

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCA SANTOS MATZENBACHER

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO
SISTEMA DE DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES DE LINHAS AÉREAS DE
TRANSMISSÃO E ANÁLISE FINANCEIRA PRELIMINAR

Porto Alegre

2015

LUCA SANTOS MATZENBACHER

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO
SISTEMA DE DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES DE LINHASAÉREAS DE
TRANSMISSÃO E ANÁLISE FINANCEIRA PRELIMINAR

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Porto Alegre

2015

LUCA SANTOS MATZENBACHER

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO
SISTEMA DE DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES DE LINHAS AÉREAS DE
TRANSMISSÃO E ANÁLISE FINANCEIRA PRELIMINAR

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 07 de julho de 2015.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos
Orientador

Professor Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Professor Dr. Sérgio Luis Haffner

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais. A minha mãe que nos momentos difíceis, de desânimo e de cansaço sempre me ajudou continuar perseverante nesta jornada. Ao meu pai que apesar de todas as dificuldades sempre me fortaleceu, me auxiliou e amparou.

A minha namorada, Aline da Silva Oliveira, pelo amor, carinho, paciência e disposição nos momentos de aflição

A esta universidade, seu corpo docente, direção e administração que oportunizaram a janela que hoje vislumbro um horizonte superior, eivado pela acendrada confiança no mérito e ética aqui presentes.

Ao professor Flávio Antônio Becon Lemos, pela orientação, apoio e confiança.

Ao Paulo Antônio Brudna Sogari que me orientou na elaboração do programa utilizado neste trabalho.

Aos meus colegas de trabalho que souberam compreender minhas ausências.

Obrigado.

RESUMO

No projeto de uma linha de transmissão aérea, o elemento mais importante são os cabos condutores que irão realizar o transporte da energia. Desta forma, o objetivo deste trabalho é utilizar a metodologia de dimensionamento elétrico e mecânico de cabos condutores para linhas aéreas de transmissão e aplicar análise financeira, avaliando além dos próprios cabos, que possuem diferentes tipos e formações, as estruturas de fixação.

Foi elaborado um software que possa automatizar o dimensionamento dos condutores e realizar a devida análise financeira. O programa dimensiona a bitola mínima necessária dos condutores, utilizando metodologia para linhas aéreas de transmissão, a partir de dados de leilão da Agência Nacional de Energia Elétrica e de dados fornecidos pelas Demais Instalações de Transmissão separadamente, sendo o primeiro apenas no nível de tensão 230 kV e o segundo para 69 kV, 138 kV e 230 kV. Após dimensionada eletricamente a bitola, analisa-se mecânica e financeiramente o tipo de material que compõe o condutor, entre cabos CA, CAA, CAL e CALA, comparando os custos destes e do peso de aço das torres utilizadas na sua fixação.

Em testes utilizando dados de linhas executadas ou em projeto o programa chegou à mesma bitola de cabo condutor a que foi utilizado pelo projetista, entretanto indicou que, em certos casos, a utilização de outro tipo de cabo poderia ser mais vantajosa economicamente.

Palavras chaves: Linhas Aéreas de Transmissão. Cabos Condutores. Estruturas. Software.

ABSTRACT

In the project of an overhead transmission line, the most important element is the conductor cables that will transport the energy to one connection point to another. Thus, the objective of this work is to use the appropriate methodology to design electrically design and mechanically the conductor cable and apply financial analysis to evaluate not only the cables themselves, which have different types and formations, but also the structures that fixate these cables.

A software that is capable to automate the selection of the conductors and perform a financial analysis has been elaborated. The software will select and analyze the conductors using methodology for overhead transmission lines through Agência Nacional de Energia Elétrica auction data and through Demais Instalações de Transmissão data separately, being the first one only in the voltage level of 230 kV and the second to 69 kV, 138 kV and 230 kV. After the conductor has been selected electrically, the material of the conductor is analyzed, between the cables AAC, ACSR, AAAC and ACAR, comparing their costs and the costs of steel used on the transmission lines structures.

