

Universidade Federal de Santa Maria

Centro de Tecnologia

Curso de Engenharia Elétrica

Breno da Silva Leal

**ANÁLISE DE PERDAS DO EFEITO CORONA EM LINHAS  
DE TRANSMISSÃO DE 230 kV NO CENÁRIO BRASILEIRO**

Santa Maria, RS

2018

Breno da Silva Leal

**ANÁLISE DE PERDAS DO EFEITO CORONA EM LINHAS  
DE TRANSMISSÃO DE 230 kV NO CENÁRIO BRASILEIRO**

**Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao curso de graduação da  
Engenharia Elétrica, da Universidade  
Federal de Santa Maria (UFSM, RS),  
como requisito parcial para obtenção do  
título de bacharel em Engenharia  
Elétrica.**

Orientador: Prof Dr. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS

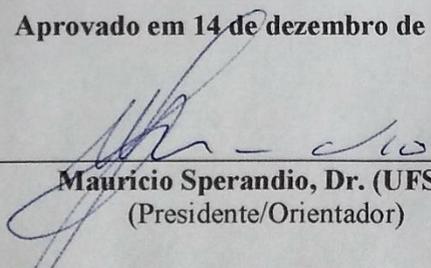
2018

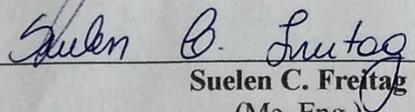
Breno da Silva Leal

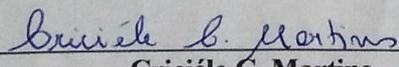
**ANÁLISE DE PERDAS DO EFEITO CORONA EM LINHAS  
DE TRANSMISSÃO DE 230 kV NO CENÁRIO BRASILEIRO**

**Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao curso de  
graduação da Engenharia Elétrica,  
da Universidade Federal de Santa  
Maria (UFSM, RS), como requisito  
parcial para obtenção do título de  
bacharel em Engenharia Elétrica.**

**Aprovado em 14 de dezembro de 2018:**

  
\_\_\_\_\_  
**Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

  
\_\_\_\_\_  
**Suelen C. Freitag**  
(Me. Eng.)

  
\_\_\_\_\_  
**Criciele C. Martins**  
(Me. Eng.)

Santa Maria, RS

2018

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador Professor Dr. Mauricio Sperandio pela dedicação, compreensão, confiança, total atenção e inspiração profissional.

A Deus por me dar forças e amparar em todos os obstáculos da minha vida, à minha família, composta pelo meu irmão Bruno, meus pais João de Deus e Maria Helena, espelhos da minha formação humana e principal motivação dos meus objetivos, e minha namorada Gabrielle, pelo amor, carinho, companheirismo, apoio e compreensão sempre entregues desde os momentos mais difíceis até hoje.

Aos meus colegas de universidade, que contribuíram enormemente em minha formação profissional e pessoal.

Aos amigos feitos durante o período de graduação que estiveram ao meu lado nas mais diversas situações.

Aos professores e funcionários do Curso de Engenharia Elétrica pela disposição e conhecimento entregues.

À Universidade Federal de Santa Maria pela minha capacitação e formação profissional.

“A persistência é o caminho do êxito”.

**Charlie Chaplin**

## RESUMO

# ANÁLISE DE PERDAS DO EFEITO CORONA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DE 230 kV NO CENÁRIO BRASILEIRO

AUTOR: Breno da Silva Leal  
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio

O presente trabalho foi elaborado com o objetivo de compreender o impacto do efeito corona no sistema elétrico brasileiro. Para tanto foram utilizados nessa pesquisa os documentos do PET - Programa de Expansão da Transmissão do site da EPE – Empresa de Pesquisa Energética, os quais possuem caráter determinativo abrangendo um horizonte de seis anos e deles constam as instalações de transmissão ainda não licitadas ou autorizadas, recomendadas para entrar em operação nos próximos seis anos, com a finalidade de subsidiar o MME na priorização das instalações de transmissão que integrarão os lotes a serem oferecidos nos futuros leilões de transmissão. Além disso, constitui em importante sinalizador para os agentes setoriais e fornecedores dos investimentos a serem realizados nos próximos anos com caráter indicativo e contempla as instalações recomendadas para entrar em operação a partir do sétimo ano. Assim, as linhas de transmissão têm a finalidade de transportar uma energia elétrica de boa qualidade e com a maior eficiência, e ao mesmo tempo minimizar possíveis impactos ecológicos, sociais e principalmente as perdas por corona, sendo esta última a responsável por elevados gastos desnecessários. Devido a estudos na área, sabe-se que o efeito corona tem relação direta com o número de condutores por fase e com faixas de tensões a partir de 230 kV. À vista disso, é realizado no trabalho um levantamento do cenário elétrico brasileiro com foco em Linhas de Transmissão – LT's de 230 kV que contenham 1 cabo/fase do tipo 636 MCM – 26/7 (*Grosbeak*), o qual é a configuração mais susceptível às grandes perdas por corona. Além do mais, foram encontrados 153 trechos, dentre eles seccionamentos, recapitações de linhas e a construção de linhas novas, com uma extensão total de 8.273,9 km divididos pelas cinco regiões do país. Por fim, é apresentada uma proposta de melhoria de configuração de LTs desse tipo a fim de mitigar o Efeito Corona, levando em conta o tipo de cabo mais adequado e a disposição das fases que compõem o circuito.

**Palavras-Chave:** Análise do Efeito Corona, Programa de Expansão da Transmissão.

## ABSTRACT

# ANÁLISE DE PERDAS DO EFEITO CORONA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DE 230 kV NO CENÁRIO BRASILEIRO

AUTHOR: Breno da Silva Leal

ADVISOR: Mauricio Sperandio

The present work was developed with the objective of understanding the impact of the corona effect on the Brazilian electrical system. For this purpose, the documents of the PET - Transmission Expansion Program of the EPE – Energy Research Company website were used for this purpose, which have a determinative character covering a horizon of six years and include the transmission facilities not yet tendered or authorized, recommended to start operations in the next six years, in order to subsidize the MME in the prioritization of transmission facilities that will integrate the lots to be offered in future transmission auctions. In addition, it is an important signal for sector agents and suppliers of investments to be carried out in the coming years with an indicative character and contemplates the facilities recommended to start operating from the seventh year. Thus, transmission lines have the purpose of transporting good quality electricity with the highest efficiency, while at the same time minimizing possible ecological and social impacts, especially corona losses, which is responsible for high unnecessary expenses. Due to studies in the area, we know that the corona effect is directly related to the number of conductors per phase and with voltage ranges from 230 kV. In view of this, a survey of the Brazilian electrical scenario focusing on Transmission Lines - 230 kV Transmission Lines containing 1 strand / phase of type 636 MCM - 26/7 (Grosbeak), which is the more susceptible to large corona losses. In addition, 153 sections were found, including sectioning, retraining of lines and the construction of new lines, with a total length of 8.273,9 kilometers divided by the five regions of the country. Finally, a proposal is presented to improve the configuration of LTs of this type in order to mitigate the Corona effect, taking into account the type of cable most suitable and the arrangement of the phases that make up the circuit.

**Keywords:** Analysis of the Corona Effect, Transmission Expansion Program.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Representação do Sistema Interligado Nacional no horizonte 2017.....	20
Figura 2: Representação do Feixe <i>Bundle</i> – Condutores Múltiplos.....	23
Figura 3: Raio Médio Geométrico Capacitivo do cabo <i>Grosbeak</i> .....	24
Figura 4: Representação de um Circuito Trifásico com Circuito Único.....	24
Figura 5: Mapa das Temperaturas Médias Anuais no Ano de 2017.....	26

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1: Situação dos Cabos Condutores em Linhas de Transmissão.....	25
Tabela 2: Levantamento de Quilometragem por Região.....	28
Tabela 3: Análise econômica compacta feita no EXCEL.....	65
Tabela 4: Análise econômica realizada no software EXCEL para o tempo de 30 anos...	65

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

PET	Programa de Expansão da Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MCM	Circular Mills
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
PDE	Plano Decenal de Energia

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	12
1.2	JUSTIFICATIVAS .....	13
1.3	OBJETIVOS .....	13
1.4	METODOLOGIA.....	13
1.5	DIVISÃO DO TRABALHO .....	14
2.	EFEITO CORONA .....	15
2.1	EQUAÇÃO DE PEEK.....	16
2.2	CÁLCULO DE PERDA .....	17
3.	LEVANTAMENTO DO CENÁRIO BRASILEIRO .....	19
3.1	PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO (PET) .....	20
3.2	CÁLCULOS E ESTIMATIVAS DE PERDAS POR REGIÕES .....	21
3.2.1	ESTIMATIVAS DE PERDAS EM MWh.....	29
3.2.2	ESTIMATIVAS DE PERDAS EM R\$/MWh.....	37
4.	PROPOSTA DE MELHORIA .....	38
4.1	COMPARAÇÃO DOS CUSTOS MODULARES DA ANEEL .....	39
4.2	RETORNO DO INVESTIMENTO .....	59
5.	CONCLUSÕES .....	61
6.	REFERÊNCIAS .....	62
7.	APÊNDICE A .....	63
7.1	TABELA DO BANCO DE PREÇOS DA ANEEL DO ANO DE 2017.....	63
7.2	VIABILIDADE ECONÔMICA PARA O EFEITO CORONA .....	65

## 1. INTRODUÇÃO

As Linhas de Transmissão (LTs) são importantes elos entre a geração e o consumidor final. O fluxo de potência que passa pelas LTs está sujeito a dois tipos de perdas básicas: as perdas joule, na passagem de corrente pela resistência dos cabos, o que é inevitável; e as perdas corona, pela ionização do ar em volta do condutor devido à densidade do campo elétrico, o que pode ser evitado com o correto dimensionamento do cabo ou feixe de cabos.

Sendo assim, este trabalho tem como objetivo entender o impacto do Efeito Corona no sistema elétrico brasileiro, utilizando os documentos do Programa de Expansão da Transmissão - PET, do site da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, os quais são formados pelas instalações de transmissão ainda não licitadas ou autorizadas, recomendadas para entrar em operação e integrar os lotes a serem oferecidos nos futuros leilões de energia.

Através de alguns estudos nessa área, sabe-se que o Efeito Corona tem associação com o raio médio geométrico do condutor por fase, em especial para faixas de tensões a partir de 230 kV. Diante disso, é feito neste trabalho um levantamento do cenário elétrico brasileiro com foco em LTs de 230 kV que contenham 1 cabo/fase do tipo 636 MCM – 26/7 (*Grosbeak*), a qual é a configuração mais propensa às perdas por corona, sob certas condições, especialmente sob chuva. No período pesquisado, de 2006 a 2018, foram encontrados 153 trechos, dentre eles seccionamentos, recapacitações de linhas e a construção de linhas novas, com uma extensão total de 8.273,9 km, entre eles a separação em circuitos simples e circuitos duplos, divididos pelas cinco regiões do país.

Posterior a isso, é realizado detalhadamente a mensuração das perdas com seu custo-benefício e apresentado a proposta de melhoria, através de 2 cabos/fase do tipo 336,4 MCM – 26/7 (*Linnet*), a fim de mitigar com o Efeito Corona. Para isso foi feita a comparação de cinco itens fundamentais (ancoragem, suspensão, amortecedores, jumper e o próprio cabo condutor) levando em conta o tipo de circuito (simples ou duplo), a quantidade por quilômetro, o peso e o preço, todas por região. E por fim, pode-se analisar o retorno do investimento (*payback*) num período de 30 anos e saber se a proposta de melhoria foi acertada.

## 1.2 JUSTIFICATIVAS

A necessidade de contar com um sistema elétrico que contenha perdas mínimas e que seja confiável é cada vez mais evidente. Sendo assim, o planejamento de médio e longo prazo se mostra vital para, juntamente com as perspectivas econômicas e sociais, criarem-se planos de ampliação e expansão das linhas de transmissão e de toda estrutura elétrica do país, do modo mais econômico, funcional e sustentável possível, obtendo-se assim a qualidade e a confiabilidade esperada.

Para um planejamento adequado são necessários diversos conhecimentos acerca do atual comportamento do sistema em estudo, os quais são conhecidos por meio de indicadores reais e de documentos. Assim, este trabalho busca identificar, calcular e comparar as perdas por corona nas novas linhas de transmissão que serão leiloadas, de modo a localizar as regiões com as maiores perdas e quantificar seus custos.

## 1.3 OBJETIVOS

Verificar o montante de perdas corona em linhas de transmissão de 230 kV com um cabo por fase do tipo 636 MCM, em MWh/km.ano. Ainda, computar o total de perdas nas LTs previstas em todos os PETs disponíveis no site da EPE, projetando para um período de 30 anos. Por fim avaliar o custo-benefício de uma alternativa de feixe com dois condutores 336,4 MCM, com base nos custos modulares da ANEEL.

## 1.4 METODOLOGIA

Este estudo baseou-se em pesquisas qualitativas, identificando as configurações suscetíveis ou não à perdas coronas nos planos de expansão do sistema elétrico brasileiro, e quantitativas, utilizando o programa EXCEL como ferramenta para cálculos de perdas e do fluxo financeiro dentro do período de análise. A proposta alternativa visou manter a bitola do conjunto de dois condutores o mais próxima do cabo singelo, e assim mensurar o custo-benefício. Dessa forma, o estudo e os cálculos foram feitos considerando as equações da Tensão Crítica e Perdas por Efeito Corona. Após, foi realizada a verificação das perdas corona em linhas de transmissão de 230 kV com um cabo por fase do tipo 636 MCM, em MWh/km.ano

em todo o território nacional, organizando todos os dados através das regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul. Considera-se o custo-benefício de uma opção com dois cabos 336,4 MCM no feixe condutor, realizando minuciosamente a comparação dos itens que interferem diretamente na construção de LTs, fundamentado nos custos modulares da ANEEL.

## 1.5 DIVISÃO DO TRABALHO

A revisão bibliográfica tem início no segundo capítulo, denominado Efeito Corona, que tem como objetivo explicar e abordar todos os assuntos relacionados ao Efeito Corona, apresentando a Equação de Peek e suas outras fórmulas adjacentes, entre elas a de Tensão Crítica e a de Perdas de Energia por Efeito Corona, bem como os cálculos de perdas em MWh/km consideradas a tempo bom/seco e a tempo com chuva.

A seguir, o terceiro capítulo apresenta o Levantamento do Cenário Brasileiro, tendo como ponto central as linhas de transmissão com um cabo por fase do condutor 636 MCM na faixa de tensão de 230 kV, mostrando a extensão em quilômetros e a estimativa das perdas pelo Custo Marginal de Expansão - CME (R\$/MWh).

No capítulo quatro é apresentado a Proposta de Melhoria, contendo qual a escolha de cabo mais adequada e o número de fases que compõem o circuito, além da comparação dos custos modulares da ANEEL.

No quinto capítulo são feitas as conclusões pertinentes, e por fim, no sexto capítulo são então apontadas as referências bibliográficas.

## 2. EFEITO CORONA

Um elemento extremamente importante de qualquer sistema elétrico de um país são as linhas de transmissão, e projetá-las é uma tarefa de engenharia complexa que requer análise e planejamento de muitas variáveis. Posto isso, as LTs, através de energia eletromagnética, servem de elo entre uma fonte geradora e uma carga consumidora, na tentativa de levar qualidade e eficiência a longas distâncias. Todavia nesse processo ocorrem fenômenos importantes ligados a perdas por dispersão, entre elas perdas nos isoladores e perdas devidas ao efeito corona, (BAYLISS; HARDY, 2007), sendo essa última o foco do presente estudo.

Deste modo, o efeito corona é um fenômeno fotoquímico que surge na superfície de uma linha aérea de transmissão quando o valor do gradiente de potencial da linha excede o valor do gradiente crítico disruptivo do ar, ou seja, quando o campo elétrico do cabo/condutor sofre uma deformação, onde o alto gradiente de potencial na superfície do condutor acelera elétrons no ar, o suficiente para provocar ionização das moléculas de ar por colisão (GENE, 2004).

Em outras palavras, conforme a tensão em uma linha for aumentada, atinge-se um valor no qual o ar que envolve o condutor torna-se ionizado, dado à força elétrica na superfície deste exceder um certo valor definido. A camada ionizada (incandescência) rodeia o condutor expandindo o seu diâmetro até um momento onde as forças elétricas tornem-se insuficientes para causar mais ionização. Em geral, pode-se proferir que o fenômeno acontece devido o campo elétrico no exterior do condutor ter superado a capacidade disruptiva do ar, que é a máxima intensidade de corrente que o ar consegue efetivamente interromper (CAMARGO, 2006).

De forma mais científica, inúmeras condições controlam a tensão disruptiva do ar, dentre elas estão: a altitude, o tipo de tensão aplicada, a umidade por conta do vapor d'água e a fotoionização incidente. No campo não uniforme em torno de um condutor, a divergência do campo exerce influência adicional, e qualquer partícula contaminadora, como poeira, teias de aranha, vegetações, detritos de aves e insetos, tornam-se motivos pontuais de descargas (FUCHS, 1979).

As descargas elétricas em gases iniciam geralmente por um campo elétrico que acelera elétrons livres existentes, e após os elétrons atingirem energia produzem novos elétrons por choque com outros átomos (o que pode ser chamado de processo de ionização por impacto). Ao longo da aceleração no campo elétrico, cada elétron livre colide com átomos de nitrogênio, oxigênio e outros gases presentes, o que gera perda de parte de sua energia cinética.

Eventualmente um elétron pode colidir com um átomo com força suficiente para excitá-lo. Deste modo, o estado de energia do átomo atingido passa a elevar-se, para criar esse estado. Em seguida o átomo atingido pode reverter o seu estado inicial, liberando o excesso de energia em forma de calor, luz, energia acústica, e radiações eletromagnéticas, e também colidir com o íon positivo, convertendo-o em átomo neutro, o que caracteriza o processo de recombinação, que consiste em liberação de energia (FUCHS, 1979).

Sendo assim, toda a energia liberada ou irradiada, advém do campo elétrico da linha/do sistema alimentador, que representa perda de energia e por consequência prejuízo (STEVENSON JR., 1978). As consequências dessas perdas econômicas tem sido objeto de estudos e pesquisas há mais de 50 anos, porém, somente recentemente que foram obtidos meios de mensurar, analisar e determinar com segurança o desempenho e ajustar possíveis soluções do sistema de transmissão.

## 2.1 EQUAÇÃO DE PEEK

Frank William Peek nasceu em 20 de agosto de 1881 em Mokelumne Hill no estado da Califórnia, Estados Unidos, e faleceu em um acidente de carro em 1933. Foi um grande engenheiro eletricitista, trabalhou na *General Electric*, fundou o laboratório de alta tensão em Pittsfield – Massachusetts e realizou estudos em sistemas de isolamento de transformadores. Peek se ateve em pesquisas de fenômenos de alta tensão em raios, transmissão de alta tensão, medições de raios naturais e produção de relâmpagos artificiais de 5.000 volts.

Dentre os seus estudos, sem dúvida se destacam suas contribuições na engenharia elétrica no campo do Corona das linhas de transmissão (FUCHS, 1979). Peek criou a equação (1) denominada Tensão Crítica para Condutor Cilíndrico ( $E_C$ ), a mesma serve como base de cálculo de perdas de descarga do efeito corona até hoje. Tal fórmula leva em conta as seguintes variáveis: o gradiente crítico do ar, o fator de superfície, a densidade relativa do ar, o raio médio geométrico capacitivo do condutor e a distância média geométrica entre as fases.

$$E_C = E_{AR} \cdot m \cdot \delta \cdot RMGc \cdot \ln \left( \frac{DMG}{RMGc} \right) \text{ [kV]} \quad (1)$$

Onde

$$E_{AR} = \text{Gradiente Crítico Disruptivo do Ar} = 21,21 \text{ kV}_{\text{RMS}}/\text{cm};$$

$m$  = Fator de Superfície = 0,87 [adimensional], considerando que os cabos utilizados na prática não são perfeitamente cilíndricos;

$\delta$  = Densidade Relativa do Ar,  $\delta = \frac{298}{273+T} \cdot \frac{p}{760}$ , em que  $T$  é a temperatura dada em °C e  $p$  a pressão atmosférica dada em mmHg;

$RMGc$  = Raio Médio Geométrico Capacitivo do condutor [cm];

$DMG$  = Distância Média Geométrica entre fases [cm].

## 2.2 CÁLCULO DE PERDA

Após aplicação da fórmula de Peek, onde é encontrado o resultado em kV, substituí-se os valores de Tensão Crítica calculados a tempo bom na equação das Perdas de Energia por Efeito Corona ( $P_C$ ), que pode ser visto na equação 2:

$$P_C = \frac{0,20485}{\delta} \cdot \left(\frac{RMGc}{DMG}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot (V_{FN} - E_C)^2 \quad [\text{kW/km/fase}] \quad (2)$$

Onde:

- 0,20485 = Constante de Cálculo para as Perdas;
- $\delta$  = Densidade Relativa do Ar;
- $RMGc$  = Raio Médio Geométrico Capacitivo do Condutor [cm];
- $DMG$  = Distância Média Geométrica entre Fases [cm];
- $V_{FN}$  = Tensão de Fase na Linha de Transmissão =  $\frac{V_{Linha}}{\sqrt{3}} = \frac{230 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 132,79 \text{ kV}$ ;
- $E_C$  = Tensão Crítica para Condutor Cilíndrico.

Para calcular as Perdas por Corona a tempo com chuva, é necessário primeiramente multiplicar o valor da Tensão Crítica a Tempo bom por 0,8, e por conseguinte mudar o valor de  $E_C$  na equação das perdas.

$$E_C^{Tempo \text{ com chuva}} = E_C \cdot 0,8 \quad (3)$$

Logo, é importante salientar que só haverá descarga por Corona se a Tensão Crítica calculada for menor que a Tensão de fase da LT, ou seja, satisfazer a condição da equação 4, caso contrário, não há perdas.

$$E_C < V_{FN} \quad (4)$$

Caso contrário não há perda. Dessa forma, para termos o cálculo de Perdas por Corona Total, somamos as perdas a tempo bom com as perdas a tempo com chuva, como segue na equação 5:

$$P_C^{TOTAL} = P_C^{Tempo\ bom} + P_C^{Tempo\ com\ chuva} \quad [MWh/ano] \quad (5)$$

Onde:

- $P_C^{Tempo\ bom} = MW - h_{Tempo\ bom/ano}$ ;
- $P_C^{Tempo\ com\ chuva} = MW - h_{Tempo\ com\ chuva/ano}$ ;
- $h_{Tempo\ bom} = 8760_{h/ano} - h_{Tempo\ com\ chuva/ano}$  ;

### **3. LEVANTAMENTO DO CENÁRIO BRASILEIRO**

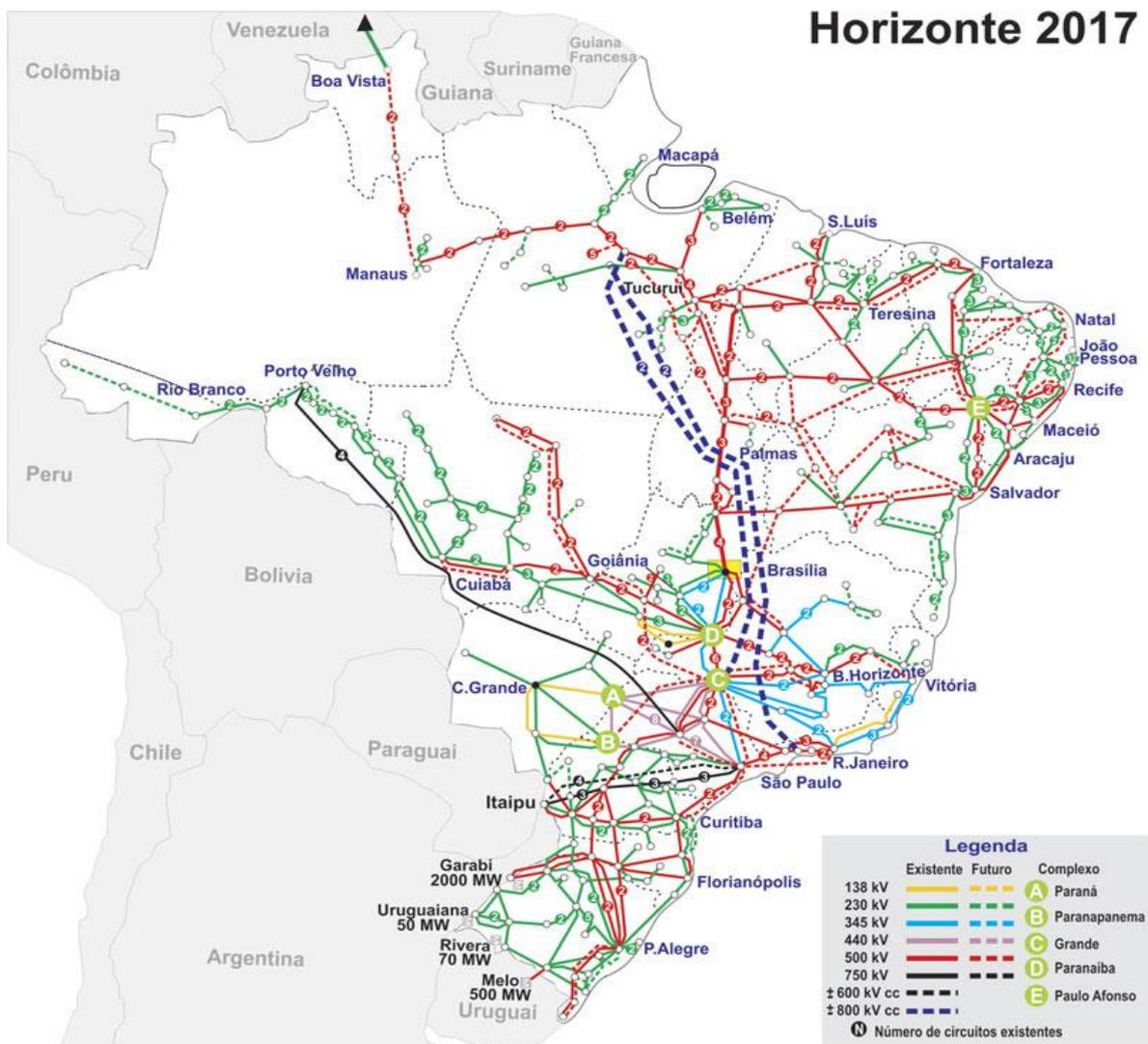
O Sistema Interligado Nacional (SIN) foi criado em 1998 com o objetivo de unificar a malha elétrica nacional, tornando-a mais confiável, robusta, manobrável e de maior economicidade. Foi dividido em quatro sub-regiões, denominados subsistemas, sendo eles: Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Subsistema Sul (S), Subsistema Nordeste (NE) e Subsistema Norte (N). Atualmente, todos os subsistemas são interligados entre si.

O SIN apresenta atualmente mais de 134 mil quilômetros de linhas de transmissão em operação. Esse número é explicado pela grande extensão do território nacional, assim como pela esparsa distribuição de usinas geradoras e centros de carga.

A rede nacional abrange tensões entre 138 e os 750 kV em corrente alternada, contando também com LTs em corrente contínua, como a que conecta a usina de Belo Monte com o estado do Rio de Janeiro, e opera em 800kV, sendo uma das maiores em extensão do mundo, com 2518km de comprimento, e a que liga a Usina de Itaipu ao Estado de São Paulo que opera em 600 kV. A figura 1 ilustra a imensa extensão da rede de LTs do SIN, com linhas existentes e planejadas, a qual possibilita o intercâmbio de energia entre regiões do país e países vizinhos.

O foco do levantamento deste estudo foi direcionado nas linhas de transmissão na faixa de 230 kV que contenham 1 cabo/fase do tipo 636 MCM – 26/7 (Grosbeak), o qual é uma configuração susceptível às perdas por corona. Foram encontrados 153 trechos de acordo com os PETs, dentre eles seccionamentos, recapacitações de linhas e a construção de linhas novas, com uma extensão total de 8.273,9 km divididos pelas cinco regiões do país.

Figura 1: Representação do Sistema Interligado Nacional no Horizonte 2017



Fonte: ANEEL

### 3.1 PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO (PET)

Para a manutenção do crescimento de um país a sustentabilidade energética torna-se um dos principais pontos a serem observados. Para que essa sustentabilidade seja alcançada, cria-se a necessidade do desenvolvimento de um planejamento sólido e sucinto nesta área. Com esse objetivo, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A EPE foi estabelecida em 2004 por meio de medida provisória que foi posteriormente convertida em lei pelo Congresso Nacional. A efetivação se deu por decreto em agosto de 2004 (EPE, 2018), e tem por finalidade prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na

área de estudos e pesquisas energéticas, a fim de prover informações e auxiliar no planejamento do setor de energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados e biocombustíveis.

Os documentos do Programa de Expansão da Transmissão (PET) são elaborados pela EPE, e possuem caráter determinativo abrangendo um horizonte de seis anos. Neles constam as instalações de transmissão ainda não licitadas ou autorizadas, recomendadas para entrar em operação nos próximos seis anos, com a finalidade de subsidiar o MME na priorização das instalações de transmissão que integrarão os lotes a serem oferecidos nos futuros leilões de transmissão. Além disso, constitui em importante sinalizador para os agentes setoriais e fornecedores dos investimentos a serem realizados nos próximos anos com caráter indicativo e contempla as instalações recomendadas para entrar em operação a partir do sétimo ano.

### 3.2 CÁLCULOS E ESTIMATIVAS DE PERDAS POR REGIÕES

Para esta etapa, foi considerado para as linhas de transmissão as características abaixo das linhas de transmissão em 230kV:

- Feixe de condutores: 1 x 636 MCM por fase – 26/7 *Grosbeak*;
- Torre em aço autoportante convencional, |V|, tipo plano;
- Distância entre fase externa e central: 6,19 m;
- Altura mínima do condutor na torre: 23,50 m;
- Distância mínima condutor-terra: 8 m;
- Vão médio: 450 m;
- Número de isoladores:  $16.(5 \cdot \frac{3''}{4} \cdot 10'')$ ;
- Cabos para-raios:  $\frac{3'}{8}$  EHS classe B;
- Dois cabos formando ângulo de 30° em relação às fases externas e 4,56 m de altura em relação ao plano das fases;
- Faixa de passagem: 50 m;
- Peso estimado por torre: 3950 kg;
- Parâmetros elétricos (sequência positiva) - 25°C;

$$R = 0,09127 \frac{\Omega}{km}.$$

$$X = 0,51879 \frac{\Omega}{km}.$$

$$C = 8,47 \frac{\text{nF}}{\text{km}}.$$

- Parâmetros elétricos (sequência zero);

$$R_0 = 0,44016 \frac{\Omega}{\text{km}}.$$

$$X_0 = 1,5659 \frac{\Omega}{\text{km}}.$$

$$C_0 = 6,10 \frac{\text{nF}}{\text{km}}.$$

- Potência característica: 130 MW.

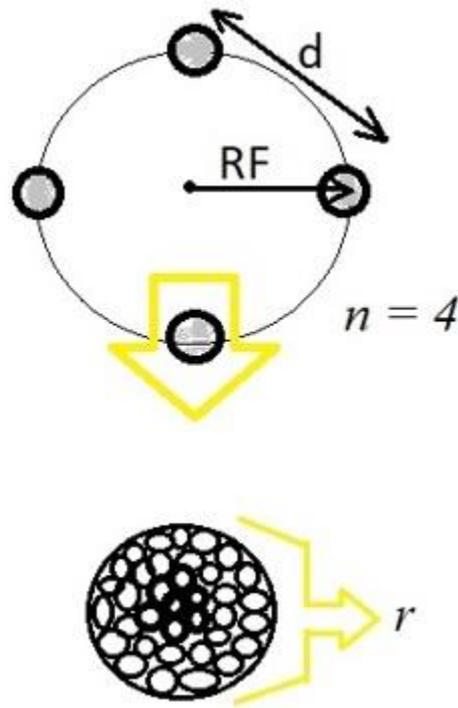
Além do mais, para o correto prosseguimento dos cálculos, é importante salientar algumas outras propriedades fundamentais, entre elas:

→ Raio Médio Geométrico Capacitivo ( $RMG_C$ )

A distância entre os fios ou cabos é inversamente proporcional à indutância mútua (quanto mais próximos os cabos, maior a indutância), assim, num cabo múltiplo, como as distâncias entre os fios ou cabos são pequenas, a indutância mútua entre os cabos precisa ser considerada. Para se fazer isso têm-se a média geométrica, que é mais precisa que uma média aritmética, por exemplo. Para esta média geométrica, deve ser encontrado um “raio médio” que represente as influências de indutância própria dos fios ou cabos do condutor composto e também das indutâncias mútuas.

Aqui foi considerado o  $RMG_C$  devido à múltiplos condutores por fase (feixe- ou *bundle*) conforme a Figura 2, de forma que tal figura mostra seu feixe de 4 condutores, sendo que  $d$  representa a distância entre os condutores,  $R_F$  o raio do feixe, e finalmente,  $r$  o raio do condutor.

Figura 2- Feixe ou *Bundle* – Condutores Múltiplos



Fonte: Próprio Autor

Onde:

$$RMG_C = (n \cdot r \cdot R_F^{n-1})^{\frac{1}{2}}; \quad (6)$$

$$R_F = \frac{d}{2 \cdot \text{sen}(\frac{\pi}{n})}; \quad (7)$$

$$r = \frac{\text{diâmetro}(\varphi)}{2}; \quad (8)$$

$n$  = número de condutores do feixe.

Para o cabo *Grosbeak*, consideramos o valor do raio médio geométrico como o valor do raio externo do condutor, por se tratar de um cabo por fase. Através da tabela do fabricante *General Cable* conforme a Figura 5 no Apêndice A, o valor encontrado é de 1,2575 cm.

Figura 3 - Raio Médio Geométrico Capacitivo do cabo Grosbeak (representado através do seu diâmetro nominal dado em 25,15 milímetros).

Denominação	Seção Transversal			Formação Nº de Fios X Diâmetro mm		Diâmetro Nominal mm		Peso kg/km		
	Alumínio		Total	Alumínio	Aço	Alma de Aço	Condutor Completo	Alumínio	Aço	Total
	AWG ou MCM	mm <sup>2</sup>	mm							
Chickadee	397,5	201,41	212,1	18x3,77	1x3,77	3,77	18,85	553,9	87,1	641,0
Brant	397,5	201,41	227,7	24x3,27	7x2,18	6,54	19,62	558,5	203,9	762,4
Ibis	397,5	201,41	234,1	26x3,14	7x2,44	7,32	19,88	557,7	256,2	813,9
Lark	397,5	201,41	247,8	30x2,92	7x2,92	8,76	20,44	558,0	366,7	924,7
Pelican	477,0	241,70	255,8	18x4,14	1x4,14	4,14	20,70	668,0	105,0	773,0
Filcker	477,0	241,70	273,0	24x3,58	7x2,39	7,17	21,49	669,4	245,3	914,7
Hawk	477,0	241,70	281,1	26x3,44	7x2,68	8,04	21,80	669,4	308,5	977,9
Hen	477,0	241,69	297,6	30x3,20	7x3,20	9,60	22,40	670,2	440,2	1110,4
Heron	500,0	253,35	312,5	30x3,28	7x3,28	9,84	22,95	703,6	462,2	1165,8
Osprey	556,5	281,98	298,2	18x4,47	1x4,47	4,47	22,35	778,9	122,1	901,0
Parakeet	556,5	281,98	318,9	24x3,87	7x2,58	7,74	23,22	782,1	285,9	1068,0
Dove	556,5	281,98	328,5	26x3,72	7x2,89	8,67	23,55	783,0	358,5	1141,5
Eagle	556,5	281,98	347,9	30x3,46	7x3,46	10,38	24,22	783,5	514,5	1298,0
Duck	605,0	306,55	346,3	54x2,69	7x2,69	8,07	24,20	849,3	310,2	1159,0
Peacock	605,0	306,55	345,9	24x4,03	7x2,69	8,07	24,19	848,1	310,9	1159,0
Squab	605,0	306,55	355,6	26x3,87	7x3,01	9,03	24,51	847,2	389,0	1236,2
Teal	605,0	306,55	376,6	30x3,61	19x2,16	10,80	25,24	852,6	544,7	1397,3
Swift	636,0	322,26	332,0	36x3,38	1x3,38	3,38	23,66	890,5	70,0	960,5
Kingbird	636,0	322,26	340,9	18x4,78	1x4,78	4,78	23,90	890,5	139,3	1029,8
Rook	636,0	322,26	365,0	24x4,14	7x2,76	8,28	24,84	895,2	327,3	1222,5
Grosbeak	636,0	322,26	374,3	26x3,97	7x3,09	9,27	25,15	891,6	410,1	1301,7

Fonte: *GENERAL CABLE*

➔ Distância Média Geométrica (*DMG*)

A variável *DMG* representa a distância média geométrica/equivalente entre os condutores de fases distintas, sendo calculada através das expressões apresentadas a seguir.

- Para *n* fases, *m* circuitos:

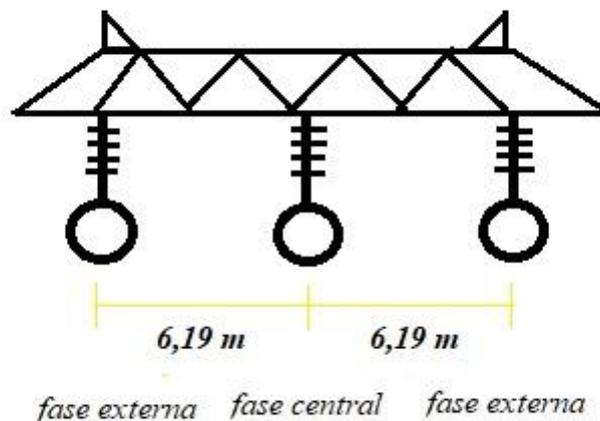
$$DMG = \sqrt[n \cdot m]{(D_{11'} \cdot D_{12'} \dots D_{1m'}) \cdot (D_{21'} \cdot D_{22'} \dots D_{2m'}) \cdot (D_{n1'} \cdot D_{n2'} \dots D_{nm'})} \quad (9)$$

- Para caso trifásico com circuito único, tem-se a equação 10 (para circuitos dispostos em “triângulo”, a fim de explicar o procedimento para ter os valores corretos).

De forma ilustrativa, e que realmente interessa ao estudo é a Figura 3 (circuito disposto em linha horizontal) que para acarretar em um DMG de 7,8 m, precisa-se de uma distância entre as fases de 6,19 m:

$$DMG = \sqrt[3]{(D_{12} \cdot D_{23} \dots D_{13})} \quad (10)$$

Figura 4 – Caso Trifásico com Circuito Único



Fonte: Próprio Autor

Por se tratar de um sistema trifásico, o valor de  $DMG$  adotado foi de 780 cm, conforme as características das torres de 230 kV referidas anteriormente, devido a distância entre as fases escolhida ser de 6,19 m.

#### → Fator de Superfície ( $m$ )

O parâmetro adimensional  $m$ , designado por fator de superfície, inclui a consideração que os cabos utilizados na prática não são perfeitamente cilíndricos. Desta forma um valor  $m=1$  resultaria idealmente no gradiente de início de corona de um cabo cilíndrico perfeito. Em projetos e estudos é comum adotar um intervalo de valores entre 0,75 e 0,87 como representativo da condição real de condutores de linhas de transmissão aéreas. Entretanto, como se infere da definição desse fator de superfície, nele estão assentados todos os aspectos que distanciam um cabo de transmissão da condição cilíndrica ideal:

- Encordoamento: a maioria dos cabos atualmente utilizados em LTs aéreas é formado por fios mais finos enrolados de modo espiralado alternado sobre um núcleo, fazendo com que a sua superfície fique com uma formação ondulada característica;
- Arranhões, amassados, danos físicos: no processo de transporte, armazenagem e lançamento é possível que o cabo sofra danos que alteram sua superfície (os principais danos para o desempenho corona são arranhões e amassados na superfície);
- Poluição: quaisquer resíduos de natureza animal ou vegetal que se somam à superfície dos cabos deterioram o seu desempenho quanto a corona.

Dessa forma, neste estudo foi adotado o valor de 0,87, para cabos encordoados contendo mais de 7 fios e desgastados, conforme a Tabela 1.

Tabela 1- Situação de condutores

<i>Fator de Superfície (m)</i>	<i>Situação do cabo condutor</i>
1	Concentrado, novo e limpo
0,93 a 0,98	Concentrado e deteriorado
0,87 a 0,90	Encordado > 7 fios e deteriorados
0,80 a 0,87	Encordado ≤ 7 fios e deteriorados

Fonte: Próprio Autor

#### → Densidade Relativa do Ar ( $\delta$ )

Densidade relativa é a relação entre a densidade da substância em causa (ar) e a massa de volume da substância de referência (a água é geralmente tomada como referência). É uma grandeza adimensional, devido ao quociente, conforme pode ser visto na equação (11):

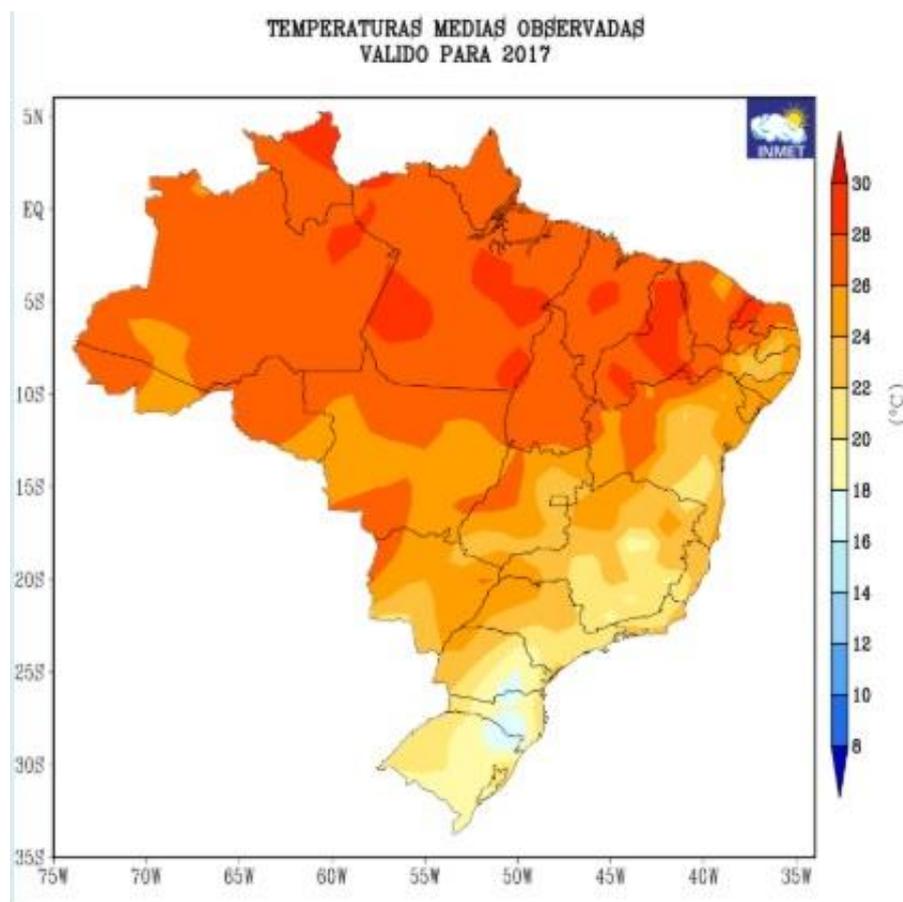
$$\delta = \frac{298}{273 + T} \cdot \frac{p}{760} \quad (11)$$

Onde:

- $T$  = temperatura ambiente em °C;
- $p$  = Pressão atmosférica, dada em torr ou mmHg.

Para tanto, sabe-se que o valor de pressão atmosférica ao nível do mar mede 760 mmHg, e tendo em vista que o terreno no Brasil é vasto e diversificado, adota-se o valor padrão mais condizente com a realidade, que é 750 mmHg. Em relação às temperaturas foram consideradas as médias anuais para cada uma das 5 regiões do país, através das informações contidas no mapa mais recente do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), que pode ser visto na Figura 4.

Figura 5 - Mapa das Temperaturas Médias Anuais no Ano de 2017



Fonte: INMET

- Região Norte:

Abrange os estados do Amazonas, Roraima, Amapá, Pará, Tocantins, Roraima e Acre, com temperaturas mínimas de 26°C e máximas de 30°C. Adotou-se a média de 28°C.

- Região Nordeste:

Possui os estados do Pará, Piauí, Ceará, Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte, com temperaturas mínimas de 24°C e máximas de 30°C. Adotou-se a média de 27°C.

- Região Centro-Oeste:

Contém os estados do Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás, com temperaturas mínimas de 22°C e máximas de 28°C. Adotou-se a média de 25°C.

- Região Sudeste:

Inclui os estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo, com temperaturas mínimas de 18°C e máximas de 26°C. Adotou-se a média de 22°C.

- Região Sul:

Dispõe os estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, com temperaturas mínimas de 16°C e máximas de 24°C. Adotou-se a média de 20°C.

Outro ponto fundamental para os corretos cálculos, foi descobrir e mensurar o número médio de horas de chuva no período de 12 meses. Para isso, obtivemos uma tabela também do Instituto Nacional de Meteorologia do ano de 2017, com a lista de dados de 536 estações automáticas da rede brasileira. Nela, obteve-se como média de horas de chuva para o ano de 2017 o valor de 549,93 h, e para a praticidades dos cálculos, aproximou-se esse valor para 550 h.

Assim, de forma resumida tem-se as seguintes condições para análise das perdas por Efeito Corona:

- $RMGc = 1,2575$  cm;
- $DMG = 780$  cm;
- distância entre fases = 6,19 m;
- $m = 0,87$ ;
- Tensão de fase =  $\frac{V_{Linha}}{\sqrt{3}} = \frac{230 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 132,79$  kV;
- Temperatura média anual variando conforme cada umas das 5 regiões do país;
  - Norte: 28°C.
  - Nordeste: 27°C.

→Centro-Oeste: 25°C.

→Sudeste: 22°C.

→Sul: 20°C.

- $p = 750$  mmHg.
- Número médio de horas de chuva em um ano: 550 h.

### 3.2.1 ESTIMATIVAS DE PERDAS EM MWh

Nesta próxima etapa, com base nas configurações já explicadas e demonstradas, visa-se calcular as perdas por MWh/km em cada uma das 5 regiões do país. Assim, conforme a Tabela 2, observa-se as extensões levantadas e ainda divididas por circuito simples e circuito duplo. Após, os resultados encontrados serão unificados para mensurar as perdas em custo-benefício anualmente. Para tanto, serão utilizados nos cálculos as fórmulas de “tensão crítica” e “perdas por corona”, referenciadas nos itens 2.1 e 2.2.

Tabela 2 – Levantamento por região e por circuitos

<b>TOTAL:</b>	<b>8273,9 km</b>	<b>CIRCUITO SIMPLES</b>	<b>CIRCUITO DUPLO</b>
<b>Norte:</b>	1000 km	989 km	11 km
<b>Nordeste:</b>	2336,1 km	1937,8 km	398,3 km
<b>Centro-oeste:</b>	444 km	444 km	-
<b>Sudeste:</b>	574 km	574 km	-
<b>Sul:</b>	3919,8 km	3704,2 km	215,6 km

Fonte – Próprio Autor, com dados da EPE

De acordo com o que já foi descrito, tem-se que para acontecer as perdas por Corona a tensão crítica calculada não pode exceder a tensão de fase da linha. Desta forma verificou-se a não existência de perdas a tempo bom/seco em todas regiões, havendo somente em tempo com chuva, conforme os cálculos que serão apresentados adiante.

- Região Norte:

$$\delta = \frac{298}{273 + 28} \cdot \frac{750}{760} = 0,977$$

$$E_C^{Tempo Bom} = 21,21 \cdot 0,87 \cdot 0,977 \cdot 1,2575 \cdot \ln\left(\frac{780}{1,2575}\right) = 145,78 \text{ kV}$$

$$E_C^{Tempo Bom} = 145,78 \text{ kV} > 132,79 \text{ kV} = V_{FN} \rightarrow \text{Não há Corona.}$$

Extensão: 1000 km;

$$V_{FN} = 151 \text{ kV};$$

$$E_C^{Tempo Bom} = 145,78 \text{ kV};$$

$$E_C^{Tempo Com chuva} = E_C^{Tempo Bom} \cdot 0,8 = 116,62 \text{ kV}$$

$$P_C^{TOTAL} = \frac{0,20485}{0,977} \cdot \left(\frac{1,2575}{780}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot (132,79 - 116,62)^2 = 2,2012 \text{ kW/km/fase}$$

$$P_C^{TOTAL} = P_C^{Tempo com chuva} = 2,2012 \text{ kW/km/fase}$$

Dados que as perdas totais foram 2,2012 kW/km/fase, multiplica-se por três que é o número de fases do circuito e após ainda multiplica-se pela extensão total da região obtendo o valor em kW. Como queremos saber as perdas em MW, divide-se por mil.

$$\begin{aligned} P_C^{Tempo com chuva} &= 2,2012 \text{ kW/km/fase} \cdot 3 \text{ fases} = 6,6037 \times 10^3 \cdot 1000 \text{ km} \\ &= 6,6037 \times 10^6 \text{ kW} / 1000 = 6,6037 \times 10^6 \text{ W} \end{aligned}$$

$$P_C^{Tempo com chuva} = 6,6037 \text{ MW}$$

Agora, como só há perdas por corona a tempo com chuva para todas regiões, precisamos multiplicar pela média de horas de chuva em um ano e teremos o resultado em GWh, porém como posteriormente multiplicaremos pelo custo marginal de expansão, que é dado em R\$/MWh, organizamos o valor em MWh por ano.

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = MW \cdot h_{Tempo\ com\ chuva/ano};$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 6,6037MW \cdot 550h = 3,632x10^9\ Wh/ano$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 3,632x10^9\ Wh/ano$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 3,632x10^3\ MWh/ano$$

- Região Nordeste:

$$\delta = \frac{298}{273 + 27} \cdot \frac{750}{760} = 0,98026$$

$$E_C^{Tempo\ Bom} = 21,21 \cdot 0,87 \cdot 0,98026 \cdot 1,2575 \cdot \ln\left(\frac{780}{1,2575}\right) = 146,26\ kV$$

$$E_C^{Tempo\ Bom} = 146,26\ kV > 132,79\ kV = V_{FN} \rightarrow \text{Não há Corona.}$$

Extensão: 2336,1 km;

$$V_{FN} = 132,79\ kV;$$

$$E_C^{Tempo\ Bom} = 146,26\ kV;$$

$$E_C^{Tempo\ Com\ chuva} = E_C^{Tempo\ Bom} \cdot 0,8 = 117,01\ kV$$

$$P_C^{TOTAL} = \frac{0,20485}{0,98026} \cdot \left(\frac{1,2575}{780}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot (132,79 - 117,01)^2 = 2,0894\ kW/km/fase$$

$$P_C^{TOTAL} = P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 2,0894\ kW/km/fase$$

Novamente, multiplicamos por três que é o número de fases do circuito e após multiplicamos pela extensão total da região obtendo o valor em kW. Como nos interessa saber as perdas em MW, dividimos por mil.

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 2,0894\ kW/km/fase \cdot 3\ fases = 6,2681 \times 10^3 \cdot 2336,1\ km$$

$$= 14,643 \times 10^6\ kW / 1000 = 14,643 \times 10^6\ W$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 14,643\ MW$$

Salientando mais uma vez que só há perdas por corona a tempo com chuva, efetuamos o produto pela média de horas de chuva em um ano e teremos o resultado em GWh, entretanto como depois multiplicaremos pelo custo marginal de expansão, que é dado em R\$/MWh, organizamos o valor em MWh por ano novamente.

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = MW \cdot h_{Tempo\ com\ chuva/ano};$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 14,643\ MW \cdot 550\ h = 8,0536 \times 10^9\ Wh / ano$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 8,0536 \times 10^9\ Wh/ano$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 8,0536 \times 10^3\ MWh/ano$$

- Região Centro-Oeste:

$$\delta = \frac{298}{273 + 25} \cdot \frac{750}{760} = 0,98684$$

$$E_C^{Tempo\ Bom} = 21,21 \cdot 0,87 \cdot 0,98684 \cdot 1,2575 \cdot \ln\left(\frac{780}{1,2575}\right) = 147,24\ kV$$

$$E_C^{Tempo\ Bom} = 147,24\ kV > 132,79\ kV = V_{FN} \rightarrow \text{Não há Corona.}$$

Extensão: 444 km;

$$V_{FN} = 132,79 \text{ kV};$$

$$E_C^{Tempo Bom} = 147,24 \text{ kV};$$

$$E_C^{Tempo Com chuva} = E_C^{Tempo Bom} \cdot 0,8 = 117,8 \text{ kV}$$

$$P_C^{TOTAL} = \frac{0,20485}{0,98684} \cdot \left(\frac{1,2575}{780}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot (132,79 - 117,8)^2 = 1,8728 \text{ kW/km/fase}$$

$$P_C^{TOTAL} = P_C^{Tempo com chuva} = 1,8728 \text{ kW/km/fase}$$

Outra vez multiplicamos por três que é o número de fases do circuito e na etapa seguinte multiplicamos pela extensão total da região obtendo o valor em kW. Precisamos ter as perdas em MW, assim dividimos por mil.

$$\begin{aligned} P_C^{Tempo com chuva} &= 1,8728 \text{ kW/km/fase} \cdot 3 \text{ fases} = 5,6185 \times 10^3 \cdot 444 \text{ km} \\ &= 2,4946 \times 10^6 \text{ kW} / 1000 = 2,4946 \times 10^6 \text{ W} \end{aligned}$$

$$P_C^{Tempo com chuva} = 2,4946 \text{ MW}$$

Agora, multiplicando pela média de horas de chuva em um ano teremos o resultado em GWh, porém como depois multiplicaremos pelo custo marginal de expansão, que é dado em R\$/MWh, organizamos o valor em MWh por ano.

$$P_C^{Tempo com chuva} = MW \cdot h_{Tempo com chuva/ano};$$

$$P_C^{Tempo com chuva} = 2,4946 \text{ MW} \cdot 550 \text{ h} = 1,372 \times 10^9 \text{ Wh/ano}$$

$$P_C^{Tempo com chuva} = 1,372 \times 10^9 \text{ Wh/ano}$$

$$P_C^{Tempo com chuva} = 1,372 \times 10^3 \text{ MWh/ano}$$

- Região Sudeste:

$$\delta = \frac{298}{273 + 22} \cdot \frac{750}{760} = 0,99687$$

$$E_C^{Tempo Bom} = 21,21 \cdot 0,87 \cdot 0,99687 \cdot 1,2575 \cdot \ln\left(\frac{780}{1,2575}\right) = 148,74 \text{ kV}$$

$$E_C^{Tempo Bom} = 148,74 \text{ kV} > 132,79 \text{ kV} = V_{FN} \rightarrow \text{Não há Corona.}$$

Extensão: 574 km;

$$V_{FN} = 132,79 \text{ kV};$$

$$E_C^{Tempo Bom} = 148,74 \text{ kV};$$

$$E_C^{Tempo Com chuva} = E_C^{Tempo Bom} \cdot 0,8 = 118,99 \text{ kV}$$

$$P_C^{TOTAL} = \frac{0,20485}{0,99687} \cdot \left(\frac{1,2575}{780}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot (132,79 - 118,99)^2 = 1,5713 \text{ kW/km/fase}$$

$$P_C^{TOTAL} = P_C^{Tempo com chuva} = 1,5713 \text{ kW/km/fase}$$

Seguindo com o valor acima calculado, levando-se em conta as três fases e efetuando o produto pela extensão total da região, temos o valor em kW. Como queremos saber as perdas em MW, é efetuada a divisão por mil.

$$\begin{aligned} P_C^{Tempo com chuva} &= 1,5713 \text{ kW/km/fase} \cdot 3 \text{ fases} = 4,7139 \times 10^3 \cdot 574 \text{ km} \\ &= 2,7058 \times 10^6 \text{ kW} / 1000 = 2,7058 \times 10^6 \text{ W} \end{aligned}$$

$$P_C^{Tempo com chuva} = 2,7058 \text{ MW}$$

Outra vez multiplicando pela média de horas de chuva em um ano, teremos o resultado em GWh, mas como depois multiplicaremos pelo custo marginal de expansão, que é dado em R\$/MWh, organizamos o valor em MWh por ano.

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = MW \cdot h_{Tempo\ com\ chuva/ano};$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 2,7058MW \cdot 550h = 1,4882 \times 10^9 Wh / ano$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 1,4882 \times 10^9 Wh/ano$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 1,4882 \times 10^3 MWh/ano$$

• Região Sul:

$$\delta = \frac{298}{273 + 20} \cdot \frac{750}{760} = 1,00368$$

$$E_C^{Tempo\ Bom} = 21,21 \cdot 0,87 \cdot 1,00368 \cdot 1,2575 \cdot \ln\left(\frac{780}{1,2575}\right) = 149,76\ kV$$

$$E_C^{Tempo\ Bom} = 149,76\ kV > 132,79\ kV = V_{FN} \rightarrow \text{Não há Corona.}$$

Extensão: 3919,8 km;

$$V_{FN} = 132,79\ kV;$$

$$E_C^{Tempo\ Bom} = 149,76\ kV;$$

$$E_C^{Tempo\ Com\ chuva} = E_C^{Tempo\ Bom} \cdot 0,8 = 119,81\ kV$$

$$P_C^{TOTAL} = \frac{0,20485}{1,00368} \cdot \left(\frac{1,2575}{780}\right)^2 \cdot (132,79 - 119,81)^2 = 1,3807\ kW/km/fase$$

$$P_C^{TOTAL} = P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 1,3807\ kW/km/fase$$

Por fim, de novo considerando que é um circuito trifásico e tendo a quilometragem total da região em kW, queremos saber as perdas em MW, dividimos por mil.

$$\begin{aligned} P_C^{Tempo\ com\ chuva} &= 1,3807\ kW/km/fase \cdot 3\ fases = 4,1421 \times 10^3 \cdot 3919,8\ km \\ &= 16,236 \times 10^6\ kW / 1000 = 16,236 \times 10^6\ W \end{aligned}$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 16,236\ MW$$

Repetidamente, como só há perdas por corona a tempo com chuva, precisamos multiplicar pela média de horas de chuva em um ano tendo o resultado em GWh, todavia na etapa seguinte iremos multiplicar pelo custo marginal de expansão (R\$/MWh), organizamos o valor em MWh por ano.

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = MW \cdot h_{Tempo\ com\ chuva/ano};$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 16,236 MW \cdot 550h = 8,9299 \times 10^9\ Wh/ano$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 8,9299 \times 10^9\ Wh/ano$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 8,9299 \times 10^3\ MWh/ano$$

Dessa forma, somando as perdas das regiões, temos como resultado as perdas por corona no valor total de  $23,476 \times 10^3\ MWh$  por ano, sem relacioná-las ainda com o custo-benefício.

→ Norte:  $3,632 \times 10^3\ MWh/ano$ ;

→ Nordeste:  $8,0536 \times 10^3\ MWh/ano$ ;

→ Centro-Oeste:  $1,372 \times 10^3$  MWh/ano;

→ Sudeste:  $1,4882 \times 10^3$  MWh/ano;

→ Sul:  $8,9299 \times 10^3$  MWh/ano;

### 3.2.2 ESTIMATIVAS DE PERDAS EM R\$/MWh

Em outubro de 2011, a EPE publicou uma nota técnica em que estabelece a metodologia de cálculo do valor do Custo Marginal de Expansão (CME) a ser usado nos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Este é um documento formado por indicações das perspectivas de expansão futura num horizonte de dez anos no setor de energia no país, e que auxilia no planejamento das diferentes esferas governamentais e privadas na área de energia. (ANEEL, 2018)

Dessa forma, o custo marginal de expansão considera as bases de dados dos projetos candidatos à expansão, a evolução tecnológica, os novos paradigmas, os custos socioambientais e as reduções de custo na oferta de energia elétrica revelada pela competição nos leilões públicos de compra de energia de novos empreendimentos de geração. (ANEEL, 2018)

De maneira geral, o CME é uma variável que mensura o custo do investimento necessário para atender uma unidade adicional de demanda. Atualmente seu valor é de 217,00 R\$/MWh, conforme consta no site da ANEEL.

Agora, tomando novamente os valores das perdas em MWh/km vistas no tópico anterior, pode-se relacioná-las com o custo-benefício, através da multiplicação das perdas em MWh/km pelo valor do CME. Assim, tem-se o custo das perdas por corona ao ano por região.

- Região Norte:

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 3,632 \times 10^3 \text{ MWh/ano} \cdot 217 \text{ R\$/MWh}$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = \text{R\$ } 788,14 \times 10^3 \text{ /ano}$$

- Região Nordeste:

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 8,0536 \times 10^3 \text{ MWh/ano} \cdot 217 \text{ R\$/MWh}$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = \text{R\$ } 1,7476 \times 10^6 \text{ /ano}$$

- Região Centro-Oeste:

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 1,372 \times 10^3 \text{ MWh/ano} \cdot 217 \text{ R\$/MWh}$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = \text{R\$ } 297,72 \times 10^3 \text{ /ano}$$

- Região Sudeste:

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 1,4882 \times 10^3 \text{ MWh/ano} \cdot 217 \text{ R\$/MWh}$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = \text{R\$ } 322,94 \times 10^3 \text{ /ano}$$

- Região Sul:

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = 8,9299 \times 10^3 \text{ MWh/ano} \cdot 217 \text{ R\$/MWh}$$

$$P_C^{Tempo\ com\ chuva} = \text{R\$ } 1,9378 \times 10^6 \text{ /ano}$$

Somando-se os valores de cada uma das regiões, chega-se a um custo das perdas anuais de cinco milhões e noventa e quatro mil e duzentos reais por ano.

$$P_C^{TOTAL} = \text{R\$ } 5,0942 \times 10^6 \text{ /ano}$$

#### **4. PROPOSTA DE MELHORIA**

Sabe-se que o Efeito Corona tem relação direta com a tensão crítica, e essa depende das dimensões do condutor, do espaçamento e das condições atmosféricas. Esse fenômeno tem mais

probabilidade de ocorrer quando o diâmetro do condutor é pequeno comparado com o espaçamento entre condutores. Em outras palavras, com apenas um cabo por fase o campo elétrico do condutor é maior, pois não há “barreiras” para limitar esse campo e assim acontecem as perdas facilmente. Dessa maneira, um princípio imediato para diminuir a força desse campo elétrico na superfície do condutor é utilizar mais de um cabo, podendo ser de 2, 3 ou 4 cabos/fase. À vista disso, escolhendo 2 cabos por fase (o que acarreta em um gasto menor se comparado aos demais) e tendo em vista o diâmetro e o peso do cabo, o mais apropriado é o do tipo *Linnet* (336,4 MCM) com formação 26/7, disposto de 2 cabos/fase, sendo a soma de dois de seus diâmetros e peso mais similares ao *Grosbeak*.

#### 4.1 COMPARAÇÃO DOS CUSTOS MODULARES DA ANEEL

Nesta etapa, foi realizada a comparação entre um cabo por fase do condutor 636 MCM – 26/7 (*Grosbeak*) e dois cabos por fase do condutor 336,4 MCM – 26/7 (*Linnet*) nas cinco regiões do país, de acordo com a tabela do banco de preços das linhas de transmissão da ANEEL, de junho de 2017. Dentre os 21 itens confrontados, somente 5 deles têm relação direta nos custos, que são eles: conjunto suspensão do cabo condutor, conjunto ancoragem, conjunto jumper, amortecedores e o próprio cabo condutor. O processo se baseou na vistoria do número de cabos por fase, juntamente com o peso do circuito (seja ele simples ou duplo), junto ao valor por região do item e a extensão do trecho. As configurações “quantidade (unidade/km)” e “preço” estão referenciadas no Apêndice.

- Conjunto Suspensão do Cabo Condutor:

Região Norte:

- Extensão Total: 1000 km.  
Circuito Simples (CS): 989 km.  
Circuito Duplo (CD): 11 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 6,89.  
CD = 13,78.
- Preço:  
R\$ 654,23.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 1 \times 6,89 \times 654,23 \times 989 = R\$ 4,4581 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1 \times 13,78 \times 654,23 \times 11 = R\$ 99,168 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 4,5573 \times 10^6$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 2 \times 6,89 \times 654,23 \times 989 = R\$ 8,9161 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 2 \times 13,78 \times 654,23 \times 11 = R\$ 198,34 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 9,1144 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 4,5571 \times 10^6$ .

Região Nordeste:

- Extensão Total: 2336,1 km.  
Circuito Simples (CS): 1937,8 km.  
Circuito Duplo (CD): 398,3 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 6,89.  
CD = 13,78.
- Preço:  
R\$ 654,23.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 1 \times 6,89 \times 654,23 \times 1937,8 = R\$ 8,7349 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1 \times 13,78 \times 654,23 \times 398,3 = R\$ 3,5908 \times 10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 12,326 \times 10^6$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 2 \times 6,89 \times 654,23 \times 1937,8 = R\$ 17,47 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 2 \times 13,78 \times 654,23 \times 398,3 = R\$ 7,1816 \times 10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 24,652 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 12,326 \times 10^6$ .

Região Centro-Oeste:

- Extensão Total: 444 km.  
Circuito Simples (CS): 444 km.  
Circuito Duplo (CD): não possui.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 6,89.  
CD = não possui.
- Preço:  
R\$ 654,23.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $1 \times 6,89 \times 654,23 \times 444 = R\$ 2,0014 \times 10^6$   
Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 2,0014 \times 10^6$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $2 \times 6,89 \times 654,23 \times 444 = R\$ 4,0028 \times 10^6$   
Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 4,0028 \times 10^6$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 2,0014 \times 10^6$ .

Região Sudeste:

- Extensão Total: 574 km.  
Circuito Simples (CS): 574 km.  
Circuito Duplo (CD): não possui.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 6,89.  
CD = não possui.
- Preço:  
R\$ 681,19.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $1 \times 6,89 \times 681,19 \times 574 = R\$ 2,694 \times 10^6$

Circuito Duplo: não possui.

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 2,694x10^6$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 2 \times 6,89 \times 681,19 \times 574 = R\$ 5,388x10^6$$

Circuito Duplo: não possui.

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 5,388x10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações: R\$ 2,694x10<sup>6</sup>.

Região Sul:

- Extensão Total: 3919,8 km.  
Circuito Simples (CS): 3704,2 km.  
Circuito Duplo (CD): 215,6 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 6,89.  
CD = 13,78.
- Preço:  
R\$ 691,40.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 1 \times 6,89 \times 691,40 \times 3704,2 = R\$ 17,646x10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1 \times 13,78 \times 691,40 \times 215,6 = R\$ 2,0541x10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 19,7x10^6$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 2 \times 6,89 \times 691,40 \times 3704,2 = R\$ 35,292x10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 2 \times 13,78 \times 691,40 \times 215,6 = R\$ 4,1083x10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 39,40x10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações: R\$ 19,70x10<sup>6</sup>.

- Conjunto Ancoragem do Cabo Condutor:

Região Norte:

- Extensão Total: 1000 km.  
Circuito Simples (CS): 989 km.  
Circuito Duplo (CD): 11 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 1,17.  
CD = 2,34.
- Preço:  
R\$ 1.062,64

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 1 \times 1,17 \times 1062,64 \times 989 = R\$ 1,2296 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1 \times 1,17 \times 1062,64 \times 11 = R\$ 13,676 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 1,2433 \times 10^6$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 2 \times 1,17 \times 1062,64 \times 989 = R\$ 2,4592 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 2 \times 2,34 \times 1062,64 \times 11 = R\$ 54,705 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 2,5139 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações: R\$ 1,2706x10<sup>6</sup>.

Região Nordeste:

- Extensão Total: 2336,1 km.  
Circuito Simples (CS): 1937,8 km.  
Circuito Duplo (CD): 398,3 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 1,17.  
CD = 2,34.
- Preço:  
R\$ 1.062,64.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 1 \times 1,17 \times 1062,64 \times 1937,8 = R\$ 2,4092 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1 \times 2,34 \times 1062,64 \times 398,3 = R\$ 990,4 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 3,3996 \times 10^6$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 2 \times 1,17 \times 1062,64 \times 1937,8 = R\$ 4,8185 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 2 \times 2,34 \times 1062,64 \times 398,3 = R\$ 1,9808 \times 10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 6,7993 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 3,3997 \times 10^6$ .

Região Centro-Oeste:

- Extensão Total: 444 km.  
Circuito Simples (CS): 444 km.  
Circuito Duplo (CD): não possui.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 1,17.  
CD = não possui.
- Preço:  
R\$ 1.062,64.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 1 \times 1,17 \times 1062,64 \times 444 = R\$ 552,02 \times 10^3$$

Circuito Duplo: não possui.

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 552,02 \times 10^3$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 2 \times 1,17 \times 1062,64 \times 444 = R\$ 1,104 \times 10^6$$

Circuito Duplo: não possui.

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 1,104 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 552,02 \times 10^3$ .

Região Sudeste:

- Extensão Total: 574 km.  
Circuito Simples (CS): 574 km.

Circuito Duplo (CD): não possui.

- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 1,17.  
CD = não possui.
- Preço:  
R\$ 1.106,42.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $1 \times 1,17 \times 1106,42 \times 574 = R\$ 743,05 \times 10^3$

Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 743,05 \times 10^3$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $2 \times 1,17 \times 1106,42 \times 574 = R\$ 1,4861 \times 10^6$

Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 1,4861 \times 10^6$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 743,05 \times 10^3$ .

Região Sul:

- Extensão Total: 3919,8 km.  
Circuito Simples (CS): 3704,2 km.  
Circuito Duplo (CD): 215,6 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 1,17.  
CD = 2,34.
- Preço:  
R\$ 1123,02.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $1 \times 1,17 \times 1123,02 \times 3704,2 = R\$ 4,8671 \times 10^6$

Circuito Duplo:  $1 \times 2,34 \times 1123,02 \times 215,6 = R\$ 566,58 \times 10^3$

Total: CS + CD =  $R\$ 5,4337 \times 10^6$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 2 \times 1,17 \times 1123,02 \times 3704,2 = R\$ 9,7342 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 2 \times 2,34 \times 1123,02 \times 215,6 = R\$ 1,1331 \times 10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 10,867 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações: R\$ 4,8671x10<sup>6</sup>.

• Conjunto Jumper do Cabo Condutor:

Região Norte:

- Extensão Total: 1000 km.  
Circuito Simples (CS): 989 km.  
Circuito Duplo (CD): 11 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 0,59.  
CD = 1,18.
- Preço:  
*Grosbeak:*  
R\$ 258,12.  
*Linnet:*  
R\$ 554,45.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 0,59 \times 258,12 \times 989 = R\$ 150,62 \times 10^3$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1,18 \times 258,12 \times 11 = R\$ 3,3504 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 153,97 \times 10^3$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 0,59 \cdot 554,45 \cdot 989 = R\$ 323,53 \times 10^3$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1,18 \times 554,45 \times 11 = R\$ 7,1968 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 330,73 \times 10^3$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações: R\$ 176,76x10<sup>3</sup>.

Região Nordeste:

- Extensão Total: 2336,1 km.  
Circuito Simples (CS): 1937,8 km.  
Circuito Duplo (CD): 398,3 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 1,17.  
CD = 2,34.
- Preço:  
Grobeak:  
R\$ 258,12.  
Linnet:  
R\$ 554,45.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 0,59 \times 258,12 \times 1937,8 = R\$ 295,11 \times 10^3$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1,18 \times 258,12 \times 398,3 = R\$ 121,31 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 416,42 \times 10^3$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 0,59 \times 554,45 \times 1937,8 = R\$ 633,9 \times 10^3$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1,18 \times 554,45 \times 398,3 = R\$ 260,54 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 894,49 \times 10^3$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 478,07 \times 10^3$ .

Região Centro-Oeste:

- Extensão Total: 444 km.  
Circuito Simples (CS): 444 km.  
Circuito Duplo (CD): não possui.
- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 0,59.  
CD = não possui.
- Preço:  
Grobeak:  
R\$ 258,12.

Linnet:  
R\$ 554,45.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $0,59 \times 258,12 \times 444 = R\$ 67,617 \times 10^3$   
Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 67,617 \times 10^3$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $0,59 \times 554,49 \times 444 = R\$ 145,24 \times 10^3$   
Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 145,24 \times 10^3$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 77,623 \times 10^3$ .

Região Sudeste:

- Extensão Total: 574 km.  
Circuito Simples (CS): 574 km.  
Circuito Duplo (CD): não possui.

- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 0,59.  
CD = não possui.

- Preço:  
Grosbeak:  
R\$ 268,76.  
Linnet:  
R\$ 577,29.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $0,59 \times 268,76 \times 574 = R\$ 91,018 \times 10^3$   
Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 91,018 \times 10^3$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $0,59 \times 577,29 \times 574 = R\$ 195,51 \times 10^3$

Circuito Duplo: não possui.

$$\text{Total: CS} + \text{CD} = R\$ 195,51 \times 10^3$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 104,49 \times 10^3$ .

Região Sul:

- Extensão Total: 3919,8 km.  
Circuito Simples (CS): 3704,2 km.  
Circuito Duplo (CD): 215,6 km.

- Quantidade (Unidade/km):  
CS = 0,59.  
CD = 1,18.

- Preço:  
Grosbeak:  
R\$ 272,79.  
Linnet:  
R\$ 585,95.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 0,59 \times 272,79 \times 3704,2 = R\$ 596,18 \times 10^3$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1,18 \times 272,79 \times 215,6 = R\$ 69,4 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS} + \text{CD} = R\$ 665,53 \times 10^3$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 0,59 \times 585,95 \times 3704,2 = R\$ 1,2806 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1,18 \times 585,95 \times 215,6 = R\$ 149,07 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS} + \text{CD} = R\$ 1,4297 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 764,17 \times 10^3$ .

- Amortecedores do Cabo Condutor:

Região Norte:

- Extensão Total: 1000 km.  
Circuito Simples (CS): 989 km.

Circuito Duplo (CD): 11 km.

- Quantidade (Unidade/km):

Grobeak:

$$CS = 14,95.$$

$$CD = 29,90.$$

Linnet:

$$CS = 41,00.$$

$$CD = 82,00$$

- Preço:

Grobeak:

$$R\$ 156,06.$$

Linnet:

Amortecedor:

$$R\$ 45,97.$$

Espaçador:

$$R\$ 113,01.$$

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 14,95 \times 156,06 \times 989 = R\$ 2,3074 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 29,90 \times 156,06 \times 11 = R\$ 51,328 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 2,35877 \times 10^6$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 41 \times (45,97 + 113,01) \times 989 = R\$ 6,4465 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 82 \times (45,97 + 113,01) \times 11 = R\$ 143,40 \times 10^3$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 6,5899 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 4,2312 \times 10^6$ .

Região Nordeste:

- Extensão Total: 2336,1 km.  
Circuito Simples (CS): 1937,8 km.  
Circuito Duplo (CD): 398,3 km.

- Quantidade (Unidade/km):

Grobeak:

$$CS = 14,95.$$

$$CD = 29,90.$$

Linnet:

$$CS = 41,00.$$

$$CD = 82,00$$

- Preço:

Grobeak:

$$R\$ 156,06.$$

Linnet:

Amortecedor:

$$R\$ 45,97.$$

Espaçador:

$$R\$ 113,01.$$

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 14,95 \times 156,06 \times 1937,8 = R\$ 4,5211 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 29,90 \times 156,06 \times 398,3 = R\$ 1,8585 \times 10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 6,3796 \times 10^6$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 41 \times (45,97 + 113,01) \times 1937,8 = R\$ 12,631 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 82 \times (45,97 + 113,01) \times 398,3 = R\$ 5,1924 \times 10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 17,823 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 11,443 \times 10^6$ .

Região Centro-Oeste:

- Extensão Total: 444 km.  
Circuito Simples (CS): 444 km.  
Circuito Duplo (CD): não possui.
- Quantidade (Unidade/km):  
Grobeak:

CS = 14,95.

CD = não possui..

Linnet:

CS = 41,00.

CD = não possui.

- Preço:

Grobeak:

R\$ 156,06.

Linnet:

Amortecedor:

R\$ 45,97.

Espaçador:

R\$ 113,01.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $14,95 \times 156,06 \times 444 = R\$ 1,0359 \times 10^6$

Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 1,0359 \times 10^6$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $41 \times (45,97 + 113,01) \times 444 = R\$ 2,8941 \times 10^6$

Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 2,8941 \times 10^6$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 1,8582 \times 10^6$ .

Região Sudeste:

- Extensão Total: 574 km.

Circuito Simples (CS): 574 km.

Circuito Duplo (CD): não possui.

- Quantidade (Unidade/km):

Grobeak:

CS = 14,95.

CD = não possui..

Linnet:

CS = 41,00.

CD = não possui.

- Preço:

Grobeak:

R\$ 162,49.

Linnet:

Amortecedor:

R\$ 47,87.

Espaçador:

R\$ 117,67.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $14,95 \times 162,49 \times 574 = R\$ 1,3944 \times 10^6$

Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 1,3944 \times 10^6$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $41 \times (47,87 + 117,67) \times 574 = R\$ 3,8958 \times 10^6$

Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 3,8958 \times 10^6$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 2,5014 \times 10^6$ .

Região Sul:

- Extensão Total: 3919,8 km.

Circuito Simples (CS): 3704,2 km.

Circuito Duplo (CD): 215,6 km.

- Quantidade (Unidade/km):

Grobeak:

CS = 14,95.

CD = 29,90.

Linnet:

CS = 41,00.

CD = 82,00

- Preço:

Grobeak:

R\$ 164,93.

Linnet:

Amortecedor:

R\$ 48,58.

Espaçador:

R\$ 119,43.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $14,95 \times 164,93 \times 3704,2 = R\$ 9,1335 \times 10^6$

Circuito Duplo:  $29,90 \times 164,93 \times 215,6 = R\$ 1,0632 \times 10^6$

Total: CS + CD =  $R\$ 10,197 \times 10^6$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $41 \times (48,58 + 119,43) \times 3704,2 = R\$ 25,516 \times 10^6$

Circuito Duplo:  $82 \times (48,58 + 119,43) \times 215,6 = R\$ 2,9703 \times 10^6$

Total: CS + CD =  $R\$ 28,486 \times 10^6$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 18,289 \times 10^6$ .

● Cabo Condutor:

Região Norte:

- Extensão Total: 1000 km.  
Circuito Simples (CS): 989 km.  
Circuito Duplo (CD): 11 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
Grobeak:  
CS = 4,1.  
CD = 8,21.  
Linnet:  
CS = 2,17.  
CD = 4,34
- Preço:  
Grobeak:  
R\$ 18,41.

Linnet:

R\$ 18,58.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $1 \times 4,1 \times 18,41 \times 1000 \times 989 = R\$ 74,651 \times 10^6$

Circuito Duplo:  $1 \times 8,21 \times 18,41 \times 1000 \times 11 = R\$ 1,6626 \times 10^6$

Total: CS + CD =  $R\$ 76,314 \times 10^6$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $2 \times 2,17 \times 18,58 \times 1000 \times 989 = R\$ 79,750 \times 10^6$

Circuito Duplo:  $2 \times 4,34 \times 18,58 \times 1000 \times 11 = R\$ 1,774 \times 10^6$

Total: CS + CD =  $R\$ 81,524 \times 10^6$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 5,21 \times 10^6$ .

Região Nordeste:

- Extensão Total: 2336,1 km.  
Circuito Simples (CS): 1937,8 km.  
Circuito Duplo (CD): 398,31 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
Grosbeak:  
CS = 4,1.  
CD = 8,21.  
Linnet:  
CS = 2,17.  
CD = 4,34
- Preço:  
Grosbeak:  
R\$ 18,41.  
  
Linnet:  
R\$ 18,21.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $1 \times 4,1 \times 18,41 \times 1000 \times 1937,8 = R\$ 146,27 \times 10^6$   
Circuito Duplo:  $1 \times 8,21 \times 18,41 \times 1000 \times 398,3 = R\$ 60,201 \times 10^6$

Total: CS + CD =  $R\$ 206,47 \times 10^6$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $2 \times 2,17 \times 18,21 \times 1000 \times 1937,8 = R\$ 153,15 \times 10^6$   
Circuito Duplo:  $2 \times 4,34 \times 18,21 \times 1000 \times 398,3 = R\$ 62,956 \times 10^6$

Total: CS + CD =  $R\$ 216,11 \times 10^6$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 9,6364 \times 10^6$ .

Região Centro-Oeste:

- Extensão Total: 444 km.  
Circuito Simples (CS): 444 km.  
Circuito Duplo (CD): não possui.
- Quantidade (Unidade/km):  
Grobeak:  
CS = 4,1.  
CD = não possui.  
Linnet:  
CS = 2,17.  
CD = não possui.
- Preço:  
Grobeak:  
R\$ 18,41.  
  
Linnet:  
  
R\$ 17,88.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $1 \times 4,1 \times 18,41 \times 1000 \times 444 = R\$ 33,514 \times 10^6$   
Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 33,514 \times 10^6$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $2 \times 2,17 \times 17,88 \times 1000 \times 444 = R\$ 34,454 \times 10^6$   
Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 34,454 \times 10^6$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 940 \times 10^3$ .

Região Sudeste:

- Extensão Total: 574 km.  
Circuito Simples (CS): 574 km.  
Circuito Duplo (CD): não possui.

- Quantidade (Unidade/km):  
Grobeak:  
CS = 4,1.  
CD = não possui..  
Linnet:  
CS = 2,17.  
CD = não possui.

- Preço:  
Grobeak:  
R\$ 18,41.

Linnet:  
R\$ 18,59

→ 1 cabo/fase Grosbeak

Circuito Simples:  $1 \times 4,1 \times 18,41 \times 1000 \times 574 = R\$ 43,326 \times 10^6$   
Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 43,326 \times 10^6$

→ 2 cabos/fase Linnet

Circuito Simples:  $2 \times 2,17 \times 18,59 \times 1000 \times 574 = R\$ 46,311 \times 10^6$   
Circuito Duplo: não possui.

Total: CS + CD =  $R\$ 46,311 \times 10^6$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações:  $R\$ 2,9847 \times 10^6$ .

Região Sul:

- Extensão Total: 3919,8 km.  
Circuito Simples (CS): 3704,2 km.  
Circuito Duplo (CD): 215,6 km.
- Quantidade (Unidade/km):  
Grobeak:  
CS = 4,1.  
CD = 8,2.  
Linnet:  
CS = 2,17.  
CD = 4,34.
- Preço:  
Grobeak:  
R\$ 17,76.  
  
Linnet:  
R\$ 17,93.

→ 1 cabo/fase Grosbeak

$$\text{Circuito Simples: } 1 \times 4,1 \times 17,76 \times 1000 \times 3704,2 = R\$ 269,73 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 1 \times 8,2 \times 17,76 \times 1000 \times 215,6 = R\$ 31,398 \times 10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 301,13 \times 10^6$$

→ 2 cabos/fase Linnet

$$\text{Circuito Simples: } 2 \times 2,17 \times 17,93 \times 1000 \times 3704,2 = R\$ 288,25 \times 10^6$$

$$\text{Circuito Duplo: } 2 \times 4,34 \times 17,93 \times 1000 \times 215,6 = R\$ 33,554 \times 10^6$$

$$\text{Total: CS + CD} = R\$ 321,8 \times 10^6$$

Diferença de custos entre os dois tipos de configurações: R\$ 20,674x10<sup>6</sup>.

Portanto, somando todas as diferenças de custos entre os dois modelos e escolhendo a configuração de dois cabos por fase do tipo 336,4 MCM – 26/7 (*Linnet*), temos um custo adicional de investimento no valor total de cento e trinta e um milhões e quatrocentos e oitenta mil reais. Ou seja:

Custo Total Adicional: R\$ 131.480.000,00.

#### 4.2 RETORNO DO INVESTIMENTO

O retorno do investimento (*payback*) trata-se de uma estratégia, um indicador usado nas empresas para calcular o período de retorno de investimento em um projeto. Em palavras mais técnicas, ele é o tempo de retorno desde o investimento inicial até aquele momento em que os rendimentos acumulados tornam-se iguais ao valor desse investimento. Essa relação dá ao gestor a estimativa de quanto tempo vai levar até que ele recupere sua aplicação inicial. Esse período nem sempre é curto – depende do valor do investimento e do tipo de negócio. Em geral, o retorno acontece em meses ou anos e está relacionado a outros indicadores como: ROI (Retorno sobre Investimento) que é o percentual de retorno sobre o investimento inicial; VPL (Valor Presente Líquido) que é o valor acumulado do fluxo de caixa, usado para o cálculo exato de *payback* e o TIR (Taxa Interna de Retorno) que é a taxa de juros para a qual o VPL torna-se zero.

Sendo assim, para saber se vale a pena o investimento e até que valor de fato a proposta de melhoria é rentável e benéfica, considera-se o número de pagamentos durante o tempo de 30 anos (período de concessão típico para uma linha de transmissão), uma taxa de juros de 8% ao ano, com um único pagamento efetuado a cada ano e tendo o valor futuro (custos das perdas ao ano por corona) de mais de quatorze milhões e oitocentos mil reais, chega-se a um valor presente, que é a amostra que nos interessa. De forma elucidativa, os dados considerados são mostrados abaixo e foram usados na função financeira da calculadora HP 50G, para obter-se o Valor Presente, que é a variável de interesse nesse momento.

- Tempo (número de pagamentos em anos): 30;
- Taxa de juros (% ao ano): 8;
- Pagamentos (“valor fixo da parcela”): R\$  $5,0942 \times 10^6$ ;
- Número de pagamentos efetuados durante o ano: 1;
- Valor presente (pagamentos futuros descontados): R\$  $57,35 \times 10^6$ .

Portanto, o dado que importa para a avaliação é o Valor Presente, que deve ser maior que o valor dos custos da proposta de melhoria, porém não aconteceu, o valor encontrado foi

menor que os custos, e nesse caso foi de cinquenta e sete milhões e trezentos e cinquenta mil reais.

Sendo assim o projeto proposto apresenta um *payback* de 26 anos, um VPL de R\$ 69,039 milhões, um fluxo de caixa acumulado de R\$ 26,434 milhões, e uma relação custo-benefício de 4,974, a qual é uma relação péssima quando se mensura esse tipo de investimento, conforme dados expostos no Apêndice A deste trabalho.

## 5. CONCLUSÕES

Com o presente trabalho de conclusão de curso consegue-se entender melhor o funcionamento e as variáveis que envolvem o projeto de linhas de transmissão. Percebe-se também que a seleção dos condutores é uma das decisões mais importantes a serem tomadas pelo projetista e se baseia em um equacionamento econômico entre as perdas por efeito joule e os investimentos necessários, e além do mais, em LTs de tensões elevadas como as de 230 kV, o controle das manifestações do Efeito Corona é um elemento importante para orientar essa escolha. A partir disso conseguiu-se compreender que é um fenômeno fotoquímico responsável por perdas de energia que vão de alguns quilowatts até algumas centenas de quilowatts por quilômetro, sob condições adversas de chuva ou garoa.

Dessa forma, foi realizado o levantamento do cenário brasileiro através dos documentos PET da EPE e constatou-se que as novas linhas de transmissão de 230 kV, ainda não licitadas ou autorizadas, na sua maioria, serão com a configuração de um cabo por fase do condutor 636 MCM – 26/7 (*Grosbeak*), que é susceptível a perdas por Corona em determinadas condições, especialmente sob chuva. Ainda, foi elaborado neste trabalho uma proposta de melhoria a fim de mitigar esse efeito, sendo a escolha de dois cabos por fase do condutor 336,4 MCM – 26/7 (*Linnet*) o mais adequado em termos de configurações e características, porém após os cálculos constatou-se que o investimento adicional de cento e trinta e um milhões e quatrocentos e oitenta mil reais em relação à configuração de apenas um *Grosbeak* por fase não é vantajosa, e dessa forma não apresenta nenhum benefício ao realizar essa proposta de melhoria.

Assim, considerando um horizonte de 30 anos, percebe-se que o tempo de retorno do investimento (Payback) não é viável, de 26 anos, quase a totalidade do período de concessão. Além do mais, o total de cinquenta e sete milhões e trezentos e cinquenta mil reais é 43,61% do valor calculado para os custos da proposta de melhoria, resultando em um custo-benefício extremamente ruim de 4,974.

Portanto, fica como orientação à EPE em conjunto com a ANEEL e MME, que a construção de LTs 230 kV com ao menos dois cabos do condutor *Linnet* 336,4 MCM por fase não é benéfica, e não apresenta nenhuma vantagem em relação as que já estão sendo construídas com um cabo/fase *Grosbeak*. Por fim, é necessário o estudo de outra configuração e tipo de cabo.

## 6. REFERÊNCIAS

CAMARGO, C. Celso de Brasil. **Transmissão de Energia Elétrica – Aspectos Fundamentais**. 2006.

BAYLISS, Colin., HARDY, Brian. **Transmission and Distribution Electrical Engineering**. 2007.

GENE, S. Ng. (2004). **Supression of Corona on EHV Transmission Line with Bundled – Conductors and Spacers**.

FUCHS, Rubens Dario. **Transmissão de Energia Elétrica – Linhas Aéreas**. 1979.

STEVENSON JR., William D. **Elementos e Análise de Sistemas de Potência**. 1978.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pet-pelp>>. Acesso em: 6 nov. 2018.

INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=clima/page&page=anomaliaTempMediaAnual>>. Acesso em: 4 nov. 2018.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/acessoainformacao>. 2018>. Acesso em: 3 nov. 2018.

*GENERAL CABLE*. Disponível em: <<https://cdn.generalcable.com/assets/documents/LATAM%20Documents/Brazil%20Site/03%20Products%20and%20Solutions/04%20Transmission%20and%20Distribution/Cabo-de-Aluminio-com-Alma-de-Aco-CAA-Web.pdf?ext=.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2018

## 7. APÊNDICE A

### 7.1 TABELA DO BANCO DE PREÇOS DA ANEEL DO ANO DE 2017

Figura 6-Tabela de Banco de Preços das LTs do ano de 2017 para Suspensão do Cabo Condutor

 Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2017  
Conjunto de suspensão do cabo condutor

Conjunto de Suspensão (R\$/km):		Quantidade (Unid./km)*Preço(R\$)		Quantidade (Unid./km)				Preço (R\$)				
Tipo de torre	Tensão (kV)	Nº de cabos por fas	CS	D1	D2	CD	Norte	Nordeste	Centro-Oes	Sudeste	Sul	
Aço Autoportante Convencional	230	1	6,89	6,89	6,89	13,78	654,23	654,23	654,23	681,19	691,40	
Aço Autoportante Convencional	230	2	6,89	6,89	6,89	13,78	654,23	654,23	654,23	681,19	691,40	

Fonte: ANEEL

Figura 7-Tabela de Banco de Preços das LTs do ano de 2017 para Ancoragem do Cabo Condutor

 Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2017  
Conjunto de ancoragem do cabo condutor

Conjunto de Ancoragem (R\$/km):		Quantidade (Unid./km)*Preço(R\$)		Quantidade (Unid./km)				Preço (R\$)				
Tipo de torre	Tensão (kV)	Nº de cabos por fas	CS	D1	D2	CD	Norte	Nordeste	Centro-Oes	Sudeste	Sul	
Aço Autoportante Convencional	230	1	1,17	1,17	1,17	2,34	1.062,64	1.062,64	1.062,64	1.106,42	1.123,02	
Aço Autoportante Convencional	230	2	1,17	1,17	1,17	2,34	1.062,64	1.062,64	1.062,64	1.106,42	1.123,02	

Fonte: ANEEL

Figura 8-Tabela de Banco de Preços das LTs do ano de 2017 para Jumper do Cabo Condutor

 Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2017  
Conjunto de jumper do cabo condutor

Conjunto de Jumper (R\$/km):		Quantidade (Unid./km)*Preço(R\$)		Quantidade (Unid./km)				Preço (R\$)				
Tipo de torre	Tensão (kV)	Nº de cabos por fas	CS	D1	D2	CD	Norte	Nordeste	Centro-Oes	Sudeste	Sul	
Aço Autoportante Convencional	230	1	0,59	0,59	0,59	1,18	258,12	258,12	258,12	268,76	272,79	
Aço Autoportante Convencional	230	2	0,59	0,59	0,59	1,18	554,45	554,45	554,45	577,29	585,95	

Fonte: ANEEL

Figura 9-Tabela de Banco de Preços das LTs do ano de 2017 para Amortecedores do Cabo Condutor

Amortecedores/Espaçadores (R\$/km):		Quantidade (Unid./km)*Preço(R\$)		Quantidade (Unid./km)			
Tipo de torre	Tensão (kV)	Nº de cabos por fa	CS	D1	D2	CD	
Aço Autoportante Convencional	230	1	14,95	14,95	14,95	29,90	
Aço Autoportante Convencional	230	2	41,00	41,00	41,00	82,00	

Fonte: ANEEL

Figura 10-Tabela de Banco de Preços das LTs do ano de 2017 para Amortecedores do Cabo Condutor do tipo *Grosbeak*

Cabo Condutor						Amortecedores Preço (R\$)				
Seção (AW)	Seção (mi)	Tipo de cal.	Tipo de corren.	Código	Formaç	Norte	Nordeste	Centro-Oes	Sudeste	Sul
636	321,84	CAA	CA	GROSBEAK	26 X 7	156,06	156,06	156,06	162,49	164,93

Fonte: ANEEL

Figura 11-Tabela de Banco de Preços das LTs do ano de 2017 para Amortecedores do Cabo Condutor do tipo *Linnet*

Cabo Condutor						Amortecedores Preço (R\$)				
Seção (AW)	Seção (mi)	Tipo de cal.	Tipo de corren.	Código	Formaç	Norte	Nordeste	Centro-Oes	Sudeste	Sul
336,4	170,55	CAA	CA	LINNET	26 X 7	45,97	45,97	45,97	47,87	48,58

Fonte: ANEEL

Figura 12-Tabela de Banco de Preços das LTs do ano de 2017 para Espaçadores do Cabo Condutor do tipo *Linnet*

		Espaçadores Preço (R\$)				
Tensão (kV)	Nº de cabos por fa	Norte	Nordest	CentroOes	Sudeste	Sul
230	2	113,01	113,01	113,01	117,67	119,43

Fonte: ANEEL

Figura 13-Tabela de Banco de Preços das LTs do ano de 2017 para Cabo Condutores

ANEEL Base de Preços de Referência ANEEL - Ref. 06/2017 ASSEMBLIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA Cabos Condutores														
Cabos Condutores (R\$/km):		Nº Condutores por fase *Peso (ton.fase/km)*Preço (R\$/kg)*1000												
Seção (AWG)	Seção (mm)	Tipo de cabo	Tipo de corrente	Código	Formação	Peso CS (ton.fase/km)	Peso D1 (ton.fase/km)	Peso D2 (ton.fase/km)	Peso CD (ton.fase/km)	Preço Norte (R\$/kg)	Preço Nordeste (R\$/kg)	Preço Centro-Oeste (R\$/kg)	Preço Sudeste (R\$/kg)	Preço Sul (R\$/kg)
336,4	170,55	CAA	CA	LUNNET	26 X 7	2,17	2,17	2,17	4,34	18,58	18,21	17,88	18,59	17,93
636	321,84	CAA	CA	GROSBEAK	26 X 7	4,1	4,1	4,1	8,21	18,41	18,04	17,71	18,41	17,76

Fonte: ANEEL

## 7.2 VIABILIDADE ECONÔMICA PARA O EFEITO CORONA

Tabela 3- Análise econômica compacta feita no EXCEL

Análise Econômica	
Investimento:	131.480 R\$ milhões
Perdas Corona:	5.0942 R\$/ano milhões
Vida útil:	10 anos
Taxa de Juros:	8% ao ano
VPL:	69.039 R\$
TIR:	1,3%
<i>Payback:</i>	26 anos
Custo-Benefício:	4,972

Fonte: Próprio Autor

Tabela 4- Análise econômica realizada no software EXCEL para o tempo de 30 anos

Item:	Investimento: R\$ milhões (Custo de aquisição do gerador)	O&M: (Custos de operação e manutenção=litros/ano x R\$/litros + R\$/ano de manutenção)	Benefícios (Diferença de perdas - R\$ milhões)	Fluxo Financeiro (R\$ milhões)	Fluxo Acumulado (R\$ milhões)
Ano 0	-	-	5.0942	126.386	126.386
Ano 1	-	-	5.0942	5.0942	121.292
Ano 2	-	-	5.0942	5.0942	116.198
Ano 3	-	-	5.0942	5.0942	111.104
Ano 4	-	-	5.0942	5.0942	106.010
Ano 5	-	-	5.0942	5.0942	100.916
Ano 6	-	-	5.0942	5.0942	95.822
Ano 7	-	-	5.0942	5.0942	90.728
Ano 8	-	-	5.0942	5.0942	85.634

Ano 9	-	-	5.0942	5.0942	80.540
Ano 10	-	-	5.0942	5.0942	75.446
Ano 11	-	-	5.0942	5.0942	70.352
Ano 12	-	-	5.0942	5.0942	65.258
Ano 13	-	-	5.0942	5.0942	60.164
Ano 14	-	-	5.0942	5.0942	55.070
Ano 15	-	-	5.0942	5.0942	49.976
Ano 16	-	-	5.0942	5.0942	44.882
Ano 17	-	-	5.0942	5.0942	39.788
Ano 18	-	-	5.0942	5.0942	34.694
Ano 19	-	-	5.0942	5.0942	29.600
Ano 20	-	-	5.0942	5.0942	24.506
Ano 21	-	-	5.0942	5.0942	19.412
Ano 22	-	-	5.0942	5.0942	14.318
Ano 23	-	-	5.0942	5.0942	9.224
Ano 24	-	-	5.0942	5.0942	4.130
Ano 25	-	-	5.0942	5.0942	964
Ano 26	-	-	5.0942	5.0942	6.058
Ano 27	-	-	5.0942	5.0942	11.152
Ano 28	-	-	5.0942	5.0942	16.246
Ano 29	-	-	5.0942	5.0942	21.340
Ano 30	-	-	5.0942	5.0942	26.434

Fonte: Próprio Autor