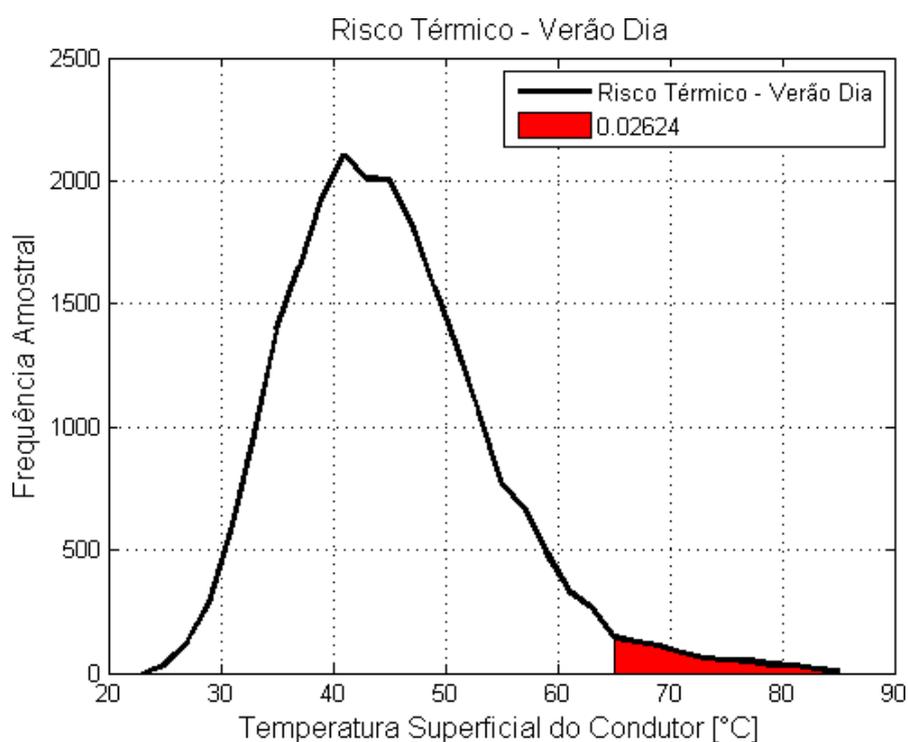


Figura 11: Risco térmico máximo – Período RCP8.5 (valor em por unidade).

Baseado nos resultados obtidos, determinam-se faixas de valores que associam o risco térmico diretamente com o risco operacional sob óptica do Protocolo PIEVC conforme Tabela 4.

Tabela 4: Risco operacional capacidade – LT 525kV Biguaçu – Blumenau.

LT 525kV - BIGUAÇU - BLUMENAU		
	Risco Térmico	Nível
Risco Operacional Capacidade	$0 < RT \leq 0.10$	BAIXO
	$0.10 < RT \leq 0.15$	MÉDIO
	$RT > 0.15$	ALTO

Com o intuito de avaliar os riscos térmicos em todos os pontos calculados e sua evolução com os cenários futuros considerados, as Tabelas 5 e 6 sintetizam os resultados para cada sazonalidade.

Tabela 5: Sumário dos riscos térmicos (Valores destacados são os maiores na amostra).

LT 525 KV BIGUAÇU - BLUMENAU				
Risco Térmico - Histórico				
Ponto	VD	VN	ID	IN
1	2.36%	1.06%	0.57%	0.53%
2	2.33%	0.94%	0.52%	0.45%
3	0.90%	0.40%	0.09%	0.13%
4	1.42%	0.54%	0.29%	0.28%
5	1.24%	0.55%	0.28%	0.26%
6	1.57%	0.68%	0.40%	0.48%
7	0.95%	0.35%	0.22%	0.20%
8	1.16%	0.47%	0.29%	0.26%
9	0.96%	0.37%	0.15%	0.16%
10	0.72%	0.28%	0.14%	0.13%
11	0.71%	0.29%	0.17%	0.19%
12	1.02%	0.46%	0.20%	0.20%
13	0.60%	0.33%	0.10%	0.15%
14	1.17%	0.73%	0.21%	0.23%
15	1.19%	0.49%	0.21%	0.17%
16	1.41%	0.61%	0.32%	0.33%
17	0.17%	0.21%	0.02%	0.05%
18	0.24%	0.17%	0.06%	0.10%
19	0.35%	0.25%	0.10%	0.08%
20	0.52%	0.24%	0.10%	0.15%
21	0.22%	0.13%	0.06%	0.05%

Tabela 6: Sumário da evolução com os cenários futuros (valores em laranja representam as maiores diferenças).

LT 525 KV BIGUAÇU - BLUMENAU																
Risco Térmico - RCP 4.5									Risco Térmico - RCP 8.5							
Ponto	VD	Diferença	VN	Diferença	ID	Diferença	IN	Diferença	VD	Diferença	VN	Diferença	ID	Diferença	IN	Diferença
1	2.54%	7.59%	1.00%	-5.28%	0.76%	32.21%	0.65%	22.09%	2.52%	6.74%	0.87%	-17.59%	0.98%	70.48%	0.83%	55.90%
2	2.52%	7.99%	0.86%	-8.40%	0.84%	62.48%	0.61%	35.14%	2.62%	12.27%	0.73%	-22.25%	0.99%	91.50%	0.80%	77.23%
3	0.87%	-3.75%	0.32%	-19.47%	0.20%	116.00%	0.12%	-8.52%	0.96%	6.21%	0.28%	-29.54%	0.22%	137.60%	0.20%	52.47%
4	1.37%	-3.66%	0.48%	-10.72%	0.59%	103.90%	0.33%	17.17%	1.34%	-5.77%	0.41%	-23.74%	0.54%	86.62%	0.46%	63.33%
5	1.17%	-5.56%	0.45%	-17.49%	0.51%	81.08%	0.32%	23.80%	1.24%	0.09%	0.38%	-30.33%	0.55%	95.29%	0.40%	54.75%
6	1.56%	-0.89%	0.51%	-24.76%	0.61%	52.03%	0.46%	-4.61%	1.48%	-5.97%	0.38%	-43.94%	0.70%	74.46%	0.60%	24.42%
7	0.86%	-9.16%	0.27%	-23.84%	0.30%	36.42%	0.24%	21.98%	0.82%	-13.38%	0.17%	-52.05%	0.35%	59.16%	0.29%	47.39%
8	1.14%	-2.14%	0.32%	-31.55%	0.33%	15.59%	0.37%	41.04%	1.08%	-7.29%	0.23%	-50.80%	0.47%	64.63%	0.34%	29.60%
9	0.78%	-18.61%	0.27%	-27.05%	0.22%	42.56%	0.21%	32.76%	0.81%	-15.48%	0.18%	-51.36%	0.31%	100.88%	0.18%	13.80%
10	0.63%	-12.59%	0.22%	-21.57%	0.20%	40.11%	0.22%	67.72%	0.67%	-7.04%	0.12%	-57.22%	0.27%	89.15%	0.19%	44.85%
11	0.60%	-15.84%	0.30%	2.68%	0.22%	26.72%	0.19%	2.60%	0.66%	-7.43%	0.18%	-38.39%	0.26%	49.76%	0.22%	18.80%
12	0.93%	-9.23%	0.41%	-10.05%	0.29%	47.39%	0.18%	-8.52%	0.93%	-9.23%	0.25%	-45.15%	0.29%	47.39%	0.26%	32.14%
13	0.52%	-13.89%	0.33%	0.84%	0.22%	111.20%	0.10%	-31.79%	0.52%	-13.89%	0.24%	-26.66%	0.17%	63.20%	0.17%	15.96%
14	1.15%	-1.61%	0.62%	-14.89%	0.34%	63.20%	0.17%	-25.32%	1.19%	1.82%	0.47%	-35.48%	0.43%	106.40%	0.35%	53.76%
15	1.06%	-11.08%	0.38%	-21.97%	0.34%	60.23%	0.27%	55.52%	0.90%	-24.51%	0.29%	-40.45%	0.41%	93.22%	0.26%	49.76%
16	1.43%	1.12%	0.43%	-29.70%	0.47%	46.78%	0.37%	11.52%	1.17%	-17.27%	0.41%	-32.97%	0.65%	102.99%	0.40%	20.56%
17	0.19%	13.42%	0.14%	-32.20%	0.05%	159.20%	0.05%	-7.43%	0.13%	-22.40%	0.08%	-61.25%	0.04%	107.36%	0.03%	-44.46%
18	0.25%	5.20%	0.14%	-18.33%	0.06%	-2.80%	0.06%	-37.79%	0.18%	-24.26%	0.08%	-53.33%	0.10%	62.00%	0.08%	-17.06%
19	0.37%	6.71%	0.16%	-35.83%	0.07%	-30.22%	0.11%	35.77%	0.32%	-7.71%	0.14%	-43.85%	0.14%	39.57%	0.14%	72.80%
20	0.43%	-17.63%	0.13%	46.18%	0.13%	24.80%	0.13%	-11.33%	0.43%	-17.63%	0.08%	-66.88%	0.19%	82.40%	0.09%	-38.61%
21	0.18%	-18.94%	0.05%	62.25%	0.05%	-19.00%	0.08%	72.80%	0.14%	-36.96%	0.05%	-62.25%	0.09%	45.80%	0.04%	-13.60%

Desempenho Frente às Descargas Atmosféricas

Conceitos

As linhas de transmissão são utilizadas para transportar energia elétrica através de longas distâncias. Para cumprir este papel, deve-se utilizar tensões elétricas elevadas (popularmente conhecidas como “voltagem” em jargão não técnico). As tensões elétricas mais comuns no Brasil, no sistema de transmissão, são 230.000 volt (230 kV) e 500.000 volt (500 kV). É válido ressaltar que tensão elétrica é sempre uma diferença de potencial. Portanto, 500.000 volt (500 kV) é a diferença de potencial entre dois pontos.

Como o solo (superfície terrestre) é um corpo de área muito grande (se comparado na escala das estruturas de transmissão de energia) e parcialmente condutor de energia elétrica

com densidade superficial de carga muito baixa, considera-se que ele é uma referência de potencial. Desta forma, as tensões elétricas são calculadas/medidas com relação a esta referência.

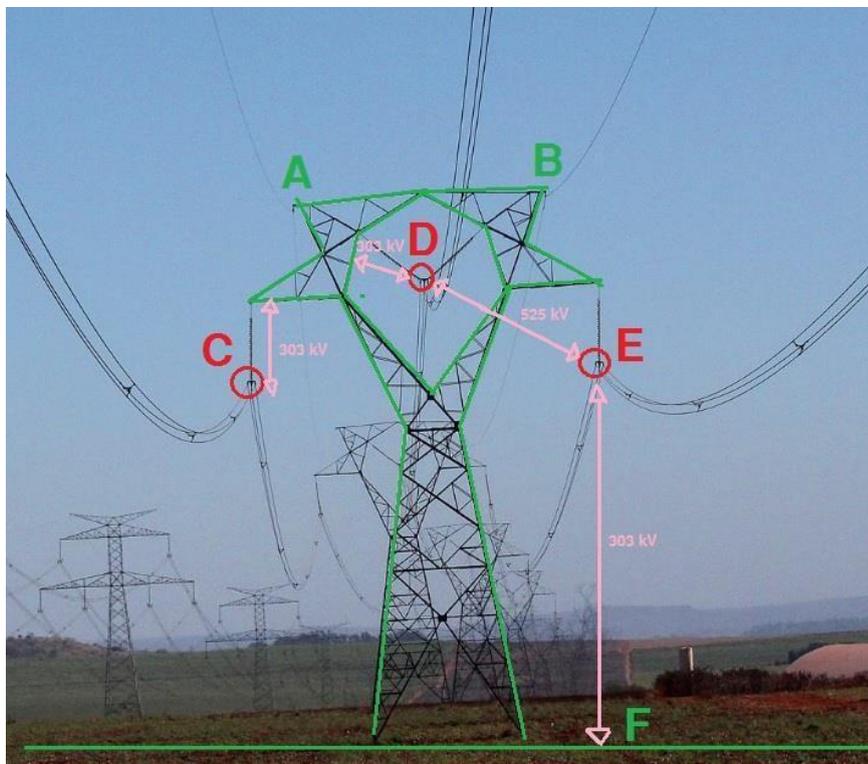


Figura 12: Perfil típico de uma linha de transmissão de transmissão.

Considerando a Figura 12, pode-se destacar:

- Região verde: referência de potencial (“potencial nulo”). Além do solo, a torre também é referência de potencial, pois está aterrada (em contato elétrico com o solo). Em uma boa aproximação pode-se dizer que esta região possui um potencial de 0 volt em relação ao “infinito” (centro da esfera terrestre com 6300 km);
- Pontos A e B: onde estão presos os cabos de blindagem ou cabos guarda, cuja função principal é proteger os condutores principais de descargas atmosféricas (blindagem) e função secundária de ajudar na diminuição dos níveis de curto-circuito próximos às extremidades da LT;
- Pontos C, D e E: onde estão presos os cabos condutores de energia elétrica, cujo potencial entre eles é 525 kV e o potencial entre um deles e a referência é 303 kV (no caso de uma LT com tensão nominal de 525 kV conforme as estudadas neste trabalho).

O que mantém a linha em operação são as distâncias elétricas em ar e os isoladores (conectam o ponto C, D e E à referência) entre os pontos energizados e a referência. Tanto o ar quanto os isoladores possuem características dielétricas que permitem manter uma tensão elétrica nos condutores sem que haja um curto-circuito para outro ponto, que é traduzido sob a

forma de suportabilidade. O curto-circuito, por sua vez, é uma falha no dielétrico que ultrapassa sua suportabilidade. Pode ocorrer por vários motivos, entre eles: diminuição da distância, aumento da tensão elétrica imposta sobre este dielétrico e degradação das características físicas deste dielétrico.

Isto posto, a avaliação do desempenho de uma linha de transmissão aérea no que se refere à capacidade de suportar elevações transitórias de tensão provenientes de manobras de dispositivos da rede elétrica e de surtos atmosféricos (descargas) é um assunto complexo.

Do ponto de vista das descargas atmosféricas, no âmbito deste trabalho, parte-se do princípio que as descargas atmosféricas não atingem os cabos condutores, pois a blindagem promovida pelos cabos guarda praticamente garante isto. Normalmente correntes com intensidades mais baixas de descargas atmosféricas, se comparadas com a média de sua distribuição, podem atingir o cabo condutor (falha de blindagem), a depender do projeto da LT, e estas correntes provocam sobretensões que geralmente são suportáveis para os dielétricos já citados.

Considerando isto, as descargas atmosféricas que atingem a linha de transmissão terão ponto de incidência mais provável nos cabos de blindagem e/ou nas torres. Quando isto acontece, a tensão elétrica no ponto de referência (originalmente 0 volt) no entorno da LT se eleva, pois a corrente elétrica proveniente da descarga atmosférica que agora flui nestas estruturas gera um elevado aumento transitório de tensão (toda a região verde).

Ensaio de solicitação dielétrica são realizados em famílias de torres de transmissão, e estatisticamente, o menor “gap” (menor distância dielétrica), deverá ter uma probabilidade de falha (descarga) muito baixa. No caso da torre apresentada na Figura 12, a menor distância dielétrica é a do ponto D à estrutura da torre (também denominado como gap condutor-janela).

Quando este dielétrico suporta, nada ocorre e a LT continua em operação. Entretanto, quando não suporta, haverá um arco elétrico (curto-circuito – vide Figura 13) entre o condutor (tipicamente o ponto e a estrutura, causando o desligamento da linha de transmissão pela proteção que está instalada nos terminais da mesma.

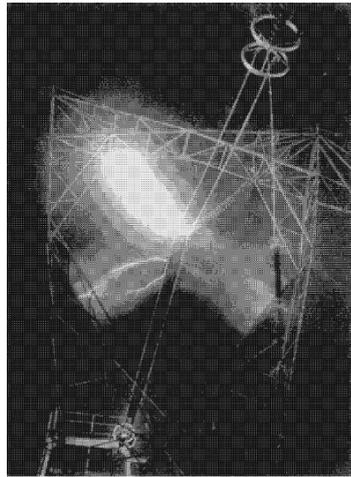


Figura 13: Arco Elétrico (voltaico) provocado por descarga atmosférica.

Em seguida, como o evento causador é extinto, devido a propagação desse surto atmosférico pelos elementos da LT, principalmente o aterramento, permitirem um decréscimo dessa energia, haverá uma tentativa de religamento da linha de transmissão. Geralmente esta tentativa tem sucesso, pois o dielétrico em ar é autorregenerativo (isolação autorrecuperante) e recupera rapidamente as características dielétricas originais que permitem a operação da LT.

Atualmente, os requisitos de desempenho frente às descargas atmosféricas para as linhas de transmissão de tensão nominal de 525 kV que são objetos de estudos é um desligamento para cada 100 km de LT por ano [2].

Condições de Referência de Desempenho às Descargas Atmosféricas

A análise de desempenho frente às descargas atmosféricas inicia-se com a caracterização da densidade de descargas atmosféricas (raios) que incidem na terra NG (dependentes do índice cerâmico da região onde a linha de transmissão foi implantada).

A Figura 14 apresenta um mapa dessas densidades para a região sul do Brasil, que é objeto das duas linhas de transmissão estudadas nesse trabalho.

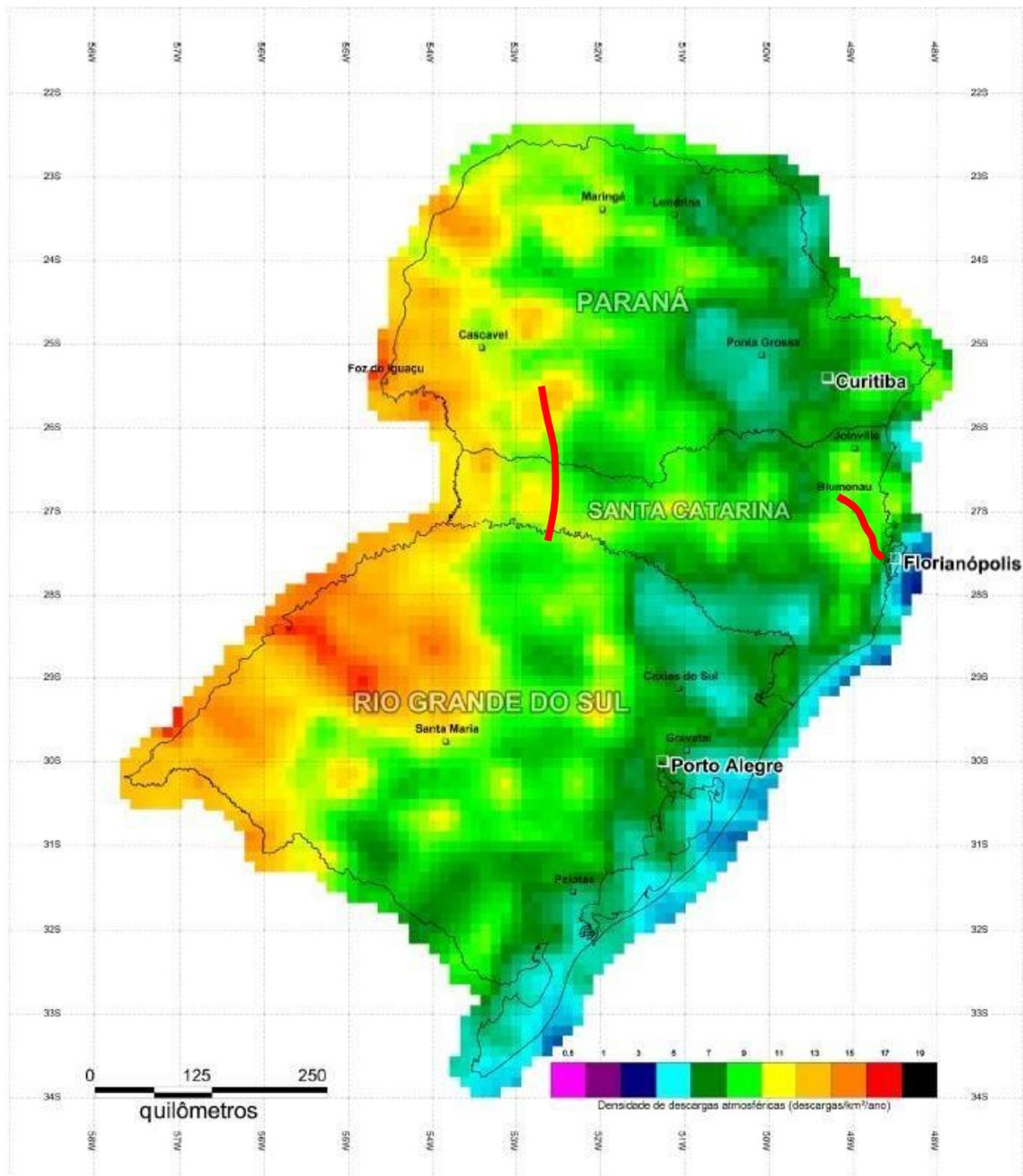


Figura F.6 – Densidade de descargas atmosféricas N_G – Mapa da região sul (descargas atmosféricas/km²/ano)

Figura 14: Densidade de descargas atmosféricas (NG) da região sul do Brasil. Fonte [7].

É possível também retirar os valores a serem usados no estudo de desempenho através do site: http://www.inpe.br/webelat/ABNT_NBR5419_Ng/.

De acordo com a Figura 14, os valores mais críticos de densidade de descargas atmosféricas para as linhas sob estudo são:

- $N_G = 13$, para LT 525kV Itá – Salto Santiago;
- $N_G = 9$, para LT 525kV Biguaçu - Blumenau.

De posse destas densidades de descargas elétricas, deve-se ainda definir para um estudo completo de desempenho:

- Parâmetros da descarga atmosférica, como intensidade, tempos de frente e de cauda que são relacionados à forma da onda da corrente elétrica, e suas distribuições estatísticas derivadas de medições em estações;
- Distribuição estatística da suportabilidade do dielétrico (ar) para as elevações transitórias de tensão devido às descargas elétricas (determinadas em ensaio);
- Impedância de surto da torre de transmissão que é uma característica elétrica que define a elevação de tensão provocada pela descarga atmosférica (corrente elétrica); Impedância de surto do cabo de blindagem;
- Distribuição de resistências de pé-de-torre no comprimento da LT, que é uma característica elétrica do sistema de aterramento da torre (também definirão o comportamento da elevação de tensão devido à descarga atmosférica);
- Geometria da parte superior da torre de transmissão (acoplamentos entre os diferentes componentes) que define as distâncias dielétricas a serem analisadas.

Para o cálculo da taxa de desligamentos por descargas atmosféricas, várias metodologias podem ser usadas, todas elas tratando os dados informados anteriormente de formas diferentes.

Um dos métodos mais usados é o proposto pelo IEEE na sua versão computacional denominada de **IEEE Flash**, que é muito usado por projetistas de LT. Neste trabalho usa-se a versão 1.9 desse programa.

Conforme definido em oficinas de trabalho e de acordo com o proposto pela comissão do Protocolo PIEVC, será avaliada somente a variável climática densidade de descargas atmosféricas para o solo NG.

Além desta, outras duas variáveis aleatórias que podem ser medidas por sensores adequados são a intensidade da descarga atmosférica e o tempo de frente, ambos estão fora do escopo de análise, apesar da importância destes para uma análise mais precisa do desempenho de linhas de transmissão.

Detalhamento da LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1

No caso da LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1, a geometria da parte superior da torre pode ser visualizada na Figura 15. A menor distância em ar entre um condutor energizado e a referência (torre) é 3,5 metros e a resistência de aterramento (pé-de-torre) é distribuída não podendo ultrapassar o valor de 20 Ω .

Ao incluir a geometria da torre, este menor espaçamento em ar e a característica do aterramento no programa **IEEE Flash v1.9**, o resultado do desempenho da LT frente às descargas atmosféricas é de aproximadamente 1 desligamento a cada 100 km por ano, de acordo com os requisitos mínimos.

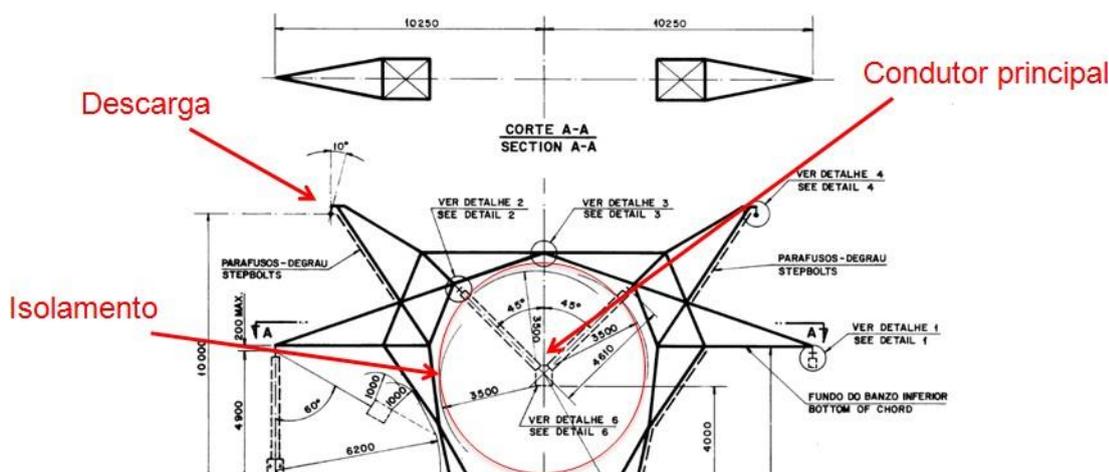


Figura 15: Detalhe da parte superior da torre típica da LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1.

Detalhamento da LT 525 kV Biguaçu - Blumenau

No caso da LT 525 kV Biguaçu - Blumenau, a geometria da parte superior da torre pode ser visualizada na Figura 16. Nesse caso, o menor *gap* percebido no ar (entre condutor e torre) é de 3,8 metros e a resistência de aterramento (pé-de-torre) também é distribuída com valor máximo de 20 Ω .

Com os dados dessa LT no programa **IEEE Flash v1.9**, o resultado do desempenho desta LT frente às descargas atmosféricas também é de aproximadamente 1 desligamento a cada 100 km por ano, igualmente de acordo com os requisitos mínimos.

Tabela 8: Degradação do desempenho da LT 525kV Bliguaçu – Blumenau considerando o aumento da densidade de descargas atmosféricas para o solo.

Densidade de Descargas Atmosféricas ao Solo (número / km ² / ano)	Aumento da taxa de falha por 100 km por ano (em %)
9	0
11	20
13	50
16	80
18	100

Como a aumento da degradação do desempenho tem correlação fortemente positiva com o aumento da densidade de descargas atmosféricas na terra, propõe-se definir a severidade para as duas linhas de transmissão conforme as Tabelas 9 e 10:

Tabela 9: Severidades para LT 525kV Itá – Salto Santiago.

Densidade de Descargas Atmosféricas ao Solo (número / km ² / ano)	Severidade	
$Ng \leq 13$	0	Sem Impacto
$13 < Ng \leq 16$	1	Leve
$16 < Ng \leq 19$	2	Moderado
$19 < Ng \leq 23$	3	Grave
$23 < Ng \leq 26$	4	Severo
$Ng > 26$	5	Catastrófico

Tabela 10: Severidades para LT 525kV Biguaçu – Blumenau.

Densidade de Descargas Atmosféricas ao Solo (número / km ² / ano)	Severidade	
$Ng \leq 9$	0	Sem Impacto
$9 < Ng \leq 11$	1	Leve
$11 < Ng \leq 13$	2	Moderado
$13 < Ng \leq 16$	3	Grave
$16 < Ng \leq 18$	4	Severo
$Ng > 18$	5	Catastrófico

Risco Operacional Desempenho

No âmbito do protocolo PIEVC, o risco associado a determinado evento depende da severidade desse evento e da probabilidade de ocorrência. A multiplicação de ambos possibilita a classificação de riscos conforme a Tabela 11.

Tabela 11: Matriz com zonas de risco

SEVERIDADE	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
		1	2	3	4	5
PROBABILIDADE						

As probabilidades associadas às severidades demonstradas na seção anterior (vide Tabelas 9 e 10) foram informadas pelos climatologistas e estão condensadas nas Tabelas 12 e 13, para as linhas sob estudo, tanto para o cenário atual (histórico) quanto para o cenário futuro. Vale destacar que o cenário futuro foi realizado a partir de dois modelos de projeção climáticas denominados Eta-HadGEM2-ES e Eta- Microc5.

Tabela 12: Probabilidades de ocorrência para LT 525kV Itá – Salto Santiago.

Severidade		Probabilidade de Ocorrência [em %]				
		Clima Atual	RCP 4.5		RCP 8.5	
			Eta-HadGEM2-ES	Eta-Microc5	Eta-HadGEM2-ES	Eta-Microc5
0	Sem Impacto	0	0	0	0	
1	Leve	4.76	0	0	0	
2	Moderado	23.81	0	0	0	
3	Grave	9.52	0	0	0	
4	Severo	9.52	0	0	0	
5	Catastrófico	52.38	100	100	100	

Tabela 13: Probabilidades de ocorrência para LT 525kV Biguaçu – Blumenau.

Severidade	Probabilidade de Ocorrência [em %]				
	Clima Atual	RCP 4.5		RCP 8.5	
		Eta-HadGEM2-ES	Eta-Microc5	Eta-HadGEM2-ES	Eta-Microc5
0 Sem Impacto	14.29	0	0	0	0
1 Leve	14.29	0	0	0	0
2 Moderado	23.81	1.06	0	2.13	0
3 Grave	19.05	98.94	98.94	97.7	100
4 Severo	4.76	0	1.06	0	0
5 Catastrófico	23.81	0	0	0	0

A aplicação do protocolo PIEVC sugere uma classificação em cinco níveis, das probabilidades associadas a determinada severidade.

A definição dos níveis foram realizadas nas oficinas de aplicação do protocolo e são baseadas na curva normal (ou gaussiana) de densidade de probabilidade. Estes níveis estão representados na tabela 14.

Tabela 14: Escalas de probabilidade do protocolo PIEVC.

Escala de Probabilidade			
Descrição	Faixa	Ocorrência	Pontuação
Raro	< 10%	1 ou 2 eventos a cada 30 anos	1
Provável	10% - 17%	3 a 5 eventos a cada 30 anos	2
Pouco Provável	18% - 50%	6 a 15 eventos a cada 30 anos	3
Altamente Provável	51% - 99%	16 a 29 eventos a cada 30 anos	4
Quase Certo	≥ 100%	mais de 29 eventos a cada 30 anos	5

Os valores de probabilidade mencionados nas Tabelas 12 e 13 foram calculados de acordo com a equação 3.

$$P(\%) = \frac{\text{número de eventos}}{\text{tamanho da série}} \times 100 \quad (3)$$

A escala de probabilidade proporciona a classificação dos eventos apurados de acordo com as Tabelas 15 e 16.

Tabela 15: Escalas de probabilidade para LT 525kV Itá – Salto Santiago.

Probabilidade Atual	Probabilidade RCP 4.5		Probabilidade RCP 8.5	
	Eta-HadGEM2-ES	Eta-Microc5	Eta-HadGEM2-ES	Eta-Microc5
1	1	1	1	1
3	1	1	1	1
1	1	1	1	1
1	1	1	1	1
4	5	5	5	5

Tabela 16: Escalas de probabilidade para LT 525kV Biguaçu – Blumenau.

Probabilidade Atual	Probabilidade RCP 4.5		Probabilidade RCP 8.5	
	Eta-HadGEM2-ES	Eta-Microc5	Eta-HadGEM2-ES	Eta-Microc5
2	1	1	1	1
3	1	1	1	1
3	5	5	5	5
1	1	1	1	1
3	1	1	1	1

Com as escalas de severidade e de probabilidade é possível determinar o risco associado para as linhas em questão. Os riscos podem ser visualizados através das Tabelas 17 e 18.

Tabela 17: Riscos para LT 525kV Itá – Salto Santiago.

Severidade	Risco Atual	Risco RCP 4.5	Risco RCP 8.5
Leve	1	1	1
Moderado	6	2	2
Grave	3	3	3
Severo	4	4	4
Catastrófico	20	25	25

Tabela 18: Riscos para LT 525kV Biguaçu – Blumenau.

Severidade	Risco Atual	Risco RCP 4.5	Risco RCP 8.5
Leve	2	1	1
Moderado	6	2	2
Grave	9	15	15
Severo	4	4	4
Catastrófico	15	5	5

Os resultados aparentemente indicam risco alto para a severidade catastrófica da LT 525kV Itá - Salto Santiago em qualquer cenário climatológico. Para a LT 525kV Biguaçu – Blumenau o

mesmo acontece com o cenário atual (histórico) e o cenário futuro indica risco alto para severidade grave.

Observando os eventos de desligamento das duas LT's é possível perceber que não há concordância com os resultados obtidos.

A LT 525kV Itá – Salto Santiago entrou em operação no ano de 1987 e a Eletrobras Eletrosul possui registros de desligamentos por descarga atmosférica somente desde 2002. No caso da LT 525kV Biguaçu – Blumenau, o ano de entrada em operação e registro de desligamento é a partir de 2008.

A tabela 19 mostra o total de desligamentos por descargas atmosféricas para as duas linhas.

A tabela 20 apresenta a taxa de desligamento (falha) por 100km.ano, que é o objeto do risco operacional desempenho.

Além disso, na tabela 21 é possível perceber que na estatística acumulada do histórico dessas linhas, os valores encontrados estão abaixo do exigido nos procedimentos de rede do ONS.

Devido aos resultados reais, pode-se concluir que apenas a variável climática *densidade de descargas* que incide na terra Ng não é suficiente para estimar com precisão os riscos associados.

De qualquer modo, essa variável é de extrema importância para a análise de desempenho e um aumento do seu valor em cenário futuro indica que a Eletrobrás/Eletrosul necessita se atentar para o desempenho das linhas, pois existe de fato, uma probabilidade de aumento dos desligamentos.

Tabela 19: Históricos de desligamentos das linhas.

Total de Desligamentos por ano de ocorrência		
LT	BIG-BLU	YTA-SSA
2019	1	0
2018	0	1
2017	0	0
2016	0	4
2015	0	0
2014	1	0
2013	1	1
2012	3	0
2011	0	0
2010	0	0
2009	1	0
2008	0	0
2007	-	0
2006	-	2
2005	-	0
2003	-	2

2002	-	1
------	---	---

Tabela 20: Desempenho das linhas (valores em vermelho indicam ultrapassagem).

Total de Desligamentos por ano de ocorrência		
LT	BIG-BLU	YTA-SSA
2019	1.000	0.000
2018	0.000	0.535
2017	0.000	0.000
2016	0.000	2.141
2015	0.000	0.000
2014	1.000	0.000
2013	1.000	0.535
2012	3.000	0.000
2011	0.000	0.000
2010	0.000	0.000
2009	1.000	0.000
2008	0.000	0.000
2007	-	0.000
2006	-	1.071
2005	-	0.000
2003	-	1.071
2002	-	0.535

Tabela 21: Desempenho acumulado das linhas.

Estatística acumulada		Taxa de Desligamentos por 100km.ano (L= 88.4km para BIG_BLU e L=186.8 para YTA_SSA)	
LT	2002(2008)- 2019	2008-2019	2002-2019
BIG-BLU	7	0.636	-
YTA-SSA	11	-	0.346

Conclusões

Neste trabalho foram avaliados os riscos operacionais do tipo capacidade e do tipo desempenho.

Para a LT 525kV Biguaçu – Blumenau, de acordo com a seção 2.4, os riscos térmicos associados aos 21 pontos se encontraram abaixo do valor de 10% para o período histórico e cenários futuros. Nesse caso, o risco operacional capacidade para os cenários atual e futuro encontram-se no nível baixo. Isso ocorre devido às condições climáticas favoráveis e também esta linha ter sido projetada para temperatura de projeto de 65°C. Além disso, é possível perceber que em muitos casos dos cenários futuros, as condições climáticas permitiram uma diminuição dos riscos térmicos associados (vide tabela 6).

Por outro lado, a LT 525kV Itá – Salto Santiago, de acordo com a seção 2.3, possui 2 pontos críticos (principalmente na sazonalidade verão noite). Em qualquer cenário o risco térmico associado a estes pontos ultrapassam o valor de 15%, indicando assim um risco operacional capacidade alto. Em termos gerais, as condições climáticas para esta linha são mais

desfavoráveis. Além disso, a temperatura de projeto é de 60°C (inferior a outra LT). O risco térmico nos cenários futuros aumentaram para qualquer ponto analisado. Porém, vale ressaltar que apenas 3 pontos ultrapassaram o limite de 15% (vide tabela 3) . Nesse caso, convém fazer uma análise dos vãos que compreendem esse pontos, verificando corte de vegetação na faixa de segurança, altura cabo-solo dos vãos correspondentes, tração nos cabos condutores. Caso alguns desses itens estejam fora dos padrões, medidas como limpeza de faixa, aumento da altura das torres associadas ou retracionamento dos cabos condutores podem ser usados. Diante do exposto, como tratam-se de apenas 3 pontos, o risco operacional associado pode ser facilmente contornado.

A aplicação do protocolo PIEVC no caso do risco operacional capacidade não foi possível, devido ao caráter simultâneo das variáveis aleatórias temperatura ambiente, velocidade do vento, direção do vento e radiação solar. Na verdade a probabilidade de ultrapassagem da capacidade das linhas dependem das probabilidades conjuntas dessas variáveis aleatórias. Sendo assim, o risco térmico representa diretamente o risco operacional capacidade sem passar pelas etapas de severidade e probabilidade de ocorrência de determinado evento característico do protocolo.

O risco operacional desempenho também possui uma característica estatística dependente simultaneamente de diversos dados de projeto da linha de transmissão e também de características ambientais. Neste trabalho ficou definido que apenas a densidade de descargas atmosféricas que atinge o solo será usada como objeto de estudo de climatologia. Dessa forma o protocolo PIEVC é aplicado.

A aplicação do protocolo PIEVC na parte de desempenho, apesar de não representar a realidade de desligamentos das duas linhas, indica que existe uma preocupação no monitoramento futuro da taxa de falha, uma vez que a densidade de descargas para o solo aumenta significativamente.

Para a mitigação do risco operacional desempenho, existem algumas medidas que podem ser utilizadas para melhorar a taxa de falha por descargas atmosféricas.

O objetivo de qualquer medida é a diminuição do valor (ou o seu efeito) da sobretensão que fica submetida ao isolador da linha de transmissão.

O procedimento mais usado é a diminuição da resistência de pé-de-torre com a inclusão de novas fases (aumento do comprimento do cabo de contrapeso) no projeto de aterramento e/ou ainda tratamento do solo para que a sua resistividade também seja diminuída contribuindo com maior espalhamento (refração de onda) da descarga atmosférica pelo solo.

Em casos onde não se é possível alterar a resistência de pé-de-torre ou ainda o tratamento do solo não permite uma boa redução de sua resistividade, costuma-se instalar estais nas torres

autoportantes para que se tenha aumento da massa aterrada e que também promova mais caminhos de escoamento da descarga atmosférica.

Outra alternativa que pode ser usada é a instalação de para-raios de linhas de transmissão que irão limitar as sobretensões desenvolvidas nos isoladores, porém estes para-raios necessitam ser especificados para ondas de frente rápida que são características das descargas atmosféricas.

Além disso, a alteração da suportabilidade da cadeia de isoladores pode ser promovida através da troca do número de discos que a compõem ou até mesmo alteração da cadeia completa (modelo/tipo) com características mais favoráveis à isolação que se deseja alcançar para evitar o desligamento por descarga atmosférica.

Em último caso, a troca da cabeça da torre, com reposicionamento das fases e eventual silhueta para que uma impedância de surto adequada possa limitar a sobretensão nos isoladores.

Quando o projeto de blindagem for mal concebido ou executado podem ocorrer também desligamentos devido a falha de blindagem. Estes são mais raros porém podem contribuir para a diminuição do desempenho da linha de transmissão. Nesse caso, é preferível trocar o tipo, a posição ou até mesmo o aumento da quantidade de cabos de blindagem (cabo-guarda).

Referências

Força Tarefa ABRATE/ONS – Cálculo da Ampacidade Sazonal de Longa Duração das Linhas de Transmissão da Rede Básica, 2016;

ONS – Procedimentos de Rede – Submódulo 2.4 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão, 2017;

CIGRÈ WG 22.12 – *Thermal Behaviour of Overhead Conductors, August 2002*;

Nota Técnica nº 38/2005 da ANEEL – Procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão pertencentes ao Sistema Interligado Nacional, das Funções de Transmissão e dos Pagamentos Base correspondentes, Novembro de 2005;

Sakagami, Y. – Mapeamento do Risco Térmico em Linhas Aéreas de Transmissão Com Base em Dados de Modelo Numérico Atmosférico - Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Santa Catarina, Junho de 2010

Norma ABNT NBR 5422 - Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica, *Draft* 13, maio de 2011 (em processo de revisão);

Norma ABNT NBR 5419 – Proteção contra descargas atmosféricas Parte 2: Gerenciamento de Risco, Maio de 2015;

Agradecimentos

A comissão de estudos na Eletrobras Eletrosul formada para aplicação do protocolo PIEVC nas linhas de transmissão escolhidas para este trabalho, gostaria de exprimir gratidão às colaborações importantes dos engenheiros Rômulo Guilherme Schneider Ristow e Claudionor Kosmann. Além disso, agradecimentos também ao engenheiro Filipe Magno Maryrink Niquini que possibilitou uma automação da análise do grande volume de dados deste trabalho.

ANEXO D – Relatórios da Stantec

Referencia: Reporte de trabajo | Apoyo a GIZ – Brasil (Setiembre 2019)

1. ANTECEDENTES

El trabajo realizado constituye una continuación de los talleres realizados en junio de 2019, específicamente para la corporación Eletrosul (taller de Paso 3) y al Puerto de Itajaí (taller Paso 1 y 2). El trabajo desarrollado en esta ocasión, consistió en la ejecución del Paso 5 para Eletrosul, y el Paso 3 para el caso del Puerto de Itajaí. El apoyo se genera a través de la empresa Stantec, con la ejecución en sitio por parte del Ing. Vladimir Naranjo Castillo como subconsultor y con la supervisión del Dr. Guy Félio, todo bajo la coordinación de la Agencia de Cooperación Alemana GIZ.

De esta manera, y después de cuatro reuniones virtuales que se desarrollaron el 26 de julio, el 03 de setiembre, el 06 de setiembre y el 11 de setiembre, se acuerda realizar la misión con la agenda que se detalla a continuación:

- **15 de setiembre:** viaje San José – Itajaí.
- **16 de setiembre:** preparación de taller para Puerto de Itajaí.
- **17 de setiembre:** taller de Paso 3 para para Puerto de Itajaí.
- **18 de setiembre:** reunión de preparación de taller con equipo de GIZ para Eletrosul.
- **19 de setiembre:** día 1 taller de Paso 5 para Líneas de Transmisión de Eletrosul.
- **20 de setiembre:** día 2 taller de Paso 5 para Líneas de Transmisión de Eletrosul.
- **21 de setiembre:** viaje Florianópolis – San José.

2. DESARROLLO DEL TRABAJO

a. Preparación previa del taller

De manera preliminar, el 26 de julio se mantuvo una reunión con la participación de Eduarda Freitas, asesora técnica de GIZ, y del Dr. Guy Félio, de Stantec, para comentar las matrices de riesgo realizadas por Eletrosul, y al mismo tiempo comentar sobre el reporte recibido por parte de un consultor local, sobre el trabajo de los Pasos 1 y 2 con Eletrosul.

Posteriormente, el 03 de setiembre se mantuvo una reunión con la participación del equipo de asesoría técnica de GIZ, Eduarda Freitas y Pablo Borges, para comentar los próximos pasos a desarrollar durante la visita a Brasil, incluyendo comentarios generales sobre la agenda de trabajo. Así mismo, el 06 de setiembre se mantuvo una reunión virtual con Eduarda y con Pablo, y adicionalmente con Niklas Baumert, donde se comentó acerca de los alcances esperados del trabajo a ejecutar durante la misión, y la metodología a utilizar para el desarrollo de los talleres.

Finalmente, el 11 de setiembre se llevó a cabo una última reunión entre el equipo de asesoría técnica de GIZ y Stantec, con el fin de acordar la agenda definitiva de la reunión y ver algunos detalles sobre el trabajo a realizar (impresiones en papel, uso de METAPLAN, definición de roles, estrategias de abordaje, etc.).

b. 17 de setiembre: Taller Puerto de Itajaí.

Para el caso del Puerto, la agenda acordada se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Agenda de taller Puerto de Itajaí (17/09/2019)

Horário	Atividade	Quem
08:00 – 08:15	Abertura, boas vindas	SDC/SC - GIZ - Vladimir Naranjo
08:15 – 09:30	Apresentação dos resultados da última oficina (severidade estrutural, sev. operacional, sev. financeira, limiares e frequência dos eventos climáticos)	Vladimir Naranjo
09:30 – 10:00	Apresentação dos últimos resultados dos Serviços Climáticos	UFSC/ INPE 10' cada + 10' perguntas
10:00 – 10:45	Apresentação da Matriz e confirmação dos componentes estruturais.	Vladimir Naranjo
10:45 – 11:00	Intervalo	
11:00 – 11:30	Apresentação de exemplo da Costa Rica (como definiram.) Definição da probabilidade dos eventos climáticos.	Vladimir Naranjo
11:30 – 12:00	Preenchimento das P% na matriz de risco atual	Vladimir Naranjo
12:00 – 13:00	Definição dos limiares de risco	Vladimir Naranjo
13:00 – 14:15	Almoço	
14:15 – 16:00	Início do preenchimento da matriz	Trabalho com os grupos - Vladimir
15:15 – 15:30	Pausa para o café	
15:30 – 16:00	Contabilização dos riscos	Trabalho com os grupos - Vladimir
16:00 – 17:00	Apresentação sobre passo 5	Vladimir Naranjo
17:00 – 18:00	Dúvidas. Encaminhamentos e encerramento	GIZ

Fuente: GIZ

Para el taller, se realizó un recuento de las actividades desarrolladas durante junio de 2019. Se presentaron nuevamente la deficiencia de severidad estructural y operacional definidas anteriormente (ver Tabla 2 y Tabla 3).

Tabla 2. Criterios de desempeño: severidad estructural.

Critérios definição SEVERIDADE ESTRUTURAL		
Nível		Descrição
1	Leve	Monitoramento. Reparo/ manutenção por pessoal do porto (até 24h). Sem afetar a operação (0 a 10% da estrutura).
2	Moderado	Reparo/ manutenção por pessoal do porto ou externo (mais de 24h para reparo). Sem afetar operação (11 a 20% da estrutura).
3	Grave	Reparo/ manutenção por pessoal externo. Afetando parcialmente as atividades do porto (21 a 40% da estrutura).
4	Severo	Reparo/ reforma afetam parcialmente as atividades (41 a 70%).
5	Catastrófico	Perda total da estrutura (> 71%)

Fuente: GIZ

Tabla 3. Criterios de desempeño: severidad operacional.

Critérios definição SEVERIDADE OPERACIONAL		
Nível		Descrição
1	Leve	Monitoramento das condições. Acompanhamento. Sem intervenção (afeta 5% da operação)
2	Moderado	Interrupção parcial/ pontual de uma atividade. (afeta 6 a 20% operação)
3	Grave	Interrupção parcial de 2 ou mais atividades. (afeta 21 a 99% da operação)
4	Severo	Parada total das atividades por curto período. (até 10 dias)
5	Catastrófico	Parada total das atividades por curto período. (longo período)

Fuente: GIZ

Como se había mencionado en el reporte de la visita de junio de 2019, para la Superintendencia del Puerto de Itajaí, la importancia que tienen para el puerto las pérdidas económicas que se sufren cuando se afecta la operación del puerto era un aspecto que se quería reflejar en un criterio de desempeño de severidad económica. Se había recomendado al equipo de trabajo trabajar en la definición de un criterio de severidad económico, que reflejara el impacto

monetario que tendría una afectación del puerto por un evento climático. Esta actividad no fue desarrollada por el equipo, debido a la limitación en tiempo según manifestaron, y donde adicionalmente existe un acuerdo entre GIZ y la Superintendencia del Puerto de Itajaí para contratar a un consultor que les apoye en esta y otras tareas con respecto al proyecto, el cual aún no ha podido ser contratado. Por lo tanto, estarán definiendo la contratación del consultor para poder continuar con el proceso, y establecer así una severidad económica para el establecimiento de los riesgos económicos asociados.

Adicionalmente, se realizó la presentación de los análisis realizados sobre los principales eventos climáticos, profundizando sobre la afectación que han causado a la región y la determinación de las probabilidades a utilizar en el estudio.

- Frentes fríos y prefrontales
- Flujo, nivel del mar y patrones atmosféricos.

En el caso de los frentes fríos y prefrontales, se logró identificar los eventos y fechas exactas que han afectado la infraestructura del Puerto de Itajaí en el pasado, con lo cual pudieron establecer los puntajes para la probabilidad actual y la probabilidad futura. En el caso del nivel del mar, flujo del río y los patrones atmosféricos, ya se tienen identificadas las fechas de los eventos que causaron problemas en el pasado a Itajaí, con lo cual podrán establecer pronto los puntajes de probabilidad actual. Así mismo, ya se tienen identificadas las tendencias de los eventos a futuro, con lo cual podrán establecer los puntajes de probabilidad futura. Las Fotografías 1 y 2 muestran las presentaciones realizadas.



Fotografía 1. Presentación frentes fríos y prefrontales.



Fotografía 2. Presentación flujo, nivel del mar y patrones atmosféricos.

Un aspecto que es importante destacar en cuanto a la determinación de umbrales para cada parámetro climático, es que debe recordarse que la metodología del Protocolo PIEVC indica que las columnas de la matriz deben estar conformadas por los parámetros climáticos que afectan o podrían afectar a determinado componente de la infraestructura. De esta manera, para citar un ejemplo, si se señalan las inundaciones como una de las afectaciones del pasado y la actualidad del Puerto de Itajaí, el parámetro climático a tomar en cuenta para el análisis sería entonces la *lluvia de inundación*, cuyo umbral a determinar sería la cantidad de mm de precipitación que podría causar el desastre. Por lo tanto, la inundación en sí no es el parámetro climático, sino la lluvia que causa que la inundación ocurra. La misma lógica que se debe seguir para las corrientes de arrastre, causadas por la diferencia entre la marea baja y un nivel del río más elevado, lo cual causa la aceleración del flujo hacia el mar y por ende la erosión de los taludes laterales en las márgenes.

Posterior a la discusión sobre los parámetros climáticos, se definió finalmente los componentes de infraestructura a utilizar. La Tabla 4 muestra los componentes de infraestructura a utilizar para el análisis. Es importante destacar que la Superintendencia del Puerto decidió utilizar para el análisis, solamente aquellas infraestructuras que se encuentran dentro de la jurisdicción del Puerto de Itajaí. De esta manera, elementos tales como postes de alumbrado público, sistemas de almacenamiento de combustible, entre otros, no fueron tomados en cuenta en el análisis.

Tabla 4. Componentes de infraestructura, Puerto de Itajaí.

Acesso terrestre (rodoviário)
Ruas
Avenidas
Rodovias
Acesso aquaviário
Canal externo
Canal interno
Bacia de evolução
Sinalização náutica
Molhes
Infraestrutura portuária
Berço
Pátio de armazenamento
Armazéns
Equipamentos de içamento

Fuente: GIZ

Por su parte, la Tabla 5 muestra la escala de probabilidad que el equipo decidió utilizar para los escenarios actual y futuro, ambos alineados con el método B de probabilidad que recomienda el PIEVC.

Tabla 5. Escala de probabilidad a utilizar.

Escala de Probabilidade		Pontuação
Descrição	Valor	
Raro	<10%	1
Pouco provável	10% - 17%	2
Provável	18% - 50%	3
Altamente provável	51% - 100%	4
Quase certo	>100%	5

Fuente: GIZ

Una vez validados los componentes de infraestructura, los parámetros climáticos y sus umbrales, los criterios de desempeño e inclusive la escala de probabilidad a utilizar, se trabajó con el equipo en la definición de los umbrales de riesgo. Para dicho análisis, se explicó al equipo

el objetivo de dichos umbrales, las acciones a tomar según cada uno de los riesgos (bajo, medio y alto) y lo importante de entender qué significado tendría para el Puerto de Itajaí su establecimiento. Se conformaron dos grupos con personal del puerto y con los expertos en clima, y se discutió sobre los umbrales. Ambos equipos coincidieron prácticamente en las tres zonas.

Dado que se tiene una escala de 1 a 5 tanto para los criterios de desempeño como para la probabilidad, la puntuación de los riesgos irá de 1 a 25. De esta manera, la matriz de riesgos con los umbrales definidos por el equipo de trabajo, se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Matriz con zonas de riesgo definidas por el equipo de trabajo.

SEVERIDAD	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
	1	2	3	4	5	
	PROBABILIDAD					

Fuente: Propia

Donde:

- Riesgo bajo: menor o igual a 5
- Riesgo medio: entre 6 y 12
- Riesgo alto: mayor a 12

Es importante señalar que inicialmente, el equipo había identificado como el límite para riesgo medio un puntaje igual a 5, justificado por uno de los ingenieros de la gerencia de operaciones del puerto, pero se les recordó que los puntajes de riesgo iguales a 5 implican casos especiales según el PIEVC, con probabilidad de ocurrencia del evento climático muy alta, pero severidad muy baja, o bien probabilidad de ocurrencia muy baja, pero severidad catastrófica en caso de que el riesgo se manifieste. De esta manera, el umbral del riesgo medio se acordó en 6 con el equipo de trabajo.

Así, se tenían los elementos necesarios para iniciar con el llenado de la matriz. Para ello, se tomó la decisión de realizar el ejercicio en los mismos dos equipos de trabajo, de manera que los dos grupos tuvieran personal del puerto y expertos en clima. Esto permitiría que, dada la limitación en el tiempo disponible para la ejecución del taller, el personal del Puerto creara las capacidades sobre el llenado de la matriz, para poder continuar posteriormente y completar el ejercicio oportunamente. Se inició con el análisis Sí/No (ver Fotografías 3 y 4).



Fotografía 3. Análisis S/N Grupo 1.



Fotografía 4. Análisis S/N Grupo 2

Posterior a la definición de las interacciones, se inicia con el llenado de los puntajes de severidad, y tomando los puntajes de probabilidad ya establecidos para el caso de los frentes fríos y prefrontales (ver Fotografías 5 y 6).



Fotografía 5. Llenado de matriz Grupo 1.



Fotografía 6. Llenado de matriz Grupo 2

Como parte de la discusión posterior al llenado, se determinaron las diferencias y similitudes entre los riesgos en cada una de las matrices de los dos equipos. Por ejemplo, la ingeniera ambiental del Puerto que se encontraba en el Grupo 2 señaló la importancia de tomar en cuenta la inundación de los almacenes, pues el riesgo de arrastre de sustancias peligrosas sería alto. Este aspecto no había sido tomado en cuenta por el Grupo 1. Con ello, se ve la importancia de

que el análisis sea realizado por un equipo multidisciplinario, pues este tipo de ejercicios permite abarcar todas las áreas posibles donde podrían manifestarse los riesgos.

El taller finaliza con una pequeña presentación sobre el Paso 5 del PIEVC, con el fin de que puedan tener una noción de hacia dónde irá el análisis posterior al establecimiento de la matriz de riesgo. Por último, se realizan algunas reflexiones finales y se determinan los pasos a seguir tanto por el personal del Puerto de Itajaí como por GIZ,

c. 18 de junio: reunión de preparación de Taller con Eletrosul

En la reunión de preparación, básicamente se estableció la estrategia a seguir para el abordaje del taller. La Tabla 7 y Tabla 8 muestran las agendas definidas para el desarrollo del taller.

Tabla 7. Agenda de taller Eletrosul (19/09/2019)

Horário	Atividade	Quem
09:00 – 09:15	Abertura, boas vindas	SDC/SC - GIZ - Vladimir Naranjo
09:15 – 09:45	Pactuar com a equipe sobre: Parâmetros e limiares climáticos Critérios de robustez Probabilidades atuais e futuras	GIZ
09:45 – 10:45	Apretação das informações sobre severidade estrutural e suscetibilidade (20 casos selecionados pela Eletrosul). Confirmar que o número total de riscos bem como a classificação (baixo, médio e alto) virá através do SIG	Eletrosul
10:45 – 11:00	Intervalo	
11:00 – 12:00	Considerações sobre a severidade operacional	Vladimir Naranjo
12:00 – 13:30	Almoço	
13:30 – 15:30	Preenchimento da Matriz de Risco com as informações climáticas para o cálculo do Risco	Grupo
15:30 – 16:00	Apresentação da tabela de medidas de adaptação: case do Canadá de Linhas de Transmissão	Vladimir Naranjo
16:00 – 16:20	Intervalo	
16:20 – 17:30	Trabalho em grupo para a elaboração das medidas de adaptação	Grupos separados (operacional e estrutural)
17:30 – 18:00	Fin do 1º dia	

Fuente: GIZ

Tabla 8. Agenda de taller Eletrosul (20/09/2019)

Horário	Atividade	Quem
09:30 - 9:45	Relembrar as discussões do dia anterior	Vladimir Naranjo
9:45 - 10:45	Classificação das medidas de adaptação definidas pelos grupos	Vladimir Naranjo
10:45 - 11:00	Intervalo	
11:00 - 12:00	Brainstorming de como poderiam ser implementadas as medidas de adaptação	Grupo
12:00 - 13:30	Almoço	
13:30 - 14:30	Elaboração da tabela de medidas de adaptação.	Grupo
14:30 - 15:00	Momento para dúvidas	Vladimir Naranjo
15:00 - 15:30	Apresentação do relatório final da Costa Rica	Vladimir Naranjo
15:30 - 16:00	Momento de reflexão sobre o processo de implementação do PIEVC como um todo.	Vladimir Naranjo
16:00 - 16:20	Intervalo	
16:20 - 16:45	Encerramento - encaminhamentos	Vladimir Naranjo

Fuente: GIZ

d. 19 de setiembre: Taller con Eletrosul

Durante el primer día de taller, se comenta sobre los parámetros climáticos tomados en cuenta para el caso de Eletrosul. La Tabla 9 muestra los parámetros considerados.

Tabla 9. Parámetros climáticos definidos para análisis de Eletrosul.

Ameaça	Descrição
SCM	Eventos de Sistemas convectivos de Mesoescala com potencial de tornado definidos através de índices de instabilidade
FF+Prec	Eventos de Frentes Frias e pré-frontais com potencial de chuvas intensas definidos através do percentil 95°, umidade específica e índices de instabilidade
FF+Vento	Eventos de Frentes Frias e pré-frontais com potencial de vento forte definidos através do percentil 99°
Vento	Rajada do vento de 20 m/s
Descargas atmosféricas	16 descargas/km ² /ano
R100mm	Número de dia com chuva acima de 100 mm

Fuente: GIZ

Así mismo, además de presentar los criterios de robustez para la información climática, se realizó una presentación sobre la robustez de los escenarios de cambio climático por parte de Pablo Borges, y los cuales fueron utilizados para la determinación de los puntajes de probabilidad futura (ver Tabla 10). El establecimiento de esta robustez sigue la misma lógica que se había comentado para la robustez de la información climática recopilada, cuya metodología fue explicada ampliamente en el informe del taller anterior de junio de 2019. No obstante, se aclara que los puntajes para la robustez de los escenarios climáticos no son comparables con los puntajes de la robustez de la información climática, por tener diferencias de fondo entre los elementos utilizados para su definición. La idea a futuro sería comparar los puntajes de robustez de escenarios de cambio climático con los de otros estudios, al igual que los puntajes de robustez para la determinación de la información climática (ver Fotografía 7).

Tabla 10. Criterios de robustez de escenarios de cambio climático.

Critério	Pontuação	Descrição	Peso
modelos globais de clima	1	1 modelo	0,25
	2	2 modelos	
	3	3 ou mais modelos	
Convergência do sinal da mudança (concordância entre os modelos quanto ao sinal de mudança)	1	usa-se apenas um modelo global; ou utiliza-se apenas dois modelos globais e eles discordam; ou 50% dos modelos concordam e considera-se a média entre os modelos	0,25
	2	mais de 75% dos modelos concordam no sinal de mudança	
	3	todos os modelos concordam no sinal de mudança	
Diversidade de cenários de forçante radiativa (RCPs)	1	Usa-se apenas o cenário de forçante radiativa moderado (RCP4.5) ou otimista (RCP2.6)	0,25
	2	Usa-se apenas o cenário de forçante radiativa pessimista (RCP8.5)	
	3	Usa-se o cenário de forçante radiativa pessimista (RCP8.5) em conjunto com outro cenário (p.ex., RCP4.5)	
Espacial (downscaling ou não)	1	resolução maior que 20km	0,25
	2	resolução de 20km	
	3	pelo menos uma projeção com resolução de 5km	

Fuente: GIZ



Fotografía 7. Presentación de parámetros climáticos y criterios de robustez.

Posteriormente, se presentan los puntajes de probabilidad actual y futura a utilizar para la determinación de los puntajes de riesgo. Una observación sobre estos puntajes fue realizada por el personal de Eletrosul, indicando que a futuro quisieran tener una diferenciación de las probabilidades de ocurrencia de los eventos climáticos según la región donde se encuentre cada torre, ya que actualmente los puntajes de probabilidad están generalizados para toda la línea de transmisión eléctrica.

Eletrosul, en una presentación a cargo de Jacira Prichula, analista ambiental de la División de Gestión Ambiental de Eletrosul, explicó uno de los puntos más importantes del análisis realizado por el equipo. En el informe del taller anterior, desarrollado en junio de 2019, se había comentado sobre la necesidad que tenía Eletrosul de trasladar los conceptos de severidad estructural al Sistema de Información Geográfico (SIG) de la corporación. En ese momento, se le recomendó al equipo realizar una ponderación de los diferentes elementos o variables que se tomarían en cuenta para definir un único puntaje de severidad. Así, el equipo dividió la severidad de acuerdo con la susceptibilidad a ciertos parámetros, con pesos porcentuales específicos para cada uno, con el fin de poder ponderar los valores y obtener finalmente la severidad estructural de cada componente estructural de la torre que tuviera relación con las características del terreno.

La Figura 1 muestra la composición de la susceptibilidad a la erosión de cada punto donde el SIG indica la existencia de una torre. Se compone de un 25% para el uso del suelo, un 35% para la pedología del terreno, y un 40% para el declive.

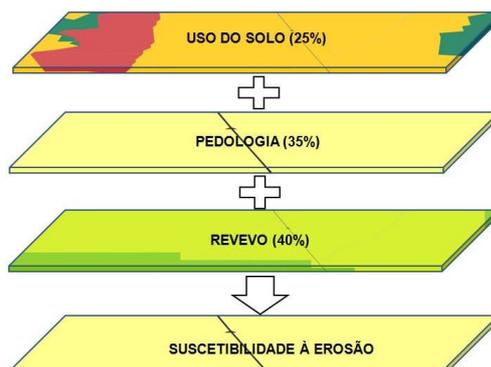


Figura 1. Composición de susceptibilidad a erosión.

Fuente: Eletrosul.

De la misma forma, la Figura 2 muestra la susceptibilidad local de la torre, conformada por la susceptibilidad a la erosión (40%), la susceptibilidad a deslizamientos (40%) y la susceptibilidad a inundación de la zona analizada (20%).

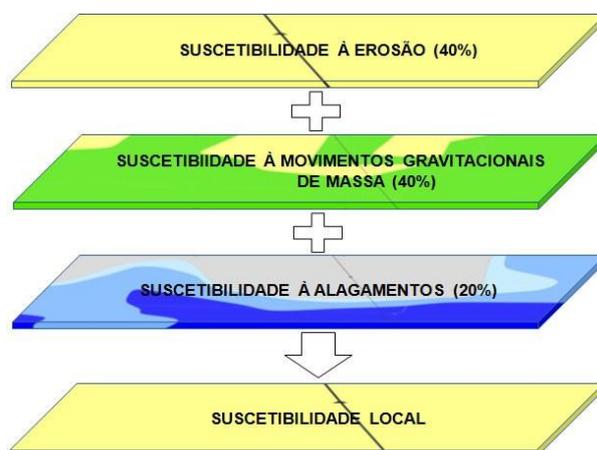
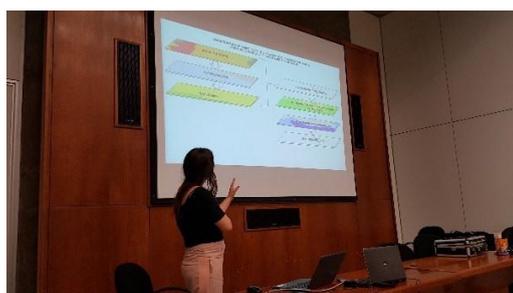


Figura 2. Composición de susceptibilidad local.

Fuente: Eletrosul.

Este puntaje permite determinar la severidad estructural de cada torre, para cada componente de infraestructura denominado "Característica del terreno". Las Fotografías 8 y 9 muestran parte de la presentación realizada por Eletrosul.

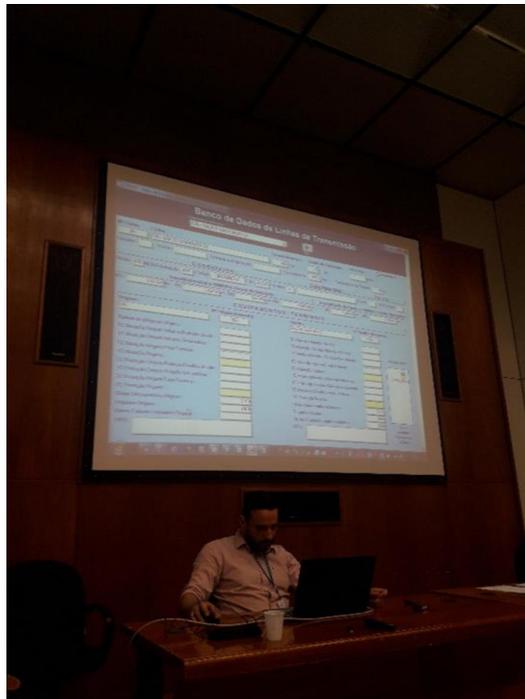


Fotografía 8. Presentación de composición de susceptibilidad para determinación de severidad estructural, tomando en cuenta las características del terreno.

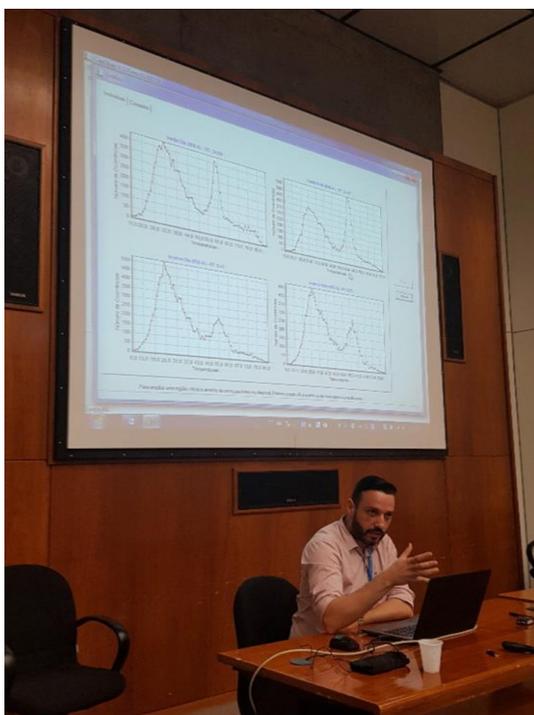


Fotografía 9. Presentación de composición de susceptibilidad para determinación de severidad estructural, tomando en cuenta las características del terreno

Con respecto a la severidad operacional, se realizó una presentación por parte del Ing. Julian Reis, ingeniero eléctrico de Eletrosul. Los puntajes de severidad operacional aún no han sido determinados por parte del equipo, ya que Eletrosul cuenta actualmente con un software que calcula el riesgo térmico de las líneas de transmisión de llegar a 60°C, la cual es la temperatura umbral de operación de los cables. Este software toma en cuenta diferentes parámetros climáticos, a partir de curvas que ya se habían definido previamente con la participación de un especialista. De esta manera, Eletrosul estará analizando a lo interno cómo determinar el riesgo operacional para trabajar en las medidas de adaptación que sean necesarias (ver Fotografías 10 y 11).



Fotografía 10. Presentación de software de Eletrosul para cálculo de riesgo térmico de líneas de transmisión.



Fotografía 11. Curvas de riesgo térmico de líneas de transmisión.

Una vez discutido lo anterior, se procedió a asignar los puntajes de probabilidad actual y futura para cada parámetro climático del estudio, ejercicio que fue realizado en una hoja electrónica donde Eletrosul ya tenía colocados los puntajes de severidad para cada componente de infraestructura.



Fotografía 12. Presentación de resultados de llenado de matriz actual y futura.

Se pudo corroborar que los parámetros climáticos SCM y los vientos extremos, así como el tema de deslizamientos, son los que representan un mayor riesgo para Eletrosul. No obstante, un aspecto que es importante señalar, es que tanto para el clima actual como para el clima futuro, la mayoría de los riesgos están en categoría media o alta, según el resultado apreciado en los dos mapas de calor generados. Es importante que el equipo esté seguro de los puntajes de probabilidad de los eventos climáticos y de los puntajes de severidad asignados, para que la

corporación pueda tener confianza en que tomará decisiones basadas en criterios técnicos correctamente establecidos.

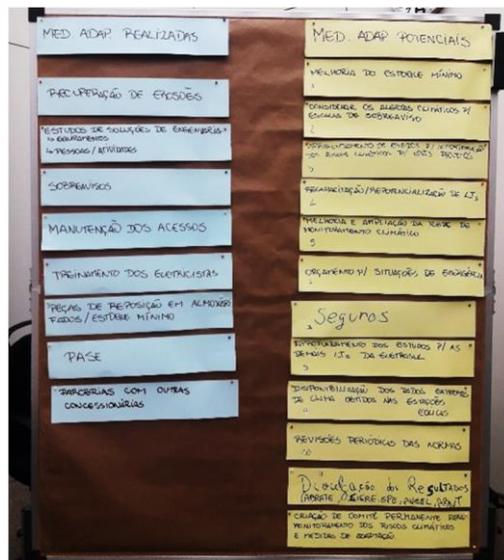
Durante el segundo día, se realizó la presentación de una propuesta para trabajar las medidas de adaptación. La propuesta de Stantec consiste en una tabla donde se registran los puntajes más altos de riesgo, el componente de la infraestructura y el parámetro climático al cual se asocia ese riesgo, así como el impacto que se genera. De esta forma, el equipo propone cuáles serían las posibles medidas de adaptación que serían necesarias para mitigar los riesgos, y para cada medida se propone indicar, de manera cualitativa, los siguientes factores:

- Costos de adaptación: bajo, medio o alto.
- Efectividad de adaptación: baja, media o alta.
- Tiempo para implementación: corto, mediano o largo plazo.
- Barreras de acción: por ejemplo, costo, carencia de información, controles y políticas existentes, entre otros.
- Equipo o departamento responsable de adaptación.
- Socios o interesados que podrían apoyar la gestión.
- Dificultad de implementación: baja, media o alta.
- Medidas para monitoreo o evaluación.

El equipo realizó una lluvia de ideas de medidas de adaptación, a nivel general, que se podrían implementar en la corporación, y basados en los diversos riesgos que habían identificado a lo largo del proceso. Posteriormente, seleccionaron algunas de las torres con los riesgos más críticos, y realizaron el proceso de llenado de la tabla, a manera de ejercicio, ya que lo harán a lo interno de la corporación para la totalidad de los riesgos que requieren una acción de adaptación (ver Fotografías 13 y 14).



Fotografía 13. Lluvia de ideas para identificar posibles medidas de adaptación.



Fotografía 14. Lluvia de ideas de posibles medidas de adaptación para líneas de transmisión de Eletrosul.

Finalmente, se realizó una pequeña presentación con algunos lineamientos generales para la redacción del informe final, y se culminó con un *fish bowl* con la totalidad del equipo de trabajo, para conocer su percepción, observaciones y comentarios sobre el proceso en general. Algunos de los comentarios fueron los siguientes:

- Proceso ordenado, por etapas. Tiene algunas limitaciones, pero puede ser ajustado para las necesidades del usuario. Por ejemplo, la conexión con el sistema SIG de Eletrosul.
- Proceso que sigue una secuencia lógica, donde las personas trabajan de manera conjunta en un proyecto completo, de una forma colaborativa.
- Existe limitación en cuanto al tiempo para desarrollar las actividades asociadas al proyecto.
- A pesar de trabajar en la misma empresa, por la limitación que hay en cuanto a tiempo disponible de la gente fue muy difícil encontrar los espacios para reunirse a lo interno a discutir sobre el trabajo. Sin embargo, la realización de los talleres ayuda a generar esos espacios de discusión y trabajo.
- La metodología permite el aprovechamiento técnico del personal que se involucra en su aplicación, lo cual da confiabilidad al trabajo desarrollado.
- El proyecto se manejó como piloto a lo interno de Eletrosul, con la intención de presentarlo ante Eletrobras. Esto contribuye al proceso nacional de articulación entre diversos sectores de Brasil.

- Las medidas de adaptación tienen un interés económico y político para la empresa. Esto hace que eventualmente se facilite la priorización de la implementación de las medidas de adaptación.

- La metodología permitió la sensibilización tanto de las personas participantes como de otras a lo interno de Eletrosul, en el tema de cambio climático y el análisis de riesgo de la infraestructura ante los eventos extremos.

- Las acciones para minimizar y controlar el riesgo, podrían permitir eventualmente a Eletrosul evitar transmitir el impacto de los riesgos altos a las tarifas, lo cual beneficia a los usuarios del servicio.

- El trabajo en equipo fue vital para sistematizar el conocimiento. Por ejemplo, el ejercicio realizado para determinar la severidad estructural asociada al componente de infraestructura de características del terreno.

3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es recomendable que el alcance de las contrataciones de servicios climáticos se realice posteriormente al establecimiento de las necesidades de los dueños de la infraestructura, y la determinación de los eventos extremos que les han afectado en el pasado. Una definición preliminar del marco de acción de los expertos en clima puede llevarse a cabo para elaborar un perfil básico de lo que se requiere, pero la definición final no debe realizarse hasta tanto no se conozca el alcance de los estudios que son necesarios para que el análisis de riesgo sea exitoso. De lo contrario, la evaluación de vulnerabilidad ante los impactos del cambio climático podría no satisfacer al 100% las necesidades de los dueños de la infraestructura. Participar a quienes manejan y administran los activos es de suma importancia para lograr el éxito del análisis.

Uno de los puntos más altos del trabajo realizado por Eletrosul, fue el proceso seguido para determinar la severidad estructural de acuerdo con la susceptibilidad del terreno para cada torre. Esto es un buen ejemplo de la flexibilidad que presenta el Protocolo PIEVC para trabajar con conceptos y criterios que sean funcionales para la corporación a la cual se realiza el análisis de riesgo de la infraestructura ante los eventos climáticos.

Con respecto al riesgo operacional para el caso de Eletrosul, se recomienda evaluar el uso de los valores de riesgo térmico que ya incorporan las diferentes variables en el software presentado durante el taller, con el fin de aprovechar los recursos con los cuales cuenta la corporación. Sin embargo, el equipo de operación de Eletrosul podría decidir tratar de definir sistemáticamente un riesgo operacional con una lógica similar a la seguida para determinar la severidad estructural relacionada con las características del terreno. Esto podría realizarse tomando en cuenta algunas variables con las cuales ya el equipo de operación cuenta (por ejemplo, el umbral térmico de 60°C para la operación de la línea), e incorporar un puntaje de

severidad relacionado con los impactos que tendría sobre ciertos componentes la acción de cada evento climático del estudio, y la susceptibilidad a que la operación del sistema se vea interrumpida. El equipo de operación de Eletrosul deberá determinar qué es lo más conveniente para la corporación.

En cuanto a los puntajes de riesgo obtenidos para Eletrosul, se recomienda realizar una revisión tanto de las probabilidades de los eventos climáticos como de los puntajes de severidad. Según fue comentado en el taller, algunos puntajes de severidad previamente establecidos fueron incrementados en 1 o 2 puntos, en una escala de 1 a 5, si se presentaban algunas condiciones específicas. Esto causa un aumento en el riesgo del componente de infraestructura ante el evento climático evaluado, para lo cual Eletrosul debe estar seguro de que no hay una sobreevaluación del riesgo.

Para el caso del Puerto de Itajaí, es importante mencionar que es recomendable que no se dejen fuera del análisis elementos de infraestructura que podrían ser de suma importancia para brindar el servicio. Debe recordarse que la definición de infraestructura toma en cuenta todo aquel activo que existe para brindar un servicio determinado, y en el momento que algún factor, de manera directa o indirecta, impide que se pueda brindar el servicio, se interrumpe el funcionamiento normal del sistema y esto debe ser contemplado dentro del análisis de riesgo. Por ejemplo, si un corte a nivel de fluido eléctrico representaría un problema para la operación del servicio, debe tomarse en cuenta dentro del análisis. El hecho de que alguno de los componentes no esté bajo el control del dueño de la infraestructura, no quiere decir que no se deba tomar en cuenta dentro del análisis, sino más bien que el riesgo debe ser mitigado de una forma diferente. No obstante, el propietario de la infraestructura es el responsable de definir y justificar los elementos que se toman en cuenta, así como los que se dejan por fuera del análisis.



ANEXO E – INFORMAÇÕES GERAIS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Fase 1 – Características básicas de projetos de linhas de transmissão

A concepção de um projeto de uma Linha de Transmissão é feita observando várias condicionantes impostas por variáveis econômicas, técnicas e sócio-ambientais que levam a um traçado otimizado. A construção de linhas de transmissão obedece a critérios impostos nos editais dos Leilões de concessão promovidos pela ANEEL (Agência nacional de Energia Elétrica). Assim, como há concorrência para determinados “lotes” leiloados, os projetos mais enxutos e bem elaborados, tendem a se tornar vencedores e obtêm a concessão para a construção e operação de uma determinada Linha de transmissão.

Na sequência serão abordados, com breve explicação, para um melhor entendimento, alguns itens de linhas de transmissão, como: cabos (condutores e pára-raios), isoladores e travessias de linhas em geral.

Segue ilustração, onde se vê uma linha de transmissão em 525 kV, com os seus componentes como: cabos pára-raios ou cabo guarda, cabos condutores, cadeias de isoladores e a estrutura, no caso a torre.

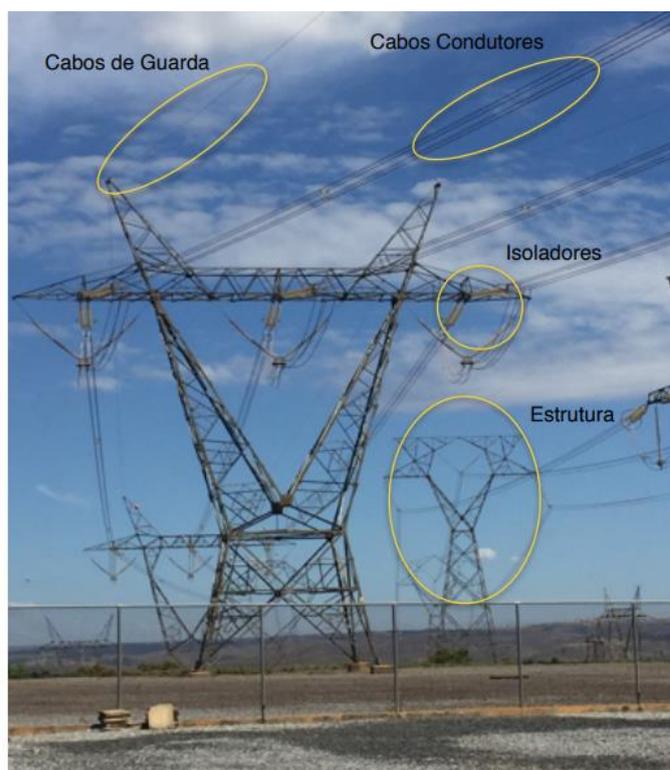


Figura 1.1 – Linha de Transmissão em 525 kV e seus componentes principais

Apresentamos abaixo os principais elementos que compõem os projetos de linhas de transmissão.

TORRE

A torre é um dos três elementos que tem o custo financeiro mais alto na composição da infraestrutura que denominamos de Linha de Transmissão.

A função principal da torre é sustentar os cabos condutores e os cabos para-raios, que são responsáveis por transmitir grandes pacotes de energia elétrica e de dados entre uma fonte geradora e uma subestação, ou entre subestações.

Sustentar os cabos com segurança, portanto, torna-se um dos grandes desafios da engenharia de transmissão. A segurança dessa sustentação depende das características do empreendimento (tensão da linha, número de circuitos, tipos de cabos, traçado da LT), das características da região (relevo, clima, atividades humanas). Essas características associadas definem padrões, ou subgrupos de atendimento a determinadas demandas ou exigências ao longo da LT; assim são responsáveis por determinarem as quantidades de tipos de torres diferentes, formando-se assim uma família ou série de torres, que ainda devem respeitar requisitos de engenharia e de custos financeiros.

Em geral, esse agrupamento se dá em função de algumas características observadas no traçado da LT, como a altura mínima e máxima que associadas ao relevo determinam outras características, como o vão médio, o vão de peso ou gravante; o ângulo mínimo e máximo de deflexão varia conforme a necessidade de se desviar de obstáculos naturais (relevo acidentado, cursos de água, etc.) ou obstáculos criados pelo homem (benfeitorias, áreas cultiváveis).

A quantidade de tipos de torres diferentes, integrantes de uma mesma família ainda vai depender de outras duas características estruturais como a sua forma de sustentação, e a sua capacidade de suportar deflexões.

Levando-se em consideração todos estes estudos, define-se o que se chama de Silhueta, que é a representação dos contornos da torre através da elevação longitudinal e transversal da torre (Figura 1).

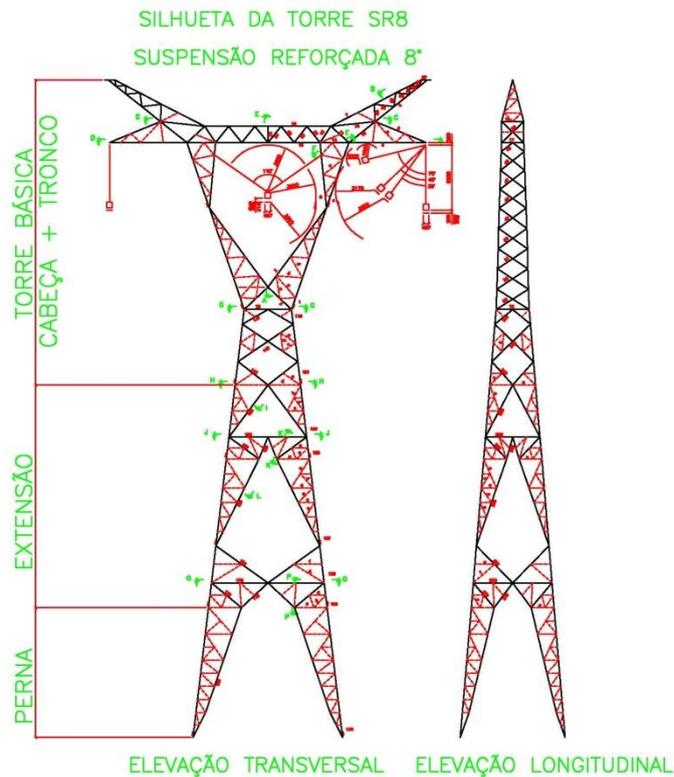


Figura 1. Detalhe de uma silhueta padrão, torre de 525 kV, com elevação transversal e longitudinal e a nomenclatura de cada parte componente da torre.

Os esforços que a Silhueta deve suportar, resumidamente são:

- Esforços verticais: resulta da ação vertical dos esforços aplicados aos cabos (peso próprio, componente vertical da ação do vento e da temperatura), somados ao peso de ferragens (cadeia de isoladores) e outras sobrecargas eventuais como: montagem da LT, serviços de manutenção, rompimento de cabos;
- Esforços horizontais longitudinais: resulta da ação horizontal dos esforços aplicados aos cabos, na direção normal ou axial, provenientes da tração do cabo entre vãos, somados a ação componente do vento e da temperatura;
- Esforços horizontais transversais: resulta da ação horizontal dos esforços aplicados aos cabos, na direção perpendicular, e é a componente mais importante derivada da ação dos ventos, dimensionando grande parte da Silhueta.

Composição da Silhueta

A Silhueta da torre é composta pela adição de grupos estruturais treliçados, cada qual com a sua função estrutural, juntos são responsáveis pela sustentação dos cabos e também da sua

própria estabilidade diante das adversidades climáticas e da região (relevo, solo, tipo de ocupação, seja urbana ou rural).

Basicamente, uma torre autoportante é composta pelos seguintes elementos (Figura 1):

- **Torre Básica** – a torre básica é o elemento estrutural que contém a cabeça e o tronco. A cabeça é desenvolvida para atender as condições elétricas impostas pelo cabo e sustentar mecanicamente os cabos. O tronco é o elemento de transição entre a cabeça e o restante da torre. Ele deve absorver todos os esforços transversais, longitudinais e verticais aplicados na cabeça;

- **Extensão** – este elemento é a conexão da torre básica com as pernas ou também chamados pés. A extensão permite à torre que ela possa ficar mais alta, atendendo as diversas necessidades de alturas impostas pelo relevo e o traçado da LT;

- **Pernas ou pés** – este elemento é responsável por transferir os esforços captados pela Torre Básica devido à ação dos esforços provenientes dos cabos e dos ventos, além do peso próprio da estrutura para o solo. Este elemento tem a capacidade de se adaptar as variações do relevo, permitindo à torre se manter sempre na posição vertical.

Uma torre estaiada é composta pelos seguintes elementos (Figura **XXXXX**):

- **Torre Básica ou Parte Superior Comum** – a torre básica ou parte superior comum é o elemento estrutural que contém a cabeça e o tronco. Nela também se conectam os cabos de estaiamento, que são responsáveis pela manutenção da sustentação da torre e sua operacionalidade.

- **Extensão ou Mastro** – a semelhança das torres autoportantes, a extensão também é o elemento estrutural que conecta a parte superior comum à parte inferior comum. A extensão é a responsável pela variação de altura da torre, ampliando o seu horizonte de aplicação.

- **Pernas ou pés ou Parte Inferior Comum** – a conexão da torre com a fundação é realizada através da Parte Inferior Comum. Este módulo é responsável por conectar a extensão e reunir todas as cargas de compressão da torre e conduzi-las ao solo. Este elemento estrutural é o mesmo para todos os tipos de extensões.

Torres podem Autoportantes e Estaiadas.

A torre autoportante, como o próprio nome diz, é aquela capaz de permanecer estruturalmente estável e funcional, sem o auxílio de qualquer outro apoio senão os seus próprios pés, como são denominadas as composições da estrutura da torre que as conecta com as suas fundações no solo.

De forma oposta, a torre estaiada necessita de suportes para garantir a sua estabilidade funcional; neste caso, são utilizados cabos de aço (estais) que são fixados em pontos específicos na torre e absorvem os esforços laterais (devidos ao vento), transferindo-os para as suas fundações, normalmente são adotados 04 (quatro) estais para cada torre.

Na prática se tem observado que as torres estaiadas são mais resistentes aos fenômenos climáticos atípicos que as torres autoportantes, quando aplicadas para a condição de suspensão (ver conceito no item a seguir). Esta resistência está, em parte, associada à capacidade de absorção das cargas pelos estais, e também pela flexibilidade da torre.

Para a condição de ancoragem, as torres autoportantes são as mais usuais, não sendo recomendado o emprego de torres estaiadas, por ocuparem área maior. Observa-se também, que as torres autoportantes, quando empregadas em condições de ancoragem (grande ângulo e/ ou terminal) apresentam uma performance superior, se comparadas com as estaiadas.

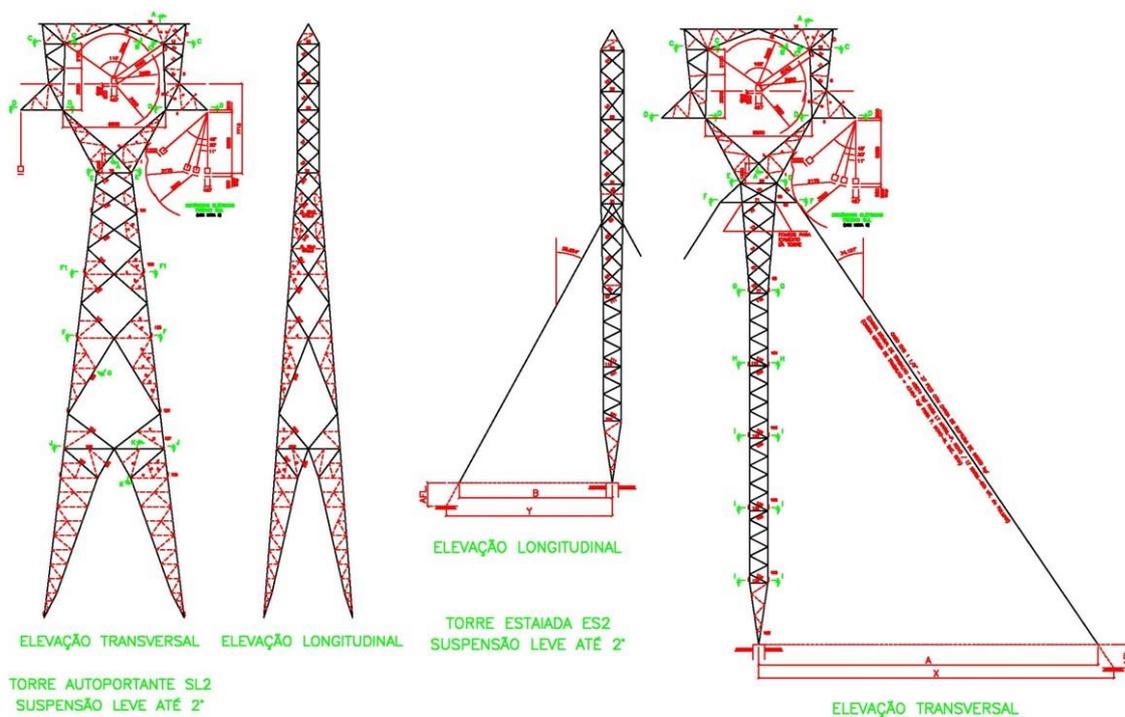


Figura 2. Exemplos de duas torres que são idênticas em sua aplicação, sendo a primeira autoportante e a segunda estaiada, ambas utilizadas no mesmo empreendimento.

Torres de Suspensão e Ancoragem.

A torre de suspensão tem a função exclusiva de sustentar os cabos condutores e os cabos para-raios, desta forma, ela não admite suportar grandes esforços axiais entre os vãos de uma mesma estrutura, pois os cabos não transferem suas trações longitudinais à estrutura, apenas o seu peso, que é absorvido primeiramente pela cadeia de isoladores que se conecta na mísula da torre, ver foto 1.



Foto 1: Torre SD2, de suspensão em circuito duplo vertical da LT 525 kV Marmeleiro – Povo Novo.

A torre de ancoragem, por outro lado, é capaz de suportar o peso e a tração de todos os cabos condutores e cabos para-raios que se conectam a ela, admitindo, portanto, absorver condições de ângulos de cabos na horizontal (deflexões entre torres) e também ângulos de cabos na horizontal (condição de arrancamento, observado em torres instaladas em vales), ver foto 2.



Foto 2: Torre FD45, de ancoragem grande ângulo/ terminal, em circuito duplo vertical da LT 525 kV Marmeleiro – Povo Novo.

Disposição dos circuitos

A disposição dos circuitos depende inicialmente da quantidade de circuitos, no Brasil temos casos de Linhas de Transmissão com um ou dois circuitos, denominados também de circuito simples e de circuito duplo, respectivamente.

Basicamente nas linhas trifásicas temos 03 (três) tipos de arranjos de condutores: vertical, triangular e horizontal.

A disposição do circuito pode ser vertical (ver fotos 1 e 2), horizontal (figura 1) ou triangular (foto 3).



Foto 3: Torre SL2, de suspensão, em circuito simples da LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2, observa-se a equipe trabalhando na conexão da cadeia de isoladores com os cabos condutores e também nos para-raios.

No circuito vertical, as três fases, para o caso de transmissão em corrente alternada, ou as duas fases, para o caso de transmissão em corrente contínua ficam uma sobre as outras, espaçadas de acordo como os critérios de isolamento elétrico. Este tipo de circuito tende a produzir torres altas, e conseqüentemente mais sensíveis a ação do vento.

No circuito horizontal, as fases estão dispostas horizontalmente em relação ao solo. Este tipo de torre apresenta como característica principal uma menor altura cabo solo, e também um distanciamento maior entre fases, o que aumenta a abertura da mísula. Este tipo de circuito tende a produzir torres mais baixas, e apesar de terem aberturas de mísulas maiores, tornam-se menos sensíveis a ação do vento, se comparadas com as torres de circuito vertical.

No circuito triangular, as fases estão dispostas como o próprio nome diz, de forma triangular (ver Figura 3), podendo a fase que compõe o vértice superior deste triângulo estar ou não alinhado com uma das fases situadas logo abaixo.

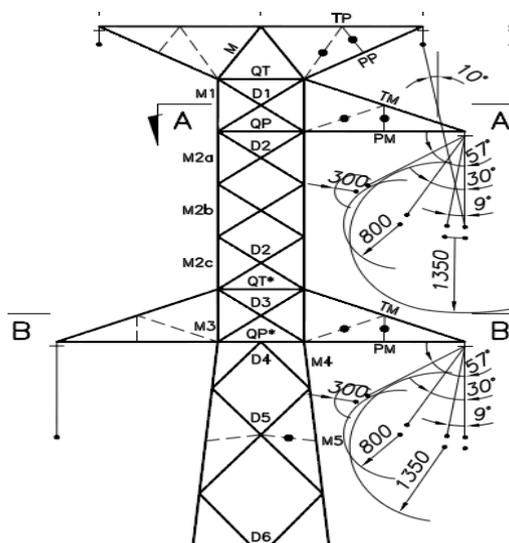


Figura 3: Circuito triangular não simétrico.

Ao se comparar as disposições anteriores dos circuitos horizontal e vertical, onde temos uma simetria na disposição das fases, pode-se considerar que a torre de circuito triangular apresenta, num primeiro momento, uma sensibilidade maior aos esforços de torção, tendo a sua geometria “aparentemente” mais susceptível aos efeitos climáticos adversos, por ter eventualmente, duas fases de um lado da torre, e uma isolada no outro lado.

Vida útil e a depreciação

A torre também é dimensionada considerando a sua longevidade, que é a sua capacidade de utilização técnica, de forma rentável e operacional ao longo de determinado período de tempo, o que se conhece como vida útil.

A vida útil passa a ser considerada no momento em que a torre começa a operar, e termina quando ela sai de operação definitivamente.

Vários são os fatores que influenciam na vida útil de uma torre, a saber:

- Condições físicas (danos por acidentes, danos por catástrofes, deterioração pelo tempo);
- Uso e sua condição de serviço operacional (condição de operação leve, média, severa);
- Condição de aplicação (perda da sua capacidade, não atendendo mais as necessidades de serviço, ou tecnologia ficou obsoleta);
- Manutenção.

A depreciação corresponde à perda do valor venal da torre ao longo de determinado período de tempo. É uma ferramenta que procura valorar a perda do bem ano após ano, e pode estar subdividida em 03 situações:

- Física;
- Econômica;
- Contábil.

Fundação

A fundação é um dos três elementos que tem o custo financeiro mais alto na composição da infraestrutura que denominamos de Linha de Transmissão, junto com a torre e o cabo.

Como componente estrutural, sua função principal é garantir que a torre esteja sempre em perfeita condição operacional, mantendo-a estável, sendo capaz de suportar e transferir os esforços ao solo, gerados pela ação dos ventos sobre os cabos e a torre, e também pela ação dos pesos próprios dos cabos, da torre e da própria fundação, suportando todos os esforços de compressão, de arrancamento e de tombamento (estas são as forças provocadas pela torre nas fundações).

A fundação pode ser construída utilizando-se de elementos como a madeira (usada principalmente como estaca de cravação), o aço (utilizado em grelhas, estacas de cravação, e como componente estrutural das fundações de concreto), e o concreto armado que é o material

mais usado, capaz de oportunizar diversas soluções de engenharia e permitir a sua combinação com os elementos citados anteriormente.

Como elemento de conexão entre a parte aérea (torre) e o solo, a fundação deve ter a capacidade de se adaptar ao relevo, e principalmente, aos mais variados tipos de solo com características diferentes, por vezes com a presença de água (lençol freático, lagos, áreas alagadas permanentes ou sazonais), e também com maior ou menor capacidade corrosiva. Esta é uma situação observada pelo fato de a LT percorrer, em sua maioria, grandes extensões territoriais.

Por conta disso, a melhor forma para determinar o tipo de fundação para cada torre ao longo da LT é conhecer as propriedades do solo (densidade, composição, espessura e textura das camadas analisadas), e a sondagem é um dos processos mais usuais e com resultados confiáveis, quando se trata de estudar e classificar o solo, que será o elemento que absorverá todos os esforços provenientes da torre, não podendo apresentar deformações excessivas (recalques), ou o próprio cisalhamento (colapso do solo diante das cargas aplicadas).

Assim, a estabilidade e a longevidade são premissas de uma boa fundação, devem combinar um baixo custo executivo e operacional/ manutenção, mas a sua eficiência depende da análise de muitas informações que são inerentes à LT, a saber:

- Do relevo (áreas mais acidentadas são mais sensíveis às variações climáticas);
- Do uso do solo (áreas de cultivo);
- Do movimento do solo ao longo do tempo (decapagem ou aterro provocado de forma natural ou devido à ação do homem);
- Da sondagem (classificação do solo e obtenção de informações físico-químicas);
- Da correta avaliação geotécnica do laudo de sondagem;
- Da escolha da fundação adequada e do seu dimensionamento;
- Do uso apropriado das informações provenientes da árvore de carregamento da torre (hipóteses de cargas);
- Da execução da fundação;
- Dos cuidados pós-execução (recuperação do entorno da praça de serviço);
- Da manutenção e seus cuidados de rotina.

As fundações empregadas nas linhas de transmissões podem ser divididas em dois grupos:

- Rasas ou superficiais (ex.: sapata, grelha metálica);
- Profundas (ex.: estaca, tubulão).

As fundações rasas ou superficiais são aquelas que por definição da NBR-6122 têm a relação entre a profundidade de assentamento e a menor dimensão da sua base, em planta, um valor inferior a 2, ao contrário do que ocorre com as fundações profundas, que têm um valor superior a 2.

Existem ainda as fundações especiais, que não se enquadram nos dois grupos citados acima, como as fundações que se conectam através de tirantes à rocha, sejam mais superficialmente (bloco ancorado em rocha), sejam mais profundamente (tubulão ancorado em rocha).

Incluem-se também na categoria de fundações especiais as que se utilizam de estacas helicoidais; solução muito adotada para fundações com torres estaiadas. Estas estacas são cravadas no solo através de rotação, e o torque determina a sua capacidade de resistir aos esforços de arrancamento e de compressão.

Baseados nessas premissas são desenvolvidos os projetos tipos. Os projetos tipos têm o objetivo de agrupar soluções para o maior conjunto de características de uma torre (alturas, variações de pés, comprimentos de vãos de vento e de peso, deflexões longitudinais, transversais e verticais), desenvolvidos para todos os tipos de solos identificados ao longo da LT.

Informações para Dimensionamento de uma Fundação

Investigação Geológica e Geotécnica

A investigação geológica e geotécnica engloba o estudo do relevo, do uso e movimento do solo, da sondagem que identifica o perfil estratigráfico e descreve as suas características e permite avaliar a sua capacidade de carga, apresentando ao projetista as informações essenciais, para que possa trabalhar uma solução de fundação adequada para o local, considerando ainda parâmetros financeiros e executivos.

Na prática, o custo para a investigação geológica e geotécnica para o projeto de uma LT pode variar de 0,1% a 0,8% do custo total da obra, e dados históricos revelam que a omissão deste procedimento pode acarretar custos superiores a 30% do valor total da obra. (fonte: Furnas – Estudos de Solos)

Sob o aspecto executivo, a escolha da fundação deve considerar a facilidade de acesso de materiais, de equipamentos e da equipe. As soluções de fundações devem ponderar também a facilidade de obtenção dos insumos, da água, pois a partir do momento que se inicia a concretagem de uma fundação, não há como parar o processo até a sua conclusão, caso contrário, corre-se o risco de se comprometer tecnicamente a eficiência da fundação. Não se recomenda a execução de fundações (escavações, concretagem) em condições adversas

(chuva, solo alterado pela quantidade de água), sob a hipótese de se perder a própria fundação, já que as características geofísicas do solo estão alteradas e sensíveis.

Relevo

Uma linha de transmissão ao percorrer grandes extensões territoriais tem seu traçado influenciado diretamente pelo seu relevo que além de comprometer o seu comprimento, aumentando ou diminuindo a quantidade de torres, pode também determinar a maior ou menor quantidade de torres de ancoragens, que são aquelas desenvolvidas para suportarem ângulos superiores a 30°.

Na prática se observa que uma linha de transmissão desenvolvida para percorrer trechos com relevo acidentado tende a ter uma quantidade maior de torres de ancoragem para suportarem os vários ângulos (deflexões no eixo vertical e horizontal) de contorno da região, o que torna a LT mais cara, por se usar torres mais pesadas, e por criar mais dificuldades executivas (acesso, vãos de travessia, fundações especiais).

Em regiões onde o relevo é plano (planícies e planaltos), a torre usual tende a ser de suspensão, com altura superior a encontrada em relevos acidentados. Em muitos casos ainda é possível utilizar a torre em sua máxima condição de aplicação, ou seja, com vão de vento e de peso de projeto.

As regiões com relevo acidentado podem canalizar o vento, potencializado a sua ação e o seu efeito sobre as linhas de transmissão, mas não se observa o colapso de torres devido ação dos ventos nestes locais, ao contrário do que se observa em áreas planas.

Por outro lado, as regiões com relevo mais acidentado são mais sensíveis aos movimentos de massa do solo.

Movimentos de Massa do Solo

Os movimentos de massa são provocados pela ação gravidade sobre um volume de solo, potencializados pela ação de chuvas, de ventos ou uma combinação destes dois elementos, e acontecem geralmente em regiões com relevo acidentado, em encosta, quando uma massa de solo rompe a resistência devido ao atrito, criando um plano de ruptura, ou de cisalhamento. (Fonte: <http://igeologico.com.br/blog/2018/11/15/processos-de-dinamica-superficial-movimentos-de-massa/>).

As causas podem ser naturais ou antrópicas. As naturais acontecem devido a uma combinação do relevo, da morfologia do solo, da vegetação e da ação da água (intensidade e período).

As modificações provocadas pelo homem nas formas naturais do relevo através de cortes e aterros, alteração de cursos de água, decapagem de vegetação e atividades que causem

algum passivo ambiental contribuem para os movimentos de solo que provocam grandes desastres, comprometendo a segurança e a vida de pessoas, além dos danos materiais.

Assim, a investigação do solo exerce um papel fundamental na qualidade de uma LT, pois além de orientar o projeto, permite avaliar e garantir a sua manutenção ao longo de sua vida útil com segurança e qualidade.

Muitos desses eventos de movimento de massa apresentam sinais de que irão acontecer, e podemos citar os mais comuns:

Rastejamento (Creep): a ocorrência do rastejamento está associada a perfis de solos rasos, em taludes, com um movimento lento e descendente, onde ocorre uma deformação plástica do solo, motivadas pela ação de fatores externos (vegetação, chuva, etc.). Uma observação criteriosa tanto no estudo para lançamento de traçado da LT, como durante a manutenção de uma LT existente dará bons indicativos de possibilidade de escorregamento iminente, o que pode oportunizar soluções que permitam evitar ou mitigar o problema.

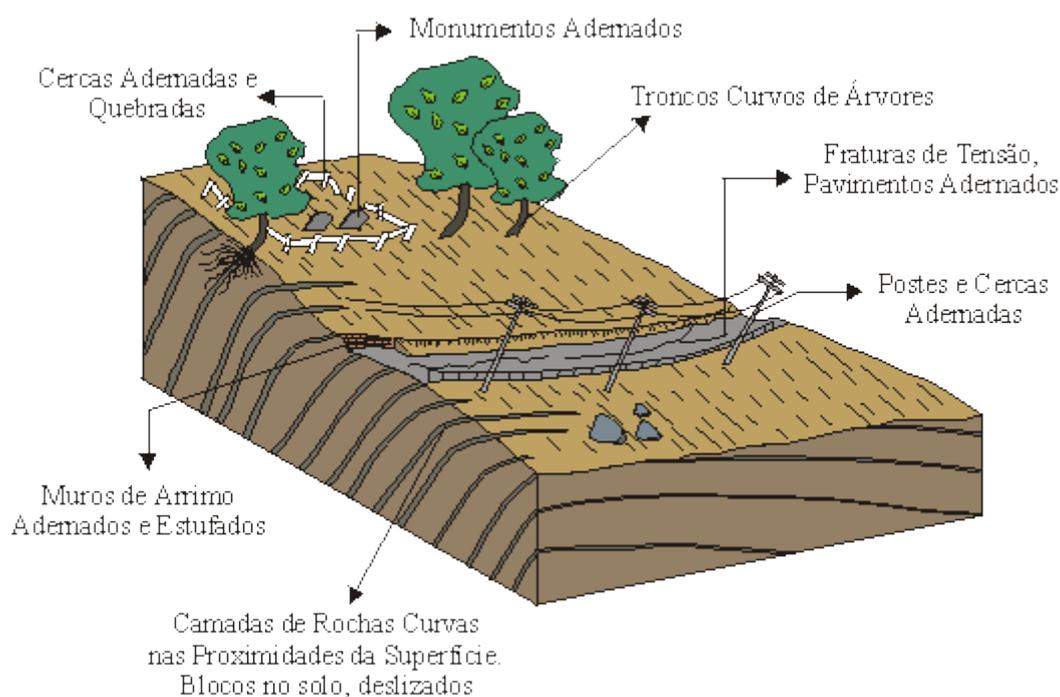


Figura 04: Ilustração mostra o fenômeno geodinâmico de rastejamento (modificada de Bloom, 1988 apud Infanti Jr. & Fornasari Filho, 1998).



Foto 04: Pode-se observar a ocorrência de rastejamento (Creep), num processo lento, que permitiu que os troncos das árvores se deformassem. Observar que o solo apresenta irregularidades no entorno das árvores (Proin/ Capes & UNESP/ IGCE, 1999).

Escorregamento (Slides): ao contrário do Creep, o escorregamento é caracterizado por um movimento rápido da massa, devido à ruptura de um volume por tensão de cisalhamento.

O **escorregamento planar** ocorre por conta da estrutura geológica logo abaixo do volume que rompeu (Figura 05).

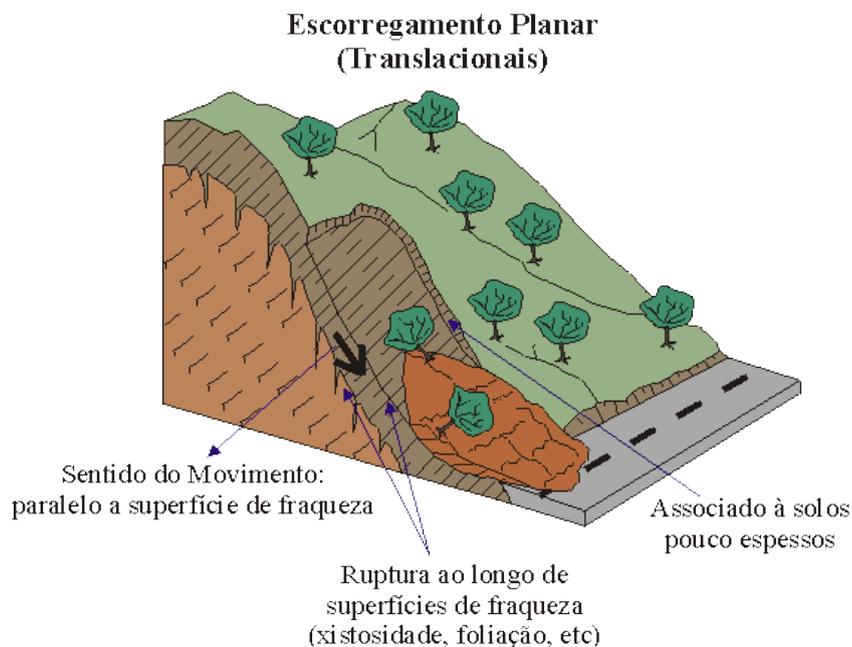


Figura 05: Ilustração mostra o fenômeno geodinâmico de escorregamento planar (modificada de Bloom, 1988 apud Infanti Jr. & Fornasari Filho, 1998).



Foto 05: Pode-se observar a ocorrência de escorregamento planar, caracterizado por ocorrer em serras. Observar que a ruptura ocorreu em uma superfície plana (Proin/ Capes & UNESP/ IGCE, 1999).

O escorregamento circular (rotacional) gera um movimento rotacional, entorno de um eixo. É comum em aterros, envolvendo espessuras maiores de solo, ao contrário do escorregamento planar.

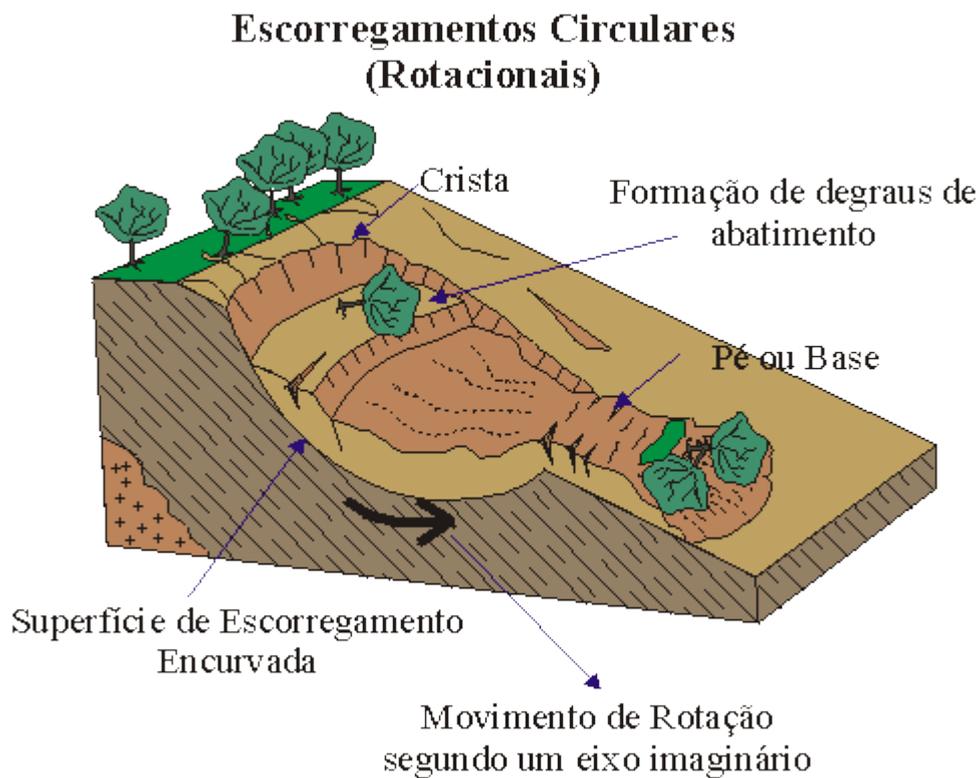


Figura 06: Ilustração mostra o fenômeno geodinâmico de escorregamento circular ou rotacional (modificada de Bloom, 1988 apud Infanti Jr. & Fornasari Filho, 1998).



Foto 06: Pode-se observar a ocorrência de escorregamento circular, de 1995, em La Conchita, Califórnia, Estados Unidos da América. (geohazards.cr.usgs.gov).

Escorregamento em cunha: deslocamento de uma massa com volume no formato de prisma. Ocorrendo em locais de interseção entre uma estrutura rochosa e planar. Este tipo ocorre em talude que por processo natural ou artificial (ação do homem) foi remodelado (corte) e desta forma, a massa de solo tem alterada as suas condições de confinamento (pressão interna entre grãos).

Escorregamento em Cunha

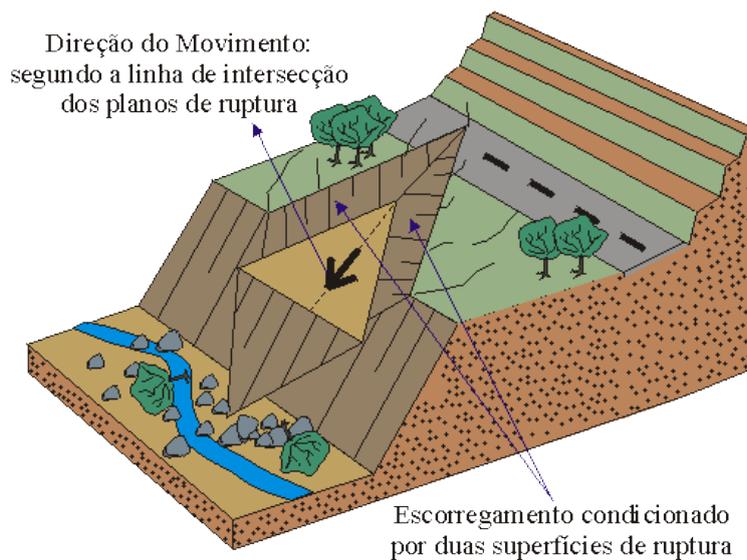


Figura 07: Ilustração mostra o fenômeno geodinâmico de escorregamento em cunha (modificada de Bloom, 1988 apud Infanti Jr. & Fornasari Filho, 1998).



Foto 07: Observa-se na foto a ação do homem através de o corte de um talude, e na sequência o escorregamento do tipo cunha (Montgomery, 1992).

Movimento de blocos: blocos de rocha, matacões, são deslocados pela ação da gravidade, motivadas por algum alívio de pressão interna, devido também ação da natureza ou do homem.

Queda de blocos de rocha: ocorre a partir da fratura de um grande bloco de rocha, que a partir do alívio de pressão se desprende das encostas e fica sujeita a ação da gravidade.

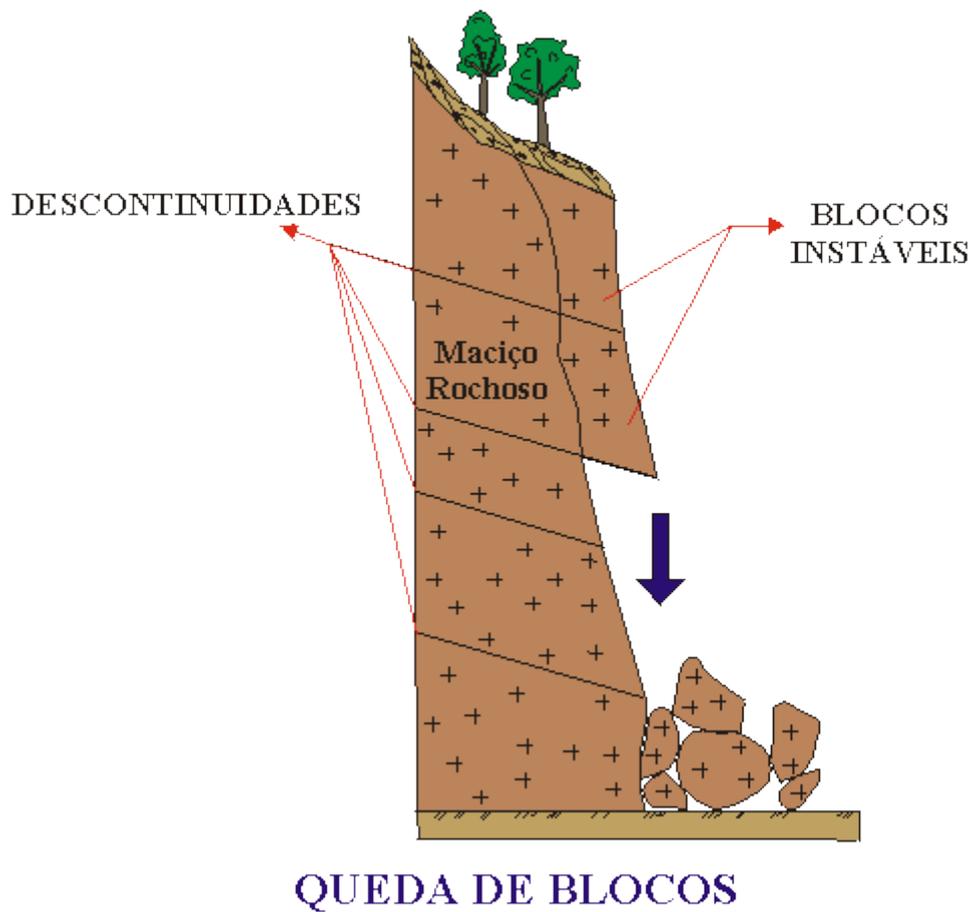


Figura 08: Ilustração mostra o fenômeno geodinâmico de escorregamento em cunha (modificada de Bloom, 1988 apud Infanti Jr. & Fornasari Filho, 1998).

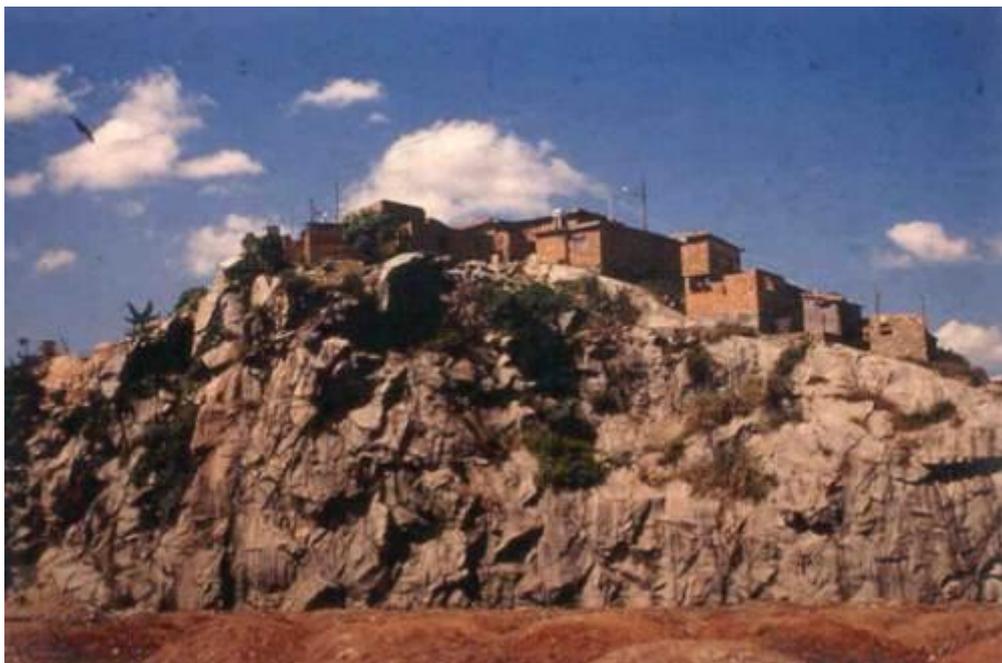


Foto 08: Observa-se na foto que alguns blocos já se desprenderam no passado. E que o bloco restante está “pendurado” no talude.

Tombamento de blocos: é um tipo de movimento de blocos. Neste caso, os blocos de solo ou rocha se desprendem do maciço a partir de plano de fraturas e se deslocam verticalmente.

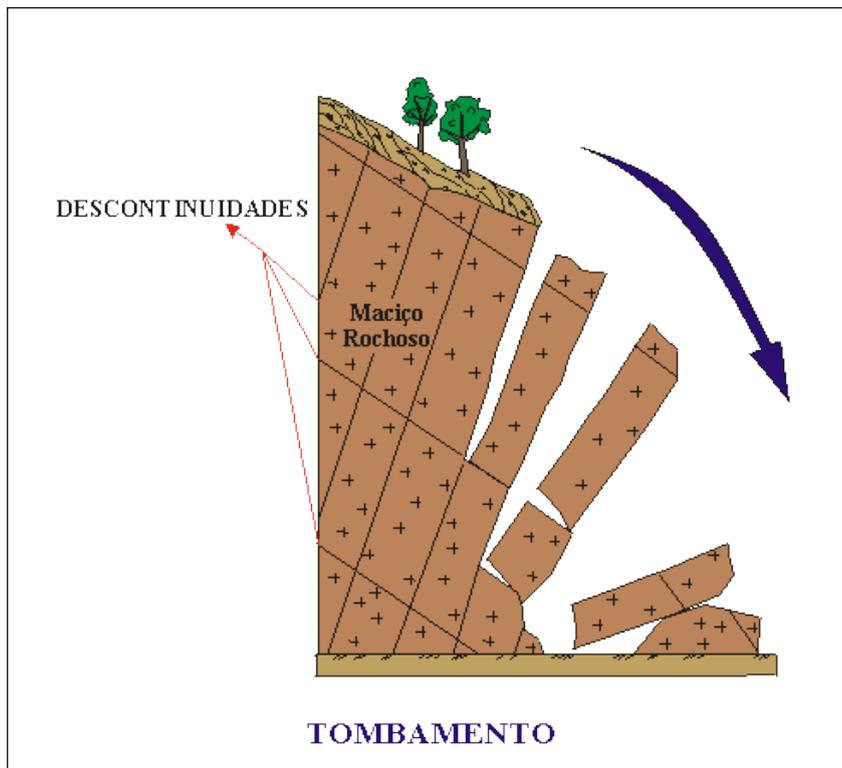


Figura 09: Ilustração mostra o fenômeno geodinâmico de tombamento de blocos (modificada de Bloom, 1988 apud Infanti Jr. & Fornasari Filho, 1998).



Foto 09: Grande bloco rochoso se desprende do maciço e cai. Observar a existência de planos de fratura.

Rolamento de blocos: é um tipo de movimento de blocos. Neste caso, os blocos de solo ou rocha rolam devido à perda de suporte.



Figura 10: A ação de intemperismo no talude geralmente provoca este tipo de colapso (modificada de Bloom, 1988 apud Infanti Jr. & Fornasari Filho, 1998).

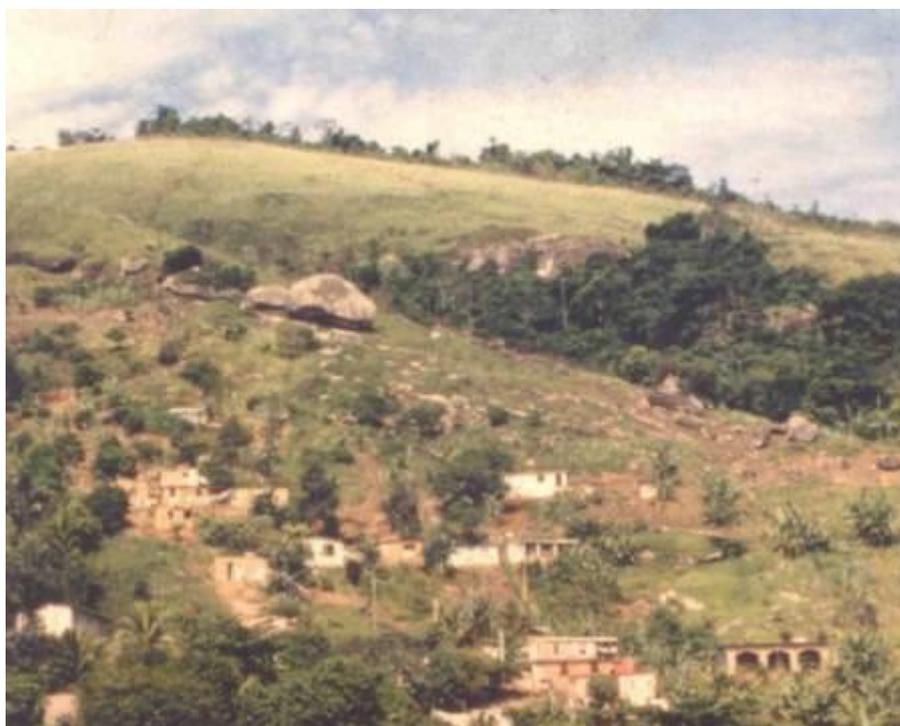


Foto 10: Área que apresenta uma susceptibilidade a ação de rolamento de rochas (Proin/ Capes & UNESP/ IGCE, 1999).

CABO

Conforme já relatado anteriormente, o item cabo se divide entre cabo condutor e cabo pára-raios.

Os cabos condutores e pára-raios, estão entre os principais itens que compõem uma linha de transmissão, pela sua importância em virtude principalmente da transmissão da energia e alto custo no caso do condutor, frente aos outros itens da linha.

Em linha de transmissão aérea que é o foco deste trabalho, existem vários tipos de cabos nus, ou seja, sem capa isolante, tanto na parte dos condutores de energia como dos cabos pára-raios ou cabo de cobertura ou ainda cabo guarda.

Estes cabos estão conectados através das cadeias de ancoragem e suspensão, às torres, que são os suportes dos cabos em uma linha de transmissão.

Tanto os condutores como os pára-raios, na linha, exercem esforços que são transferidos para a torre.

Estes esforços são provenientes do próprio tracionamento normal dos cabos entre duas ou mais torres, sem considerar vento atuando sobre estes, sendo que estes esforços são previstos e dimensionados em projeto e são absorvidos pelas torres.

Esta tração normal que é chamada de tração de EDS (Every Day Stress), nos cabos condutores, na condição sem vento e temperatura ambiente, fica em torno de 18% a 20% da carga de ruptura dos cabos e nos cabos pára raios, fica em torno de 12% a 16% da carga de ruptura destes, conforme o tipo de cabo.

CABO CONDUTOR

Pode-se dizer que o cabo condutor é o principal item de uma linha de transmissão aérea, pois é ele o responsável pela condução da energia elétrica de um ponto a outro da linha.

O cabo condutor deve ter a característica de baixa resistência por km de linha, o que possibilita baixas perdas em kW/km e isto é essencial para uma transmissão otimizada de energia elétrica;

No Brasil, atualmente existem vários tipos de cabos condutores para linhas aéreas, construídos com os mais variados tipos de materiais de diversos tipos, como:

- CA – Cabo de alumínio sem alma;
- T-CA – Cabo de alumínio termoresistente;
- CAA/ACSR – Cabo de alumínio com alma de aço/Aluminum conductor steel reinforced;
- T-CAA/T-ACSR – Cabo de alumínio termoresistente com alma de aço;
- CAL – Cabo de liga de alumínio, do tipo (1120, 1350, 6201 e etc);
- ACAR – Cabo de alumínio com alma de liga de alumínio;

OBS: Os cabos relatados acima são todos nus, ou seja, sem capa de isolamento externa.

Atualmente no Brasil, o tipo mais utilizado de cabo condutor nu para linhas de transmissão aéreas, é o cabo CAA/ACSR, embora, nos últimos anos, vem crescendo a utilização de cabos tipo CAL, construídos totalmente com fios de liga de alumínio, sem a alma de aço.

- Segue ilustração com a formação do cabo CAA/ACSR em questão, que é o tipo mais comum utilizado no país:

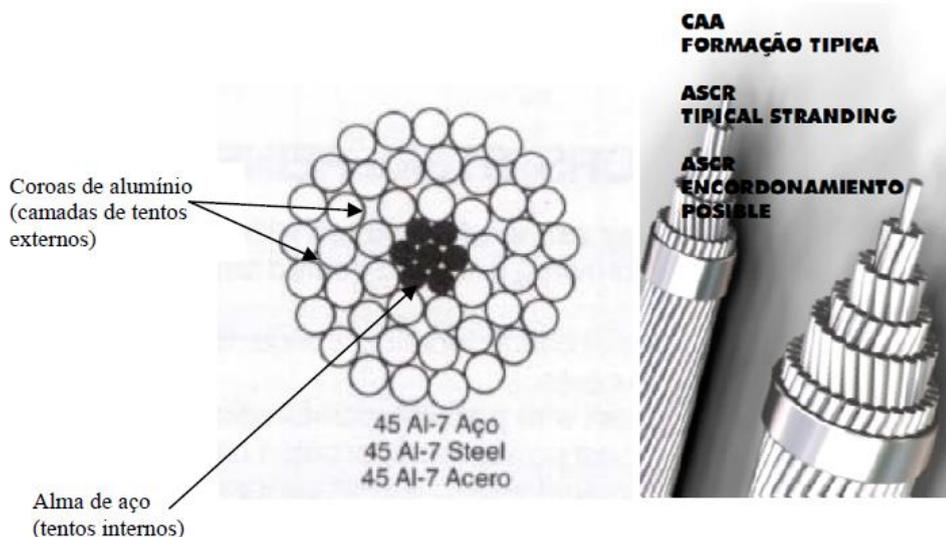


Figura 11 – Cabo CAA/ACSR

Para um linha de transmissão típica em 525 kV, para maior transporte de energia, utiliza-se feixe de 4 cabos condutores por fase, dispostos em um quadrado de 457mm de lado, utilizando-se espaçadores-amortecedores ao longo dos cabos para fixação destes, para compor uma fase.

Segue ilustração do feixe de cabos em questão:

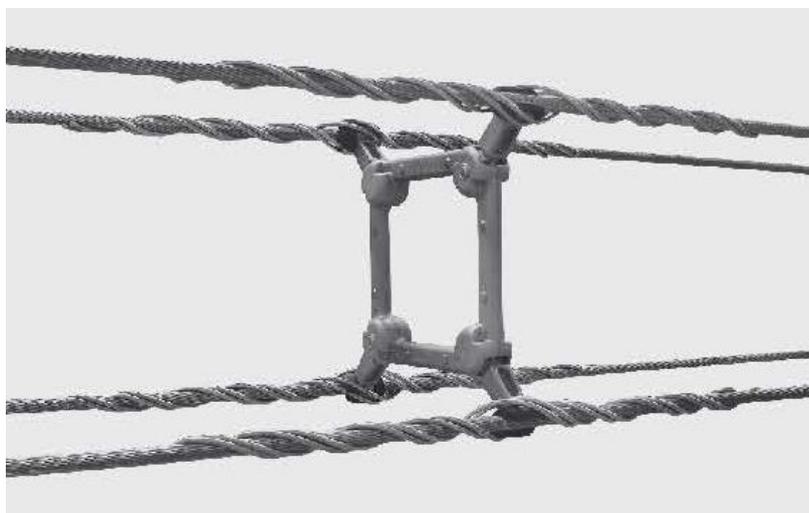


Figura 12 – Feixe de 4 cabos CAA/ACSR por fase, com espaçador-amortecedor

CABO PÁRA-RAIO

Também chamado de cabo guarda ou cabo de cobertura, este cabo é o responsável pela proteção dos condutores de uma linha de transmissão, contra a incidência de descargas atmosféricas nestes, o que pode levar ao desligamento temporário da linha, caso haja falha de cobertura ou blindagem do cabo pára-raios.

O cabo pára-raios deve estar solidamente conectado à massa metálica da torre, a qual deve estar muito bem aterrada, com um valor de resistência de aterramento o mais baixo possível, geralmente abaixo de 10Ω para o escoamento das correntes para a terra, correntes estas, oriundas das sobretensões ocasionadas por descargas atmosféricas.

Este cabo também protege a linha de sobretensões fase-terra de manobra, causados por desligamentos, religamentos, energizações e curtos-circuitos em equipamentos ligados ao sistema elétrico, como: motores, transformadores, geradores, bancos capacitivos, bancos indutivos, TPs – Transformadores de potencial, TCs – Transformadores de corrente, chaves seccionadoras e etc.

Existem vários tipos de cabos pára-raios, os quais são dimensionados pelo nível de curto-circuito dos barramentos das subestações terminais da linha de transmissão em questão.

Uma linha de transmissão, dependendo da distância horizontal entre fases, pode apresentar de um a dois tipos de cabos pára-raios, instalados nas pontinas das torres, de modo a haver cobertura dos cabos fase e principalmente, a capacidade de escoamento de correntes de curto-circuitos nas subestações.

Os cabos pára-raios mais comuns e mais utilizados no sistema elétrico Brasileiro, atualmente, são:

- Cordoalhas de aço galvanizado: 5/16"-EHS e HS, 3/8"-EHS e HS;
- Cabos de alumínio com alma de aço, extra forte - CAA/ACSR – ES: Petrel, Minorca, Dotterel e etc;
- Cabos de alumínio com fibras óticas no seu interior – OPGW (Optical Ground Wire) de diversas bitolas, conforme o nível de curto-circuito das subestações;

OBS: Os cabos relatados acima são todos nus, ou seja, sem capa de isolamento externa.

Segue ilustração de uma LT com dois cabos pára-raios instalados:



Figura 13 – Torre com dois cabos pára-raios instalados, sendo um em cada pontina da torre

ISOLADOR

O isolador também é um item importantíssimo em uma linha de transmissão, independentemente da tensão da linha, pois como o próprio nome indica, o isolador é o responsável pela isolação elétrica da linha de transmissão, no caso, entre os condutores que estão energizados e a torre que está sem tensão e aterrada ao solo.

Existem vários tipos de isoladores utilizados em média e baixa tensão, no caso de distribuição de energia e em alta tensão, no caso de transmissão de energia. Este trabalho focará nos principais tipos de isoladores utilizados em transmissão de energia, ou seja, alta tensão.

Os isoladores para linhas de transmissão, no Brasil, no caso, do tipo disco (concha-bola), são compostos de vidro temperado e porcelana, que abrangem a maior parte das aplicações deste isolador em transmissão de energia ou ainda silicone, no caso de isoladores poliméricos, que apresentam ainda uma utilização mais restrita no Brasil.

Em uma linha de transmissão, conforme o seu nível de tensão, são utilizados vários isoladores tipo disco, ligados em série, formando o que se denomina de cadeia de isoladores, de modo a se atingir o isolamento mínimo fase-terra, para a tensão da linha em questão.

Existem também os isoladores tipo linepost de silicone ou porcelana, que são utilizados também em linhas de transmissão, mas em vez de se utilizar torres como suportes, utiliza-se postes em concreto ou tipo metálico, para casos de passagem da linha em locais urbanos, com faixa de servidão/passagem mais compacta, utilizando-se as calçadas das ruas e avenidas para a locação dos postes. Os isoladores mais comuns utilizados em linhas de transmissão, no Brasil, apresentam as seguintes características mecânicas e dimensionais:

Item	ISOLADOR		
	120 kN	160 kN	240 kN
Carga mecânica de ruptura (kN)	120	160	240
Diâmetro do disco (mm)	254	280	280
Passo do isolador (mm)	146	170	170
Diâmetro do pino (mm)	16	20	24
Distância de escoamento (mm)	320	380	380

A seguir tem-se uma ilustração de isoladores típicos de linhas de transmissão:



Figura 14 – Isoladores em vidro temperado, tipo disco (concha-bola)

Os isoladores tipo disco são largamente utilizados em linhas, devido principalmente à sua durabilidade e versatilidade, pois, podem ser utilizados para isolar qualquer nível de tensão, bastando para isso, formar cadeias de isoladores de suspensão ou ancoragem, com o número de isoladores compatível com o nível de tensão da linha de transmissão em questão.

CADEIA DE ISOLADORES EM SUSPENSÃO – TIPO “I”

A cadeia de isoladores em suspensão tipo “I” é utilizada em torres de suspensão autoportante ou estaiada, em traçado em alinhamento ou dependendo do tipo de torre, em pequenas deflexões entre 0° a 5°.

Este tipo de cadeia não transfere os esforços de tração dos cabos às torres nas quais se conectam, transferindo para a torre apenas o peso próprio da cadeia e dos cabos, os quais esta suporta.

Maiores detalhes relativo a torres de suspensão, vide capítulo específico sobre torres.

Segue uma ilustração de uma cadeia de suspensão em “I”, de isoladores tipo disco (concha-bola):

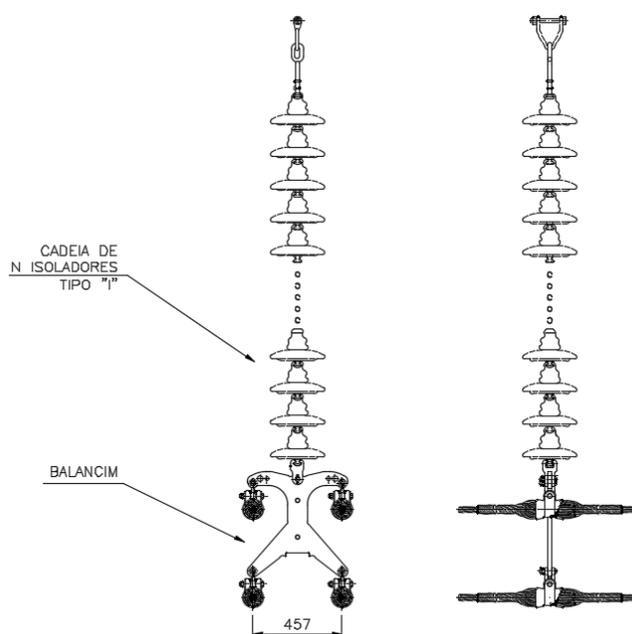


Figura 15 – Ilustração genérica de Cadeia de suspensão em “I” de isoladores tipo disco

CADEIA DE ISOLADORES – TIPO “JUMPER”

A cadeia de isoladores tipo “Jumper” é utilizada em torres de ancoragem, para situações de deflexão da linha entre 5° e 90°, dependendo da necessidade de deflexão, se no meio da linha ou em situação de deflexão terminal, já na chegada dos pórticos das subestações.

A cadeia tipo “Jumper” é semelhante à cadeia de suspensão em “I”, só que a cadeia em “Jumper” fica instalada em uma torre de ancoragem. Este tipo de cadeia também não transfere esforços de tração dos cabos às torres e tem a principal função de manter as fases externas afastadas do corpo da torre, principalmente em deflexões mais pesadas e principalmente no lado mais desfavorável da deflexão, ou seja, no lado oposto à bissetriz do menor ângulo.

Maiores detalhes relativo a torres de ancoragem, vide capítulo específico sobre torres. Como a cadeia tipo “Jumper” é semelhante à cadeia anterior de suspensão tipo “I”, não será mostrada a ilustração desta.

CADEIA DE ISOLADORES EM SUSPENSÃO – TIPO “V”

A cadeia de isoladores em suspensão tipo “V” é utilizada em torres de suspensão autoportante ou estaiada, em traçado em alinhamento ou dependendo do tipo de torre, em pequenas deflexões entre 0° a 5°.

Este tipo de cadeia também não transfere os esforços de tração dos cabos às torres nas quais se conectam, transferindo para a torre apenas o peso próprio das cadeias e dos cabos, os quais esta suporta.

A cadeia de suspensão em “V”, geralmente é utilizada na fase central quando a torre tem disposição de fases triangular ou horizontal, com o objetivo de impedir o balanço da cadeia no “centro da torre” ou entre fases, em situação de vento, o que poderia ferir as distâncias mínimas de isolamento da torre. Deste modo a fase central com cadeia em “V” fica travada na posição com ou sem situação de vento.

Maiores detalhes relativo a torres de suspensão, vide capítulo específico sobre torres. Segue uma ilustração de uma cadeia de suspensão em “V”, de isoladores tipo disco (concha-bola):

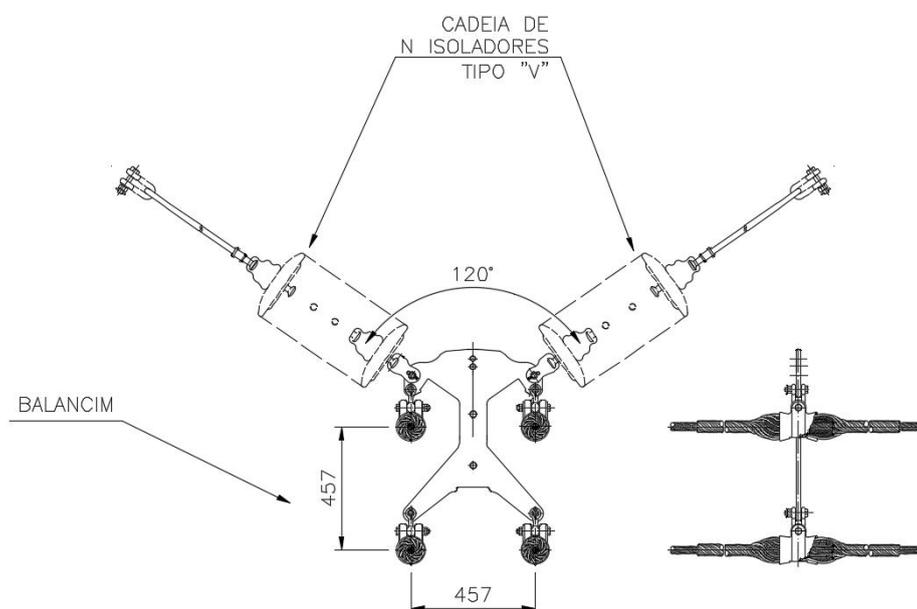


Figura 16 – Ilustração genérica de Cadeia de suspensão em “V” de isoladores tipo disco

CADEIA DE ISOLADORES DE ANCORAGEM

A cadeia de isoladores de ancoragem é utilizada em torres de ancoragem, para situações de deflexão da linha entre 5° e 90°, dependendo da necessidade de deflexão, se no meio da linha ou em situação de deflexão terminal, já na chegada dos pórticos das subestações.

As cadeias de ancoragem transferem todos os esforços de tração dos cabos às torres nas quais estas se conectam.

Maiores detalhes relativo a torres de ancoragem, vide capítulo específico sobre torres. Segue uma ilustração de uma cadeia de ancoragem dupla, de isoladores tipo disco (concha-bola):

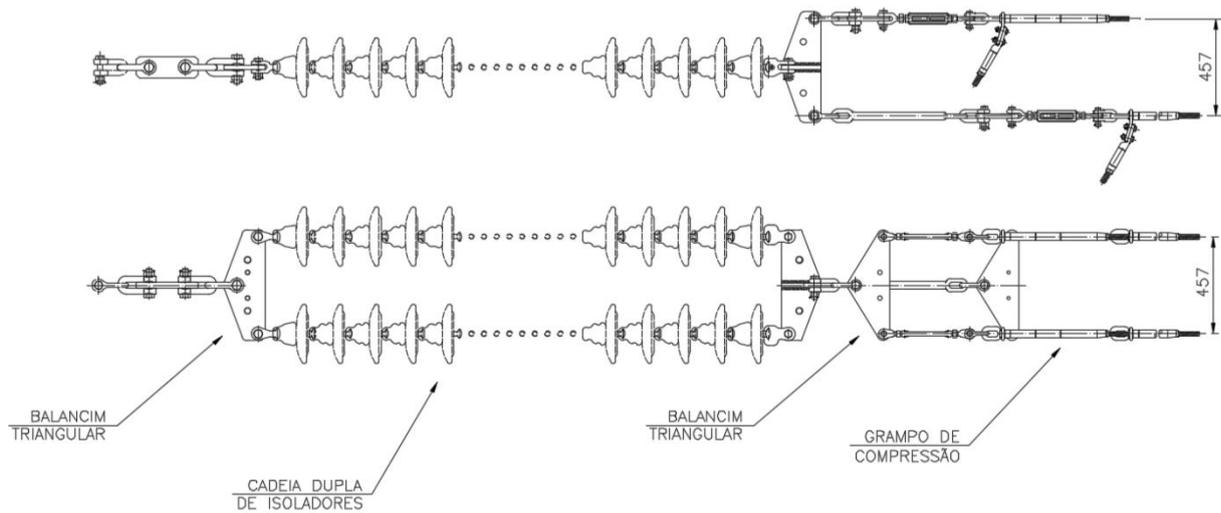


Figura 17 – Ilustração genérica de Cadeia dupla de ancoragem de isoladores tipo disco

UTILIZAÇÃO E EXEMPLOS DE ISOLADORES E CADEIAS

A seguir tem-se exemplos de linhas de transmissão tradicionais em áreas agrícolas, utilizando-se torres metálicas, com cadeias de isoladores tipo disco (concha-bola):



Figura 18 – Linhas de transmissão tradicionais, utilizando cadeia de isoladores em vidro

No Brasil, também utiliza-se cadeias de isoladores tipo disco (concha-bola), em linhas com estruturas em poste de concreto ou metálico.

Segue uma ilustração de isolador tipo linepost, para utilização em postes de concreto ou metálico em linhas aéreas urbanas:

ao efeito climático das chuvas, que em Santa Catarina, são frequentes e em determinadas épocas do ano, são bem intensas.

Na época das chuvas, longas e intensas, os rios tendem a encher e sair da sua calha normal, o que provoca alagamentos nos arredores destes rios.

Numa travessia de rio, navegável ou não, as torres adjacentes à esta travessia são as primeiras a serem atingidas com a elevação do nível das águas, em uma enchente e conforme o nível das águas vai subindo, mais torres vão sendo atingidas e as torres atingidas ficam com suas fundações e pés e o solo ao seu redor, submersos por determinado tempo, o que eleva o risco de deslizamentos de solo, no caso de relevos mais íngremes, isto sem mencionar a dificuldade de acesso às torres alagadas para a realização de manutenção caso necessário. Caso haja deslizamento do solo nos arredores da torre atingida, isto pode desestabilizar a torre, podendo até levar esta ao colapso.

Segue ilustração de travessia sobre rio, com uma das torres adjacentes, locada em relevo mais íngreme e solo mais instável.



Figura 21 – Travessia sobre rio da LT 138 kV Ilhota – Araquari Hyosung – Eletrobras Eletrosul

Por esta razão, com base no relatado acima, deve-se atribuir riscos maiores para os vãos de travessias de rios, em comparação aos vãos comuns da linha de transmissão em questão.

TRAVESSIA SOB E SOBRE OUTRAS LINHAS

Outro tipo de travessia muito comum em linhas de transmissão são as travessias sob e sobre outras linhas, o que depende da tensão da linha atravessada. Geralmente as linhas de maior tensão, conforme resolução da ANEEL (Agência Nacional de Regulação de Energia Elétrica), fazem a travessia sobre as linhas de menor tensão. As travessias de linhas são sempre um ponto de risco um pouco mais elevado para o sistema elétrico, pois envolvem várias incógnitas que devem ser previstas, mantendo-se sempre uma distância mínima de segurança entre os cabos das linhas em cruzamento, nas mais diversas condições, de temperatura, vento, chuva etc. Pensando em efeitos climáticos, o que poderia aumentar significativamente o risco em uma ou mais travessias de linhas, seriam ventos de alta intensidade incidindo sobre os cabos e nas torres adjacentes da travessia e também chuvas intensas e de longa duração, principalmente sobre as torres instaladas em relevos mais inclinados. Outro fato de se atribuir riscos pouco maiores para os vãos de travessias reside no fato de que as torres adjacentes à travessia são torres de maior altura, estando mais expostas a ventos de maior intensidade.

Então, devido ao exposto acima, deve-se atribuir riscos pouco maiores para os vãos de travessias de linhas, em comparação aos vãos comuns da linha de transmissão. Segue ilustração de ponto de várias travessias de linhas.



Figura 22 – Várias travessias de linhas em relevo íngreme, mais expostas a ventos e chuvas

TRAVESSIA SOBRE RODOVIAS E FERROVIAS

Outro tipo de travessia muito comum em linhas de transmissão são as travessias sobre rodovias municipais, estaduais e federais e sobre ferrovias eletrificadas ou não-eletrificadas.

Pensando em efeitos climáticos, o que poderia aumentar ainda mais o risco em uma travessia sobre rodovias ou ferrovias, seriam também ventos de alta intensidade incidindo sobre

os cabos e nas torres adjacentes da travessia e chuvas intensas e de longa duração, principalmente sobre as torres instaladas em relevos mais inclinados.

Conforme comentado acima, outro fato de se atribuir riscos pouco maiores para os vãos de travessias reside no fato de que as torres adjacentes à travessia, são torres de maior altura, estando mais expostas a ventos de maior intensidade.

Segue ilustração de travessia de linha sobre rodovia e sobre outra linha em poste de concreto.

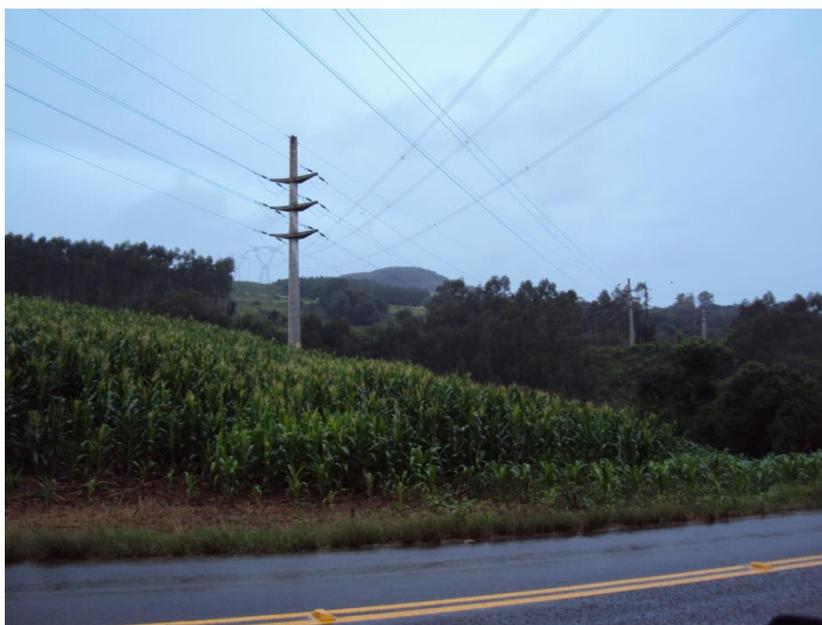


Figura 23 – Exemplo de travessia sobre rodovia e linha de menor tensão em poste

FASE 1 – Protocolo PIEVC aplicado em LTs da Eletrosul

O primeiro passo na aplicação do Protocolo PIEVC envolve a definição das condições limitantes gerais para o projeto. Foram identificados fatores intervenientes com relação à Infra-estrutura em si que está relacionado ao risco de perda da função transmissão e relativo à Operação, que leva em consideração as variáveis que poderão causar a diminuição da capacidade da função transmissão.

Os fatores intervenientes relativos a Infra-estrutura contém as características de Projeto para as Linhas de transmissão, tais como as torres, os cabos, a cadeia de isoladores e demais componentes que permitem que a transmissão de energia elétrica ocorra do ponto A para o ponto B.

Sob o ponto de vista da operação buscou-se apresentar as variáveis que podem impactar a capacidade operativa da LT.

A seguir, tem-se as características principais dos elementos responsáveis pela função estrutural e operacional utilizados em cada uma das 02 linhas de transmissão abordadas neste trabalho, no caso:

- LT 525 kV Biguaçu – Blumenau;
- LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1;

A Linha 525kV Itá-Salto Santiago C1, sob código Eletrosul – 8320, localizada próxima ao litoral catarinense, direção norte-sul, com largura total de faixa de domínio de 65m, sendo 32,5m para cada lado do eixo da linha, com comprimento aproximado de 88 km, com capacidade de transporte de energia de aproximadamente 2.684 MVA com o condutor operando a 60° C, podendo-se alimentar uma cidade de até aproximadamente 1,35 milhões de residências, considerando a capacidade máxima da linha.

Linha 525kV Biguaçu-Blumenau, sob código Eletrosul – 8150, localizada no oeste catarinense, direção norte-sul, com largura total de faixa de domínio de 65m, sendo 32,5 m para cada lado do eixo da linha, com comprimento aproximado de 186 km, com capacidade de transporte de energia de aproximadamente 1.940 MVA com o condutor a 60° C, podendo-se alimentar uma cidade de até aproximadamente 970 mil residências, considerando a capacidade máxima da linha.

FUNÇÃO ESTRUTURAL

A ELETROBRAS ELETROSUL identificou os elementos que compõem a infraestrutura de uma Linha de Transmissão, a partir da determinação das características técnicas e climatológicas do projeto, associadas às características físicas da região; as quais podem estar sujeitas a um universo de variações climáticas, eventualmente superiores as de projeto que combinadas com as características do meio (físico, biótico e antrópico) são capazes de afetar a qualidade e a continuidade dos serviços de transmissão de dados e energia elétrica.

Pelo fato de a Linha de Transmissão percorrer longas distâncias, atravessando regiões com características de relevo, de clima e de uso distintas, e considerando que a falha de qualquer dos elementos listados terem um potencial de restringir ou até mesmo interromper o serviço, trazendo grandes prejuízos ao sistema de transmissão do País, optou-se por executar um Protocolo PIEVC baseado na análise espacial e sistêmica das infraestruturas existente, sem com isso haver grande perda de sensibilidade na determinação do grau de risco.

Esta opção também está sedimentada pelo fato de a ELETROBRAS ELETROSUL possuir os dados qualitativos detalhados das características de todos os elementos que compõem as duas infraestruturas (LTs) analisadas neste documento.

A Tabela 1 apresenta a classificação dos elementos da uma Linha de Transmissão, divididas em evento principal e evento secundário.

O evento principal corresponde ao elemento de uma infraestrutura, neste caso a Linha de Transmissão. Pelo fato de cada elemento apresentar ligeiras variações, torna-se necessário detalhá-lo, pois receberá no futuro uma avaliação de risco diferenciada.

INFRAESTRUTURA (Tabela 1)	
Evento Principal	Evento Secundário
TORRE	Suspensão Autoportante
	Suspensão Estaiada
	Ancoragem Autoportante
CABO	Condutor
	Para-raios
ISOLADOR	Porcelana
	Vidro
FUNDAÇÃO	Rasa (sapata, grelha, radier, bloco ancorado em rocha)
	Profunda (tubulão, estaca)
RELEVO/ SOLO	Tipo de Solo (Tipo 1 a 4, sendo o 1 mais resistente, e o 4 submerso).
	Permeabilidade do Solo (Tipo 1 a 4, sendo o 1 o menos impermeável como as argilas, e o 4 o mais permeável, como as areias).
	Vegetação sobre o Solo (Tipo 1 a 4, sendo o 1 o que representa o solo mais coberto de vegetação, por exemplo: vegetação arbustiva nativa, e o 4 o solo decapado ou de cultura).
	Inclinação do Solo (Tipo 1 a 4, sendo o 1 o terreno com inclinação próxima a zero, e o 4 o mais inclinado da LT)
TRAVESSIA	Rios, Lagos, Cursos Naturais e Artificiais de Água (galerias e canais).
	Estradas e Acessos.
	Gaseodutos, Oleodutos e outras Tubulações de Transporte de Produtos Inflamáveis e/ou Explosivos.
	Outras Linhas de Transmissão

TORRES LT 525 kV BIGUAÇU – BLUMENAU

A Tabela 2 apresenta a classificação de todas as torres envolvidas nesta LT, acrescentada de outras informações, que são relevantes no sentido de dar uma sensibilidade quanto ao grau de risco diante de eventos climáticos adversos.

LT 525 kV BIGUAÇU – BLUMENAU (Tabela 2)								
Torre	Circuito	Aplicação	Quantidade (un)	Deflexão (graus)	Vão (m)			Documento
					Médio	Peso Máx.	Peso Mín.	
CR2	Simples, horizontal	Suspensão Estaiada (1" = 50 ton)	14	0° a 2°	535/511/486 0°/1°/2°	695 C* 735 PR**	311 C 283 PR	SCL0-704-454 – Cálculo Estrutural
RS2 Cabo rail	Simples, horizontal	Suspensão Autoportante	90	0° a 2°	495/444 0° a 2°	595/965 C 615/1140 PR	100 C 105 PR	RSL0-705-554 – Memória de Cálculo
RS8	Simples, horizontal	Suspensão Autoportante	54	0° a 8°	660/458 0° a 8°	875/1400 C 935/1700 PR	100 C 105 PR	RSL0-705-654 – Memória de Cálculo
RA30	Simples, horizontal	Ancoragem Autoportante	26	0° a 30°	1200/ 450 0° a 30°	1600 C 1870 PR	-700 C -1200 PR	RSL0-707-754 – Memória de Cálculo
RAFL	Simples	Ancoragem Autoportante	09	0° a 15° (FL)" 0° a 45° (ML)""	810/530 (FL) 1200/450 (ML)	635 C (FL) 790 PR (FL) 1600 C (ML) 1870 PR (ML)	490 C (FL) 610 PR (FL) -700 C (ML) -1200 PR	RSL0-708-854 – Memória de Cálculo
RSTP	Simples, triangular, circuito 2 no centro	Transposição Autoportante	06	0°	540	965 C 1140 PR	100 C 105 PR	RSL0-709-954 – Memória de Cálculo
A61	Duplo, vertical	Ancoragem Autoportante	01	0° a 10°	500	700 C 800 PR	Não informado	L000-0028-A1 – Silhueta e Cargas de Projeto

Legenda:

C* - Condutor;

PR** - Para-raios;

FL" – Final de Linha;

ML"" – Meio de Linha.

TORRES LT 525 kV ITÁ – SALTO SANTIAGO C1								
Torre	Circuito	Aplicação	Quantidade (un)	Deflexão (graus)	Médio	Peso Máx.	Peso Mín.	Documento
S5	Simples, horizontal	Suspensão Autoportante	173	0° a 3°	450/342 0°/3°	675 C 810 PR	Não informado	SSL0-0862-001 – Silhueta e Cargas de Projeto
R5 grosbeak 4 por fase Oriole para	Simples, horizontal	Suspensão Autoportante	109	0° a 3°	550/442 0°/3°	825 C 1200 PR	Não informado	OOL0-7860-003 – Memória de Cálculo
P5	Simples, horizontal	Suspensão Autoportante	88	0° a 10°	700 a 341 0°/10°	1050 C 1300 PR	Não informado	OOL0-7860-007 – Memória de Cálculo
D5	Simples, horizontal	Ancoragem Autoportante	12	0° a 25°	1190/300 0°/25°	1500 C 1800 PR	Não Informado	L000-803-0012-R0 – Memória de Cálculo
A5	Simples, horizontal	Ancoragem Autoportante	03	0° a 65°	750/300 0°/65°	1500 C 1800 PR	Não informado	SSL0-0863-002 – Silhueta e Cargas e Projeto
ST5	Simples	Suspensão Autoportante	06	0°	450	675 C 810 PR	Não informado	OOL0-7860-011 – Memória e Cálculo

CABOS CONDUTORES

Na LT 525 kV Biguaçu – Blumenau, o cabo condutor utilizado foi: **CAA 954 MCM – RAIL, 45/7**

- Tipo de cabo: CAA/ACSR;
- Bitola: 954 MCM (kcmil);
- Código: RAIL;
- Formação do cabo: 45 tentos externos de alumínio (coroa), com 7 tentos internos de aço (alma);
- Número de cabos por fase: 04 cabos;

A seguir tem-se um quadro, com as características básicas (mecânicas e elétricas) do cabo CAA 954 MCM – RAIL:

Característica	Unid.	Valor
Tipo	-	CAA (ACSR)
Código	-	RAIL
Bitola	MCM ou kcmil	954
Formação	-	45/7
Quantidade por fase	-	4
Galvanização da alma de aço	-	Classe A
Diâmetro dos fios	-	-
Alumínio	mm	3,70
Aço	mm	2,466
Área de alumínio	mm ²	483,40
Área de aço	mm ²	33,43
Área do cabo	mm ²	516,83
Peso unitário do cabo	kgf/m	1,60
Diâmetro do cabo	mm	29,59
Carga de ruptura do cabo	kgf	11.750
Resistência elétrica máxima em CC a 20° C	Ohm/km	0,0597
Resistência elétrica máxima em CA, 60 HZ a 75° C	Ohm/km	0,0733
Ampacidade	A	970

Na LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1, o cabo condutor utilizado foi: CAA 636 MCM – GROSBEAK, 26/7;

- Tipo de cabo: CAA/ACSR;

- Bitola: 636 MCM (kcmil);

- Código: GROSBEAK;

- Formação do cabo: 26 tentos externos de alumínio (coroa), com 7 tentos internos (alma) de aço;

- Número de cabos por fase: 04 cabos;

A seguir tem-se um quadro, com as características básicas (mecânicas e elétricas) do cabo CAA 636 MCM – GROSBEAK:

Característica	Unid.	Valor
Tipo	-	CAA (ACSR)
Código	-	GROSBEAK
Bitola	MCM ou kcmil	636
Formação	-	26/7
Quantidade por fase	-	4
Galvanização da alma de aço	-	Classe A
Diâmetro dos fios	-	-
Alumínio	mm	3,973
Aço	mm	3,089
Área de alumínio	mm ²	322,33
Área de aço	mm ²	25,16
Área do cabo	mm ²	374,8
Peso unitário do cabo	kgf/m	1,303
Diâmetro do cabo	mm	25,16
Carga de ruptura do cabo	kgf	11.427
Resistência elétrica máxima em CC a 20° C	Ohm/km	0,0896
Resistência elétrica máxima em CA, 60 HZ a 75° C	Ohm/km	0,1075
Ampacidade	A	790

CABO PÁRA-RAIOS LT 525 kV BIGUAÇU – BLUMENAU

Na LT 525 kV Biguaçu – Blumenau, foram utilizados dois tipos de cabos pára-raios, no caso, CAA – DOTTEREL de um lado da pontina da torre e cabo de aço 3/8” – EHS do outro lado da pontina da torre, isso ao longo de toda a linha;

A seguir tem-se um quadro, com as características básicas dos cabos pára-raios da linha em questão:

Característica	Unid.	Valor	Valor
Tipo		CAA (ACSR)	Aço Galvanizado EHS
Código		DOTTEREL	-
Bitola		176,9l	3/8"
Formação		12/7	7
Quantidade por fase		-	-
Galvanização da alma de aço		Classe B	Classe B
Diâmetro fio de Alumínio	mm	3,08	-
Diâmetro fio de Aço	mm	3,08	3,048
Área dos fios de alumínio	mm ²	89,64	-
Área dos fios de aço	mm ²	52,29	-
Área do cabo	mm ²	141,93	51,08
Peso unitário do cabo	kgf/m	0,657	0,407
Diâmetro do cabo	mm	15,42	9,51
Carga de ruptura do cabo	kgf	7865	6.985

Na LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1, foram utilizados dois tipos de cabos pára-raios, no caso, CAA – DOTTEREL de um lado da pontina da torre e cabo de aço 3/8" – EHS do outro lado da pontina da torre;

A seguir tem-se um quadro, com as características básicas dos cabos pára-raios da linha em questão:

Característica	Unid.	Valor	Valor
Tipo		CAA (ACSR)	Aço Galvanizado EHS
Código		DOTTEREL	-
Bitola		176,9l	3/8"
Formação		12/7	7
Quantidade por fase		-	-
Galvanização da alma de aço		Classe B	Classe B
Diâmetro fio de Alumínio	mm	3,08	-
Diâmetro fio de Aço	mm	3,08	3,048
Área dos fios de alumínio	mm ²	89,64	-
Área dos fios de aço	mm ²	52,29	-
Área do cabo	mm ²	141,93	51,08
Peso unitário do cabo	kgf/m	0,657	0,407
Diâmetro do cabo	mm	15,42	9,51
Carga de ruptura do cabo	kgf	7865	6.985

ISOLADORES E CADEIA DE ISOLADORES LT 525 kV BIGUAÇU – BLUMENAU

Na LT 525 kV Biguaçu – Blumenau, foram utilizados isoladores em vidro temperado, tipo disco (concha-bola), formando cadeias, nas seguintes configurações:

- Cadeias de suspensão, tipo “I”, com 22 isoladores tipo disco (280x170)mm de 160 kN;
- Cadeias de suspensão, tipo “V”, com 22 isoladores tipo disco (280x170)mm de 160 kN;
- Cadeias duplas de ancoragem, com 23 isoladores tipo disco (280x170)mm de 240 kN;

Na LT 525 kV Itá – Salto Santiago C1, foram utilizados isoladores em vidro temperado, tipo disco (concha-bola), formando cadeias, nas seguintes configurações:

- Cadeias de suspensão, tipo “I”, com 25 isoladores tipo disco (254x146)mm de 120 kN;
- Cadeias de suspensão, tipo “V”, com 25 isoladores tipo disco (254x146)mm de 120 kN;
- Cadeias duplas de ancoragem, com 25 isoladores tipo disco (254x146)mm de 160 kN;

EFEITOS CLIMÁTICOS SOBRE AS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Neste item serão abordados os efeitos climáticos sobre cabos, isoladores e travessias de linhas e os riscos que estes fenômenos trazem para a linha de transmissão como um todo.

EFEITOS CLIMÁTICOS SOBRE CABOS

Neste item do trabalho em questão, de gerenciamento de análise de riscos em linhas de transmissão, está se atribuindo riscos, oriundos de efeitos de fenômenos climáticos, especificamente, sobre os cabos condutores e pára-raios. Existem vários fenômenos climáticos que podem influenciar no comportamento dos cabos de uma linha de transmissão, sendo que, para o item de efeitos climáticos sobre os cabos, deve-se focar mais nos fenômenos que podem trazer algum risco para os cabos e conseqüentemente para a linha de transmissão.

Seguem alguns fenômenos tidos como mais impactantes e seus efeitos para a operação de uma linha:

VENTOS DE ALTA INTENSIDADE SOBRE OS CABOS

Estes ventos, acima de 80 km/h, ao incidirem sobre os cabos elevam significativamente o valor de tração que o cabo transfere às torres. A pressão de vento sobre os cabos, no caso de ventos de alta intensidade é bem significativa.

No Brasil, conforme a norma brasileira NBR 5422, limita-se a tração a no máximo 50% da carga de ruptura do cabo. Esta norma prevê esforços sobre cabos provenientes de ventos laminares ou sinóticos, inclusive de alta intensidade, sendo que ventos não-laminares ou não-sinóticos, como ventos provenientes de tornados, e micro explosões ou downbursts não são

previstos por esta norma. E são estes ventos, não-sinóticos, turbulentos, que em muitos casos, acabam derrubando as torres de uma linha de transmissão.

Devido ao exposto acima, para ventos de alta intensidade, deve-se atribuir risco para os cabos em uma linha de transmissão.



Figura 24 – Exemplo de tornado tocando o solo

VENTOS DE BAIXA INTENSIDADE SOBRE OS CABOS

Ao contrário do que muita gente imagina, os ventos de baixa intensidade, entre 5 km/h e 25 km/h, podem ser prejudiciais aos cabos e conseqüentemente à linha de transmissão, devido ao efeito da vibração eólica que este vento impõe ao cabo e que ao longo da vida útil deste, pode provocar a fadiga do cabo, podendo levar a danos de rompimento aos tentos do cabo, no ponto de contato com grampos de suspensão, espaçadores e espaçadores-amortecedores, conforme pode ser visualizado na figura a seguir:

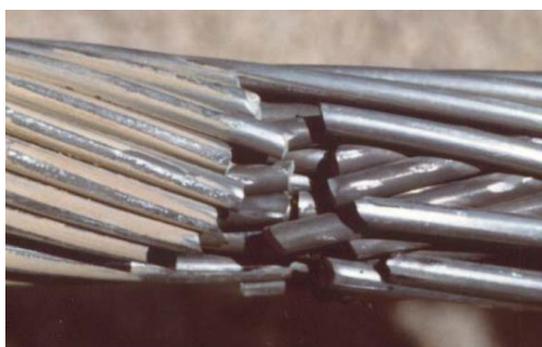


Figura 25 – Rompimentos de tentos do cabo, provocado por fadiga, devido à vibração eólica

A vibração decorrente da ação do vento, principalmente perpendicular ao cabo, provoca um movimento alternado de flexão do cabo, que é transmitido aos fios trançados que o compõe e provoca atrito entre os fios. Esta flexão cíclica, introduz tensões e deformações nos fios, resultando em um desgaste progressivo dos mesmos. Este desgaste pode levar à ruptura de alguns desses fios, comprometendo a resistência mecânica do cabo. A fadiga do cabo por vibração eólica é um efeito cíclico e continuado que ocorre ao longo de anos, até que se atinja a ruptura de alguns tentos do cabo.

O item de vibração em cabos é tão significativo, que as linhas de transmissão são projetadas e instaladas com amortecedores de vibração, para se mitigar os efeitos da vibração eólica sobre os cabos.

Segue figura ilustrando a instalação de amortecedor tipo stockbridge em cabos:



Figura 26 – Amortecedor de vibração, tipo Stockbridge instalado em cabo

Assim conforme o exposto acima, o item de vibração eólica deve atribuir risco para os cabos em uma linha de transmissão.

TEMPESTADES COM DESCARGAS ATMOSFÉRICAS SOBRE OS CABOS

O Brasil é um dos países com maior incidência de raios, oriundos de descargas atmosféricas no mundo, devido ao alto índice ceráunico sobre o Brasil e a América do Sul, sendo que este índice corresponde ao número de dias de trovoadas por ano.

Na norma Brasileira NBR 5419 se encontram mapas com índices ceráunicos pelo Território Brasileiro.

As descargas atmosféricas também provocam danos aos cabos condutores e pára-raios, ao incidirem sobre estes e além disto, podem até provocar o desligamento temporário de uma

linha de transmissão do sistema elétrico, devido à sobrecorrentes e sobretensões provocadas pelos raios.

A seguir pode-se ver uma foto tirada exatamente no momento, em que uma descarga atmosférica incide sobre uma linha de transmissão.



Figura 27 – Incidência de descarga atmosférica sobre linha de transmissão

Devido ao exposto acima, deve-se atribuir risco para os cabos em uma linha de transmissão devido à incidência de raios.

TEMPESTADES COM QUEDA DE GRANIZO SOBRE OS CABOS

O Brasil por estar situado na linha do equador, tem um clima propício para a formação de granizo, pois é quente e úmido. Normalmente as pedras da chuva de granizo possuem entre 0,5 a 5 centímetros de diâmetro e estes ao caírem provocam danos em vários setores, principalmente da agricultura, sendo que o setor elétrico não está livre destes danos. Especificamente em cabos de linhas de transmissão os danos não são tão significativos como em outras áreas, mas há sempre o risco de se ter cabos danificados, no caso com alguns tentos rompidos, por granizo, quando estes são de maior massa.



Figura 28 – Chuva de granizo no sudoeste do Paraná-Brasil em 2014

Pelo exposto acima, devido a sua imprevisibilidade, deve-se atribuir risco para os cabos em uma linha de transmissão devido à queda de granizo sobre estes.

NEVASCAS OU TEMPESTADE DE NEVE SOBRE OS CABOS

O Brasil por ser um país de clima predominantemente tropical e sub-tropical, não apresenta nevascas e não há a formação de camada de gelo ao longo dos cabos de uma linha de transmissão, nem mesmo no sul do país, onde se encontram climas de temperaturas mais baixas, principalmente no inverno.

A formação de gelo ao longo dos cabos em uma linha de transmissão, pode ser bem danosa às torres, pois a camada de gelo aumenta significativamente o peso dos cabos e também a sua área exposta ao vento, o que eleva demasiadamente a tração sobre as torres e com nevasca e vento ocorrendo ao mesmo tempo, o risco de queda de torres aumenta significativamente.

Como no Brasil há risco muito baixo de temperaturas muito baixas, no caso, abaixo de 0° C, por muito tempo e nevascas, poderá ser desconsiderado o risco de queda de torres, ou danos aos cabos, por formação de camada de gelo ao longo dos cabos da linha.

EFEITO DA VARIAÇÃO DE TEMPERATURA SOBRE OS CABOS

O Brasil, principalmente no sul, apresenta grandes variações de temperatura entre verão e inverno e esta variação de temperatura provoca nos cabos metálicos, variação de comprimento e por consequência, variação de flechas e trações ao longo das estações do ano.

Como a linha é projetada para operar sob a variação de temperatura da região de implantação desta, conforme o projeto básico, não há grandes riscos de danos em cabos ou

torres devido à variação de temperatura, podendo-se até desconsiderar o risco de queda de torres ou danos em cabos, devido a variação de temperatura ou no máximo, se atribuir um risco muito baixo, ao se considerar este efeito.

QUEIMADAS NATURAIS E PROVOCAS PELO HOMEM

Outro efeito que também deve ser considerado no gerenciamento de riscos em linhas de transmissão são as queimadas, que podem ser naturais, quando provocadas pela natureza quando em clima de temperaturas altas e baixa umidade e vegetação mais rasteira e seca e em locais com grande incidência de descargas atmosféricas.

No Brasil, as queimadas são mais frequentes no centro-oeste, com destaque para o estado de Mato Grosso, no norte, com destaque para os estados do Pará, Amazonas, Rondônia e Tocantins e no nordeste, com destaque para o estado do Maranhão.

Só no ano de 2018, o Brasil teve aproximadamente 68.400 focos de incêndio, mais concentrados nos estados relatados acima.

Os incêndios naturais ou provocados trazem enormes prejuízos para a sociedade em todas as áreas, principalmente para o meio ambiente e agricultura, mas especificamente em linhas de transmissão que é o foco deste trabalho, as queimadas também representam uma preocupação enorme para as concessionárias e transmissoras de energia, pois um incêndio ao atingir uma linha de transmissão, dependendo da dimensão do incêndio, pode, em casos menos graves, desligar a linha, deixando-a fora de operação por determinado tempo, pois ao se aumentar a temperatura sob os cabos, aumenta-se a flecha destes, diminuindo-se a distância mínima de segurança em relação à árvores, outras linhas e etc, provocando-se descargas elétricas entre a linha e o obstáculo, o que leva ao desligamento temporário desta.

Em casos mais graves, no caso de incêndios de grandes proporções, pode-se até ter torres danificadas e até derrubadas pelo incêndio e nestes casos, a linha fica fora de operação por tempo indeterminado.

Seguem ilustrações de incêndios sob linhas de transmissão:



Figura 29 – Incêndio próximo a torre de linha de transmissão

Em Santa Catarina, não é tão comum a ocorrência de queimadas, como no centro-oeste e norte, mas também apresenta um histórico significativo de queimadas, conforme dados do Corpo de Bombeiros do estado, pois só em 2016, foram registrados aproximadamente 2300 focos de incêndio e entre estes focos estão as queimadas. Segundo dados do Centro de operação do sistema elétrico da Eletrobras Eletrosul, em 2017, grandes ocorrências de queimadas afetaram a rede elétrica nas regiões centro-oeste do Paraná e oeste de Santa Catarina.



Figura 30 – Foco de queimada, próximo à linha de transmissão - Eletrobras Eletrosul

Pelo exposto acima, deve-se atribuir risco para os cabos e torres de uma linha de transmissão, devido às queimadas, próximas às linhas e sobre as linhas.

EFEITOS CLIMÁTICOS SOBRE AS CADEIAS DE ISOLADORES

Neste item do trabalho, de gerenciamento de análise de riscos em linhas de transmissão, está se atribuindo riscos, oriundos de efeitos de fenômenos climáticos, especificamente, sobre os isoladores e cadeias utilizados em linhas de transmissão.

Os isoladores por serem fabricados geralmente em vidro temperado e cerâmica e por terem grande resistência, peso elevado e pequena área de exposição ao ambiente, em comparação com cabos e torres, são pouco afetados pela maioria dos efeitos climáticos, elencados para os cabos.

Para o item de efeitos climáticos sobre os isoladores, deve-se focar mais nos fenômenos que podem trazer algum risco para estes e conseqüentemente para a linha de transmissão.

Seguem alguns fenômenos tidos como mais impactantes e seus efeitos para o tempo de operação de uma linha:

VENTOS DE ALTA INTENSIDADE SOBRE AS CADEIAS

Estes ventos, acima de 80 km/h, ao incidirem sobre os isoladores e cadeias, transferem esforços à torre, que não são tão significativos, quanto os esforços nos cabos e nas próprias torres, pois a área exposta ao vento das cadeias de isoladores é relativamente pequena, então a pressão de vento sobre as cadeias, no caso de ventos de alta intensidade não é tão relevante, podendo-se então atribuir baixos riscos sobre isoladores e cadeias devido aos efeitos de ventos de alta intensidade nestes ou até mesmo, desprezar estes riscos.

VENTOS DE BAIXA INTENSIDADE SOBRE AS CADEIAS

Estes ventos, geralmente situados na faixa entre 5 km/h e 25 km/h, podem ser considerados irrelevantes para os isoladores e cadeias e portanto não se deve atribuir riscos para estes, devido a ventos da baixa intensidade.

TEMPESTADES COM DESCARGAS ATMOSFÉRICAS SOBRE AS CADEIAS

Como já dito anteriormente, o Brasil é um dos países com maior incidência de raios oriundos de descargas atmosféricas no mundo.

Geralmente as descargas atmosféricas atingem os cabos pára-raios ou guarda, por estes abrangerem toda a linha e por estarem situados no topo da estrutura e portanto mais expostos a incidência dos raios.

Quando os raios atingem os cabos condutores, em vez de atingir os cabos pára-raios, diz-se que houve falha de blindagem dos cabos pára-raios. Na grande maioria das vezes, os raios incidem ou sobre os cabos para-raios, ou sobre a própria torre, o que se chama de backflashover ou sobre os cabos condutores, o que se chama de flashover.

A incidência de descargas atmosféricas, especificamente, sobre as cadeias de isoladores, pode ser desconsiderada, até devido a sua pequena área de exposição ao ambiente, em relação à linha de transmissão como um todo.

Na maioria das vezes os flashovers e backflashovers ocorrem, sem que haja danos aos isoladores da cadeia.

Ao incidir sobre uma torre ou cabos pára-raios ou cabos condutores, os raios provocam uma onda de tensão, na linha de transmissão, que pode ou não, elevar a tensão da linha no instante da incidência da descarga, dependendo da intensidade da descarga, esta tensão resultante pode ser maior do que a tensão limite de isolamento da cadeia, o que, no caso, provoca o rompimento da isolação da cadeia de isoladores, e a formação de um arco de corrente, o qual, as vezes, dependendo da intensidade da corrente de descarga, pode acarretar em danos aos isoladores da cadeia, devido ao aquecimento extremamente intenso e instantâneo, sofrido pelos componentes da cadeia.

Segue ilustração de isoladores expostos a corrente de surto ou descarga atmosférica:



Figura 31 – Danos em isoladores devido a corrente de surto/descarga

Então, devido ao exposto acima, deve-se atribuir riscos, mesmo que baixos, devido aos efeitos de tempestades com descargas atmosféricas sobre os isoladores da linha.

CHUVA INTENSA SOBRE AS CADEIAS DE ISOLADORES

Em 2016, a ANEEL, apresentou um relatório acerca dos desligamentos forçados no sistema de transmissão de energia elétrica do Brasil, entre 01/08/2014 à 31/07/2015 e neste relatório,

constava que cerca de 3% dos desligamentos ocorridos naquele período, foram ocasionados por chuvas intensas ou temporais.

Provavelmente, a grande maioria dos desligamentos relatados acima, devido às chuvas, foram provocados mais pelos efeitos das chuvas sobre a linha de transmissão, como deslizamentos de solo, do que especificamente de chuva muito intensa sobre a cadeia de isoladores.

A título de informação, para que haja arco nas cadeias de isoladores, as normas NBR 5032/2004 - Isoladores para linhas aéreas com tensões acima de 1000V e NBR 6936/1992 - Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão, relatam que deve haver chuva de intensidade entre 3,0 a 5,0 mm/min, ou seja, deve haver uma chuva muito intensa.

Então, com base nas informações acima, pode-se atribuir riscos, mesmo que bem pequenos ou até mesmo desconsiderá-los, não devido à danos aos isoladores ou cadeias, mas por desligamentos da linha, devido à chuvas muito intensas sobre as cadeias de isoladores.

TEMPESTADE COM QUEDA DE GRANIZO SOBRE AS CADEIAS

Como já dito anteriormente, o Brasil por estar situado na linha do equador tem um clima propício para a formação de granizo, pois é quente e úmido.

As pedras de granizo por possuírem diâmetros que podem chegar até 5,0 centímetros e em alguns casos até maiores, ao caírem e colidirem com os isoladores das cadeias, podem acarretar em danos de quebra dos isoladores de vidro ou porcelana. Com a quebra de um, dois ou mais isoladores, as cadeias ficam com a sua capacidade de isolação comprometida, aumentando a probabilidade de arco, sob chuva, descarga atmosférica ou surtos de manobra, o que pode ocasionar o desligamento temporário da linha de transmissão.

Então, devido ao exposto acima, deve-se atribuir riscos devido aos efeitos de tempestades com queda de granizo, sobre as cadeias de isoladores da linha.

NEVASCAS OU TEMPESTADE DE NEVE SOBRE AS CADEIAS

Como já dito anteriormente, na parte de cabos, o Brasil por ser um país de clima predominantemente tropical e sub-tropical, não apresenta nevascas e não há a formação de camada de gelo ou neve sobre as cadeias de isoladores de uma linha de transmissão, nem mesmo no sul do país, onde se encontram climas de temperaturas mais baixas, principalmente no inverno.

Então, poderá ser desconsiderado o risco de queda de torres, ou danos às cadeias de isoladores, por formação de camada de gelo ou neve ao longo das cadeias de isoladores da linha.

EFEITO DA VARIAÇÃO DA TEMPERATURA SOBRE AS CADEIAS

Como já dito anteriormente, o Brasil, principalmente no sul, apresenta grandes variações de temperatura entre verão e inverno, sendo que esta variação de temperatura, mesmo sendo elevada, não é significativa para a variação de comprimento da cadeia, visto o pequeno tamanho da cadeia de isoladores frente à dimensão de uma linha de transmissão.

Então, pode-se desconsiderar riscos sobre a cadeia de isoladores, proveniente do efeito da variação de temperatura ambiente sobre esta;

QUEIMADAS NATURAIS E PROVOCADAS PELO HOMEM

Conforme já comentado anteriormente, no Brasil, as queimadas são mais frequentes no centro-oeste, norte e nordeste, mas também ocorrem com frequência no sul do país.

No caso de uma queimada, natural ou provocada, envolvendo as torres de uma linha de transmissão, dependendo da intensidade da queimada, pode haver danos às torres, aos cabos e também aos isoladores e cadeias da linha de transmissão.

O fogo ao atingir a cadeia de isoladores, eleva significativamente a temperatura no entorno, levando à danos irreversíveis aos isoladores, contribuindo para a redução da capacidade de isolamento da cadeia e conseqüentemente para o surgimento de arcos de corrente entre os cabos e a torre, o que leva ao desligamento por tempo indeterminado da linha, até que esta seja reparada e reestabelecida.

Seguem ilustração de queimada sobre torre de linha de transmissão:



Figura 32 – Incêndio atingindo torre de linha de transmissão

Pelo exposto acima, deve-se atribuir riscos para os isoladores de uma linha de transmissão, devido às queimadas, próximas e sobre as torres das linhas de transmissão.

REFERÊNCIAS

<http://www.rc.unesp.br/igce/aplicada/ead/interacao/inter09.html#1>

Movimento de massas

CARDOSO, Gustavo; CARDOSO, Christiano. Gestão de riscos associados a movimentos de massa. *Revista Ordem Pública*, 2016, 9.1: 261-270.

INFANTI JUNIOR, N. & FORNASARI FILHO, N. Processos de Dinâmica Superficial. In: OLIVEIRA, A.M.S. & BRITO, S.N.A. (Eds.). *Geologia de Engenharia*. São Paulo: Associação Brasileira de Geologia de Engenharia (ABGE), 1998. cap. 9, p.131-152.

MONTGOMERY, C.W. *Environmental geology*. 3ª ed. Dubuque: Wm. C. Brown Publishers, 1992. 465p.

KOBIYAMA, Masato. et al. *Prevenção de Desastres Naturais: conceitos básicos*. Curitiba: Organic Trading, 2006

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA. Serviço Nacional de Levantamento e Conservação de Solos (Rio de Janeiro, RJ). Súmula da 10. Reunião Técnica de Levantamento de Solos. Rio de Janeiro:1979. 83p.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA - EMBRAPA. Embrapa Solos. Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento; n. 46: Embrapa Solos. Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento; n. 46, Rio de Janeiro : Embrapa Solos, 2004. Disponível em <file:///C:/Users/jacip/Downloads/BPD-46-2004-Santa-Catarina-.pdf>, acesso em dez./2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. Carta SG-22 com dados de pedologia. Escala 1:250.000, 2006. Disponível em <http://mapas.ibge.gov.br/bases-e-referenciais/bases-cartograficas/cartas>. Acesso maio/2017.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS Espaciais - INPE. Topodata: banco de dados geomorfométricos do Brasil. Cartas 26S495SC, 26S525SC, 27S495SC e 27S525SC. Arquivos formato tif, Escala 1:250.000. Disponível em <<https://www.webmapit.com.br/inpe/topodata/>>, acesso em dez./2018.

SANTOS, H. G. *et al.* Sistema Brasileiro de Classificação de Solos. 5ª edição revisada e ampliada. Brasília, DF : Embrapa, 2018. E-book. Disponível em < <https://www.embrapa.br/busca-de-publicacoes/-/publicacao/1094003/sistema-brasileiro-de-classificacao-de-solos>>, acesso em dez./2018.

SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL – CPRM. Suscetibilidade à movimentos de massa. Arquivo geodatabase disponibilizado pela Defesa Civil do Estado de Santa Catarina. 2018.

- Diretrizes para a elaboração de projetos básicos para empreendimentos de transmissão - ONS;
- Brochura SNPTEE – Linha de transmissão urbana compacta experimental;
- Brochura técnica CIGRÉ – Assessment of aeolian vibration severity;
- Desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas – Silvério Visacro;
- TCC – UNB – Linhas de transmissão e descargas atmosféricas;
- NBR 5422/1985 – Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica;
- NBR 5419/2001 – Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas;
- NBR 5032/2004 - Isoladores para linhas aéreas com tensões acima de 1000V;
- NBR 6936/1992 - Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão;
- Projeto básico da LT 525 kV Campos Novos – Blumenau C2 - Eletrobras Eletrosul;
- Site PLP Brasil;
- Site Cemig;
- Site Eletrobras Eletrosul;
- Site Isoladores Siklowatt;