In tests performed using data from lines in operation or in project, the software reached the same cable gauge as the one used in these lines. However, in certain cases it stated that another type of cable could be more economically advantageous.

Key Words: Aerial Transmission Lines. Cable Conductors. Structures. Software.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	4
RESUMO	5
ABSTRACT	6
SUMÁRIO	7
INDICE DE FIGURAS	9
LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE ABREVIATURAS	12
1. INTRODUÇÃO	13
1.1 Motivação	13
1.2 Estrutura do Trabalho	14
1.3 Objetivo Geral	14
1.4 Objetivo	15
1.5 Estrutura do Sistema de Energia Elétrica	15
1.6 Condutores	17
1.6.1 Padronização de Dimensões de Fios e Cabos	17
1.6.2 Tipos de Cabos Condutores de Linhas Aéreas de Transmissão	19
2. DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO DO CABO CONDUTOR	22
2.1 Edital ANEEL	23
2.2 Demais Instalações de Transmissão	24
3. DIMENSIONAMENTO MECÂNICO DO CABO CONDUTOR	29
3.1 Determinação da Altura da Estrutura	29
3.2 Estruturas Para Linhas de Transmissão 69 kV	33
3.3 Estruturas Para Linhas de Transmissão 138 kV	37
3.4 Estruturas Para Linhas de Transmissão 230 kV	42
4. ANÁLISE FINANCEIRA DOS CABOS E ESTRUTURAS DA LT	52
5. SOFTWARE DESENVOLVIDO	54

5.1	Funcionamento do Programa	54
5.2	Aplicação do Programa	59
6.	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	62
	REFERÊNCIAS.....	63
	Anexo A.....	65

INDICE DE FIGURAS

Figura 1- Estrutura básica do sistema de energia elétrica	15
Figura 2: Diâmetro nominal de um cabo com 3 camadas (37 fios)	18
Figura 3: Composição de cabos CAA	21
Figura 4: Condutor suspenso em dois suportes de mesma altura	30
Figura 5: Isopleta da temperatura média no Brasil (°C)	32
Figura 6: Parâmetros Básicos da Torre HS2R.	33
<i>Figura 7: Utilização das estruturas da série B para os cabos CA no nível de tensão 69 kV.</i>	36
<i>Figura 8: Utilização das estruturas da série B para os cabos CAA no nível de tensão 69 kV.</i>	36
<i>Figura 9: Utilização das estruturas da série B para os cabos CAL no nível de tensão 69 kV.</i>	37
Figura 10: Utilização das estruturas da série H e C para os cabos CA no nível de tensão 138 kV.	41
Figura 11: Utilização das estruturas da série H e C para os cabos CAA no nível de tensão 138 kV.	41
Figura 12: Utilização das estruturas da série H para os cabos CAA no nível de tensão 138 kV.	42
Figura 13: Estrutura estaiada tipo MS (A) e estrutura autoportante tipo S(B).	43
Figura 14: Utilização das estruturas autoportantes para os cabos CA no nível de tensão 230 kV.	48
Figura 15: Utilização das estruturas autoportantes para os cabos CAA no nível de tensão 230 kV.	48
Figura 16: Utilização das estruturas autoportantes para os cabos CAL no nível de tensão 230 kV.	49
Figura 17: Utilização das estruturas autoportantes para os cabos CALA no nível de tensão 230 kV.	49
Figura 18: Utilização das estruturas estaiadas para os cabos CAA no nível de tensão 230 kV.	50
Figura 19: Utilização das estruturas estaiadas para os cabos CAA no nível de tensão 230 kV.	50

Figura 20: Utilização das estruturas estaiadas para os cabos CAA no nível de tensão 230 kV.	51
<i>Figura 21: Fluxograma do processo realizado pelo software desenvolvido.</i>	<i>55</i>
<i>Figura 22: Tela inicial do software elaborado.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 23: Tela para inserção dos custos dos materiais estudados.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 24: Tela ANEEL</i>	<i>58</i>
<i>Figura 25: Tela DIT</i>	<i>58</i>
<i>Figura 26: Aplicação do software para LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama.</i>	<i>60</i>
<i>Figura 27: Aplicação do software para LT 138 kV São Domingos – Águas Claras... </i>	<i>61</i>

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Tensões usuais no sistema de energia elétrica brasileiro que serão abordadas neste trabalho.....	16
Tabela 2: Condutividade Térmica do ar.	27
Tabela 3: Cargas máximas recomendadas para cabos na condição de trabalho de maior duração, sem dispositivos de proteção contra vibração	31
Tabela 4: Utilização das estruturas de 69 kV – Cabos CA.....	34
Tabela 5: Utilização das estruturas de 69 kV – Cabos CAA.	34
Tabela 6: Utilização das estruturas de 69 kV – Cabos CAL.....	35
Tabela 7: Dados de linhas de transmissão 69 kV existentes que utilizam estruturas da série B.	35
Tabela 8: Utilização das estruturas de 138 kV – Cabos CA.....	39
Tabela 9: Utilização das estruturas de 138 kV – Cabos CAA.....	39
Tabela 10: Utilização das estruturas de 138 kV – Cabos CAL.....	39
Tabela 11: Dados de linhas de transmissão 138 kV existentes que utilizam estruturas da série H.....	39
Tabela 12: Dados de linhas de transmissão 138 kV existentes que utilizam estruturas da série C.....	40
Tabela 13: Utilização das estruturas autoportantes de 230 kV – Cabos CA.	45
Tabela 14: Utilização das estruturas autoportantes de 230 kV – Cabos CAA.....	45
Tabela 15: Utilização das estruturas autoportantes de 230 kV – Cabos CAL.	45
Tabela 16: Utilização das estruturas autoportantes de 230 kV – Cabos CALA.....	45
Tabela 17: Dados de linhas de transmissão 230kV existentes que utilizam estruturas autoportantes.	45
Tabela 18: Utilização das estruturas estaiadas de 230 kV – Cabos CA.....	46
Tabela 19: Utilização das estruturas estaiadas de 230 kV – Cabos CAA.	46
Tabela 20: Utilização das estruturas estaiadas de 230 kV – Cabos CAL.....	46
Tabela 21: Utilização das estruturas estaiadas de 230 kV – Cabos CALA.	47
Tabela 22: Dados de linhas de transmissão 230 kV existentes que utilizam estruturas estaiadas.....	47
Tabela 23: Custo dos cabos, com impostos, da fabricante NEXANS[20].	52
Tabela 24: Custo do aço, com os impostos inclusos, de diferentes empresas.	53
Tabela 25: Cabos com dados armazenados no software desenvolvido.....	54

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;
LT: Linha de transmissão;
SEE: Sistema de Energia Elétrica;
SIN: Sistema Elétrico Interligado;
DIT: Demais Instalações de Transmissão;
CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica;
ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas;
NBR: Norma Brasileira;
AC: *Alternate Current* (Corrente Alternada);
DC: *Direct Current* (Corrente Contínua);
kCM: *Quilo circular mil* (10^3 CM);
AWG: *Americal Wire Gage*;
AAC: *All Aluminum Conductor*;
CA: Cabo de Alumínio;
ACSR: *Aluminum Conductor Steel Reinforced*;
CAA: Cabo de Alumínio com Alma de Aço;
AAAC: *All Aluminum Alloy Conductor*;
CAL: Cabo de Alumínio Liga;
ACAR: *Aluminum Conductor Alloy Reinforced*;
CALA: Cabo de Alumínio com alma de Alumínio Liga;
IACS: *Internatinal Annealed Copper Standard*;

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Sendo um dos indicadores de crescimento de uma nação, o consumo de energia elétrica vem aumentando dia após dia. Para suprir um país, procura-se aumentar a geração de energia através de diversas fontes. Entretanto, não basta gerar energia sem que haja a entrega desta aos consumidores. Linhas de transmissão e de distribuição têm este propósito. Esses três setores integram o sistema de energia elétrica de um país. Este sistema precisa de investimento constante, buscando a melhoria da qualidade do serviço e oferecendo o menor custo ao consumidor.

As linhas aéreas com a finalidade de transmitir energia elétrica, assim como as demais partes do sistema de energia, necessitam de grandes investimentos e, portanto, as donas desses empreendimentos buscam métodos para redução dos custos. Normalmente procuram realizar obras a custos mínimos, buscando valores competitivos, sem fugir das normas que devem ser atendidas. Entretanto, isso não garante uma boa qualidade do serviço. Especificações e normas atendidas sem análise focada à otimização podem levar a valores significativos de perdas e penalidades devido à má qualidade da energia. Todos esses valores são vistos pelo consumidor em forma de tarifação. Por exemplo, consumidor residencial pode ver em sua tarifa de energia elétrica o valor pago pela transmissão.

Em um projeto de linha de rede aérea, o principal elemento é o cabo condutor. Este influencia vários outros aspectos do projeto, tais como estruturas, fundações e cadeias de fixação dos cabos nas estruturas. Sendo estes os elementos que possuem maior impacto financeiro no projeto, se buscará dimensionar os cabos condutores das linhas de 69 kV a 230 kV, garantindo as exigências do órgão regulador ou empresa proprietária, analisando financeiramente um dos elementos influenciados por esta escolha, as estruturas de fixação dos cabos condutores.

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho será dividido em seis capítulos. No primeiro é realizada uma introdução com o propósito de apresentar ao leitor os objetivos que se deseja alcançar e a situação atual do sistema de energia elétrica brasileiro.

No segundo capítulo será explicada a metodologia utilizada para dimensionar eletricamente os cabos condutores de linhas aéreas de transmissão, do sistema de energia elétrica, para tensões entre 69 kV e 230 kV. Será abordado o dimensionamento através dos parâmetros estipulados a partir dos leilões da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e também para os demais casos onde não há exigências deste órgão.

No Capítulo 3 será abordado o método para dimensionar mecanicamente os cabos condutores, relacionando este com as torres usualmente utilizadas em linhas de transmissão e necessárias para suportar os esforços ocasionados pelos cabos.

No Capítulo 4 será realizada análise financeira dos resultados obtidos a partir do dimensionamento elétrico e mecânico do cabo condutor afim de analisar financeiramente, de forma preliminar, a escolha do cabo a ser utilizado para a transmissão de energia elétrica.

No Capítulo 5 será apresentado o software desenvolvido com o intuito de aplicar a metodologia vista nos capítulos anteriores para automatizar o processo de dimensionamento do cabo condutor e sua análise de custos.

Por fim, no último capítulo serão mostrados os resultados obtidos e a análise sobre o trabalho realizado, bem como a recomendação de trabalhos futuros.

1.3 Objetivo Geral

Este trabalho foi elaborado com o intuito de aprofundar e aplicar os conhecimentos relacionados a linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, apresentando o sistema de energia elétrica brasileiro e então abordando, de forma aprofundada, um item do seu projeto. O item escolhido foi o dimensionamento elétrico e mecânico de cabos condutores e, além disso, apresentar uma análise financeira comparativa entre as possibilidades de cabos de desempenho elétrico semelhante e as demais áreas que esta escolha influencia, tal como os suportes de fixação da linha.

1.4 Objetivo

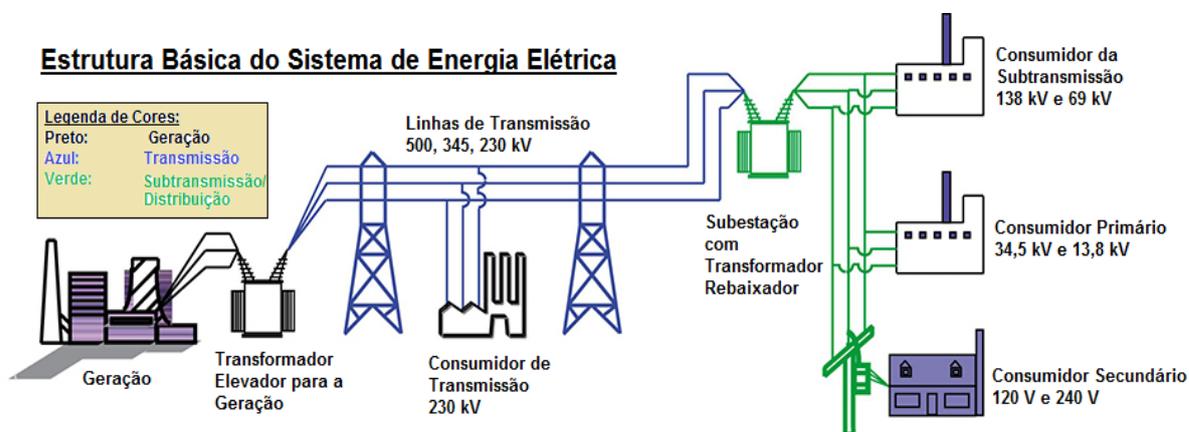
Os objetivos deste trabalho são:

1. desenvolver pesquisa bibliográfica que descreva uma maneira eficaz de dimensionar os cabos condutores para linhas aéreas de transmissão de níveis de tensão entre 69 kV e 230 kV;
2. criar um software que consiga automatizar o dimensionamento dos cabos condutores e análise financeira das alternativas;
3. obter resultados e conclusões que apresentem uma análise financeira satisfatória dos itens relacionados com a escolha do cabo condutor após a utilização do software desenvolvido.

1.5 Estrutura do Sistema de Energia Elétrica

O objetivo de um sistema de energia elétrica (SEE) pode ser posto em poucas palavras: ele deve gerar energia elétrica em quantidades suficientes e nos locais mais apropriados, transmiti-la em grandes quantidades aos centros de carga e então distribuí-la aos consumidores individuais, em forma e qualidade apropriada, e com o menor custo ecológico e econômico possível [1]. Uma ilustração representando a estrutura tradicional do SEE pode ser vista na Figura 1. Além disso, a Tabela 1 indica as tensões que serão utilizadas neste trabalho e que são usualmente utilizadas nas redes aéreas que possuem finalidade de transmitir energia elétrica, juntamente com o tipo de empresa que normalmente é proprietária.

Figura 1- Estrutura básica do sistema de energia elétrica



As linhas de transmissão podem ser em corrente alternada (AC¹) trifásica em corrente contínua (DC²), sendo que apenas as primeiras serão abordadas neste trabalho. As classes de tensão em uso no Brasil vão desde 69 kV a 750 kV AC, sendo abordado neste trabalho apenas aquelas indicadas na Tabela 1. O sistema de transmissão também pode ser dividido entre os integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelos Sistemas Isolados, localizados principalmente no norte do país.

Tabela 1: Tensões usuais no sistema de energia elétrica brasileiro que serão abordadas neste trabalho.

Classe de Tensão	Empresas proprietárias
69 kV	Distribuidora e Geradora
138 kV	Distribuidora e Geradora
230 kV	Transmissora, Distribuidora, Geradora

“O Sistema Elétrico Interligado, que proporciona à sociedade brasileira os serviços públicos de energia elétrica, consiste em uma grande malha de circuitos, denominada rede básica, que tem como finalidade a transmissão de energia elétrica, e esta apresenta a função de conectar as empresas que tem como finalidade a geração, às empresas com finalidade de distribuição de energia aos milhões de consumidores de norte a sul do país” [2].

Para critérios de projeto de linhas de transmissão, quando este faz parte da rede básica, devem ser seguidas às especificações dos editais da ANEEL, que tem origem nos estudos da Empresa de Pesquisa Energética. Essas linhas são de classe de tensão igual ou superior a 230 kV.

A distribuição de energia elétrica ocorre com linhas de alta tensão, sendo estas de 69 kV, 138 kV e, excepcionalmente, em 230 kV, além de redes de distribuição em média tensão (13,8 kV a 34,5 kV) e baixa tensão (220V a 380V). As linhas de alta tensão estão inclusas nas chamadas “Demais Instalações de Transmissão (DIT)” e são de responsabilidade das empresas distribuidoras[3]. Esses

¹ Neste trabalho será utilizada a sigla AC (*alternate current*) para designar corrente alternada.

² Neste trabalho será utilizada a sigla DC (*direct current*) para corrente contínua.

níveis de tensão também se aplicam às empresas geradoras, tais como pequenas e médias centrais hidrelétricas, parques eólicos e termoelétricas.

Diferentemente das linhas licitadas pela ANEEL, para o sistema de transmissão, as linhas aéreas de 69 kV a 230 kV das geradoras e distribuidoras devem atender somente a seus critérios. Os critérios das distribuidoras não têm obrigatoriedade de otimização. Por exemplo, há concessionárias que utilizam apenas algumas bitolas padronizadas de cabos e não aceitam otimização. Por fim, linhas que tem a finalidade de conectar a geração no SEE são as que realmente apresentam otimização, necessitando de estudo aprofundado para seleção do condutor-suporte.

1.6 Condutores

1.6.1 Padronização de Dimensões de Fios e Cabos

Segundo [4], os condutores empregados em linhas aéreas de transmissão são constituídos por cabos, obtidos pelo encordoamento de fios metálicos. Sobre um fio de seção transversal circular são enrolados, em forma espiral, outros fios envolvendo-o, formando uma, duas ou mais camadas. O sentido de enrolamento de cada uma das camadas é sempre oposto ao da camada anterior. A camada mais externa é torcida para a direita. Os fios que compõem um cabo podem ser todos de um mesmo diâmetro, caso mais comum, ou podem possuir diâmetros diferentes em camadas diferentes. Podem ser de materiais diferentes, desde que compatíveis eletroliticamente entre si. A relação entre o número de camadas e a quantidade de fios, para cabos formados por fios cilíndricos de mesmo diâmetro, é dada pela equação: $n = 3x^2 + 3x + 1$, onde, n é o número total de fios e x é o número de camadas ou capas.

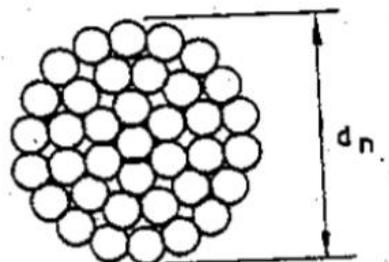
Assim:

- 1 camada, 7 fios;
- 2 camadas, 19 fios;
- 3 camadas, 37 fios;
- 4 camadas, 61 fios, etc.

Os cabos são especificados pelo seu diâmetro nominal, área de sua seção transversal nominal, o número de fios componentes e pelos metais ou ligas com que são confeccionados. O diâmetro nominal do cabo é o diâmetro do círculo que

tangencia a geratriz externa dos fios componentes da camada externa, conforme mostrado na figura 2. A área de seção transversal é determinada pela soma das áreas das seções transversais dos fios componentes.

Figura 2: Diâmetro nominal de um cabo com 3 camadas (37 fios)



Fonte: LABEGALINI, P. R. et al

Conforme [4], o número de diâmetros de fios e a variedade de cabos que podem ser obtidos é praticamente ilimitado. Para restringir essa variedade a um número econômica e teoricamente aceitável, foi estabelecido padrão de medidas e composições. No Brasil foi adotado em todas as normas que tratam sobre cabos nus da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) [5], tanto para fios e cabos de cobre quanto para os de alumínio e de ligas de alumínio, a escala hoje conhecida como AWG (*American Wire Gage*), pela qual se estabeleceram inicialmente 40 tamanhos padronizados de cabos, ordenados em ordem decrescente de diâmetro e mantendo uma relação constante entre os diâmetros de dois tamanhos sucessivos. O maior diâmetro escolhido foi de 0,01168 [m] (0,4600") e que recebeu a designação de 0000. O menor diâmetro, com 0,000127 [m] (0,005") recebeu o número 36. Então, entre 0000 e 36 existem 38 diâmetros padronizados.

Também adotada pela ABNT [5], a unidade de área usada para definir a seção transversal dos condutores é o CM (Circular Mil), que corresponde à área de um círculo cujo diâmetro é de um milésimo de polegada, ou seja, $0,506707 * 10^{-3}$ [mm²]. O condutor 0000 tem uma seção transversal de 211600 CM ou 211,6 kCM e o condutor número 36, 25CM.

1.6.2 Tipos de Cabos Condutores de Linhas Aéreas de Transmissão

Conforme mencionado em [4], o alumínio na sua liga 1350 é hoje inteiramente dominante para a fabricação de condutores para linhas aéreas de transmissão, tanto em sua forma pura, como em liga com outros elementos ou associados com o aço. A condutividade do alumínio liga 1350 é cerca de 61% daquela do cobre usado para cabos (61% IACS – *International Annealed Copper Standard*). Entretanto, devido ao seu baixo peso específico, a condutividade por unidade de peso do cobre é mais que o dobro se comparado ao do alumínio. A resistência mecânica do alumínio é metade daquela do cobre. Através da utilização de outras ligas de alumínio ou da associação com o aço, é possível sanar este problema.

Tanto os fios de alumínio como os de suas ligas sofrem um processo de oxidação que recobre os fios com um filme de pequena espessura. Esse filme é bastante duro e estável, protegendo o fio contra futuras agressões externas. Diversas ligas de alumínio são indicadas para ambientes de atmosferas marítimas ou mesmo de atmosferas industriais bastante agressivas.

Por fim, vale ressaltar que seu preço por unidade de peso é bem baixo, sendo cerca da metade do preço da unidade do cobre. Conclui-se, então, que o investimento necessário em cabos para transportar uma mesma corrente, com o mesmo rendimento em condutor de alumínio, é cerca de um quarto daquela necessária à sua realização por condutor de cobre. Os tipos de cabos de alumínio e suas ligas mais utilizados em rede aéreas e que serão abordados neste trabalho são:

- cabo de alumínio nu (CA, em inglês: AAC);
- cabo de alumínio nu com alma de aço (CAA, em inglês: ACSR);
- cabos de liga de alumínio (CAL, em inglês: AAAC);
- cabos de alumínio com alma de liga de alumínio (CALA, em inglês: ACAR);

Os cabos CA são confeccionados com fios de pureza de 99,45% e temperatura dura (liga 1350). Sua fabricação obedece no Brasil à norma ABNT NBR 07271 [6]. Estes cabos devem ser especificados pela área de sua seção transversal em mm² e pelo número de fios que os compõe. Pode se usar subsidiariamente o número corresponde à área em CM, sem indicação de unidade. As indústrias produtoras empregam uma palavra código para a sua identificação. Cada um dos cabos CA é

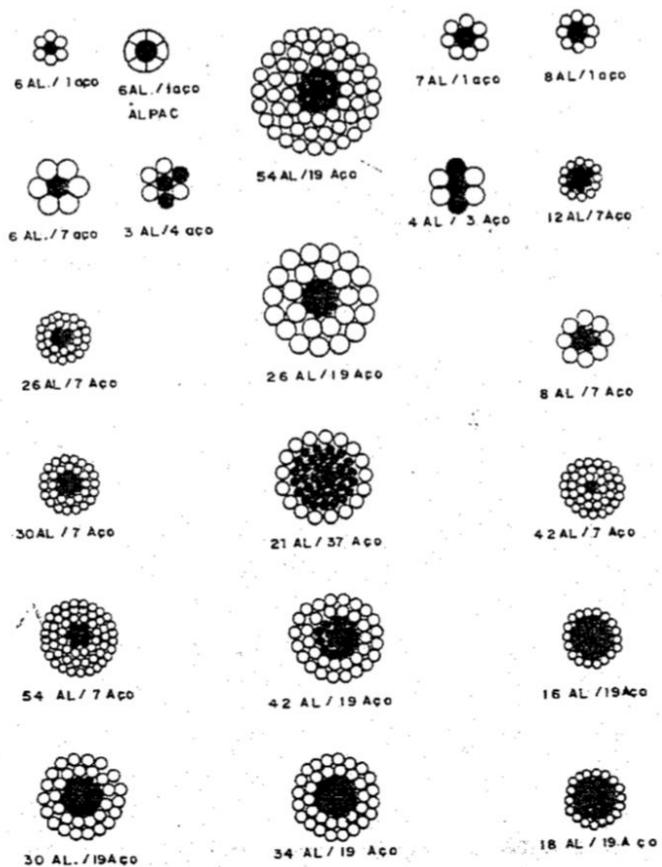
designado pelo nome de uma flor no idioma inglês. Por exemplo, cabo CA 477 kCM, código Cosmos, seção de 241,51mm², com 19 fios de alumínio [7].

Os cabos CAA são idealizados para suprir a falta de resistência mecânica à tração dos cabos CA. Em torno de uma “alma” constituída por um fio ou por um cabo constituído por 7 fios, 19 fios ou mesmo mais fios de aço galvanizado, são enrolados uma, duas ou mais camadas ou coroas concêntricas de fios de alumínio do mesmo tipo usado nos cabos CA. A Figura 3 mostra algumas das composições mais comum de cabos CAA. Nos cálculos elétricos, considera-se que os fios de aço não participam da condução das correntes elétricas, tendo apenas função mecânica. No Brasil, os cabos CAA devem ser especificados de forma semelhante aos cabos CA, incluindo a classe de galvanização da alma de aço, sendo estas divididas em 3 categorias: Classe A, B e C. Sua fabricação obedece à norma ABNT NBR 07270 [8]. As palavras código utilizada na identificação dos cabos CAA vêm do nome de aves, também em inglês. Tem-se como exemplo o cabo CAA 477 kCM, código Hawk, seção de 280,85 mm², com 26 fios de alumínio e 7 de aço [7].

A fim de aumentar a resistência mecânica à tração e a estabilidade química do alumínio, recorre-se à adição de diversos elementos de liga como ferro, cobre, silício, manganês, magnésio, zinco, etc, formando ligas como a 6201, com cerca de 52,5% IACS. Dessa forma, empregam-se fios com essas ligas de alumínio, encordoados da forma convencional, sendo os cabos que contenham apenas fios com a liga 6201 designados no Brasil por CAL. Esses são especificados pelo tipo de liga, sua área em kCM ou mm², número de fios e seu diâmetro nominal. Sua fabricação obedece à norma ABNT NBR 10298 [9]. Por exemplo, o cabo CAL 559,5 kCM, código Darien, seção de 283,54 mm², com 19 fios, equivalente ao cabo CA ou CAA 477 kCM [7].

Além de encordoamento, os fios de liga de alumínio também são usados como alma para os cabos, constituindo um cabo central, sobre o qual são enrolados os fios de alumínio. Esse cabo é designado abreviadamente por CALA. Na primeira camada sobre a alma pode haver fios de alumínio 1350 e de liga 6201. Nas camadas externas há apenas fios de alumínio 1350, dependendo da relação entre o número de fios de liga e o de alumínio. Os cabos CALA são especificados da mesma forma que os cabos CAL, pela NBR 10298 [9]. Um exemplo de cabo é o CALA 1000 kCM, seção de 506,77 mm², com 18 fios de alumínio liga 1350 e 19 fios de alumínio liga 6201 [7].

Figura 3: Composição de cabos CAA



Fonte: LABEGALINI, P. R. et al

2. DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO DO CABO CONDUTOR

A teoria de Transmissão demonstra que o transporte de energia elétrica é influenciado pela ação dos campos elétricos e dos campos magnéticos, para os quais os condutores constituem “guias”. Sua escolha e dimensionamento corretos são decisivos na limitação das perdas de energia (por efeito Joule e por Corona), como também para controlar os níveis de radiointerferência e ruídos audíveis. Problemas de natureza mecânica podem igualmente ocorrer, em casos de solicitações excessivas [4].

As perdas por efeito Joule são controladas pela escolha de condutores com áreas de seções transversais adequadas às correntes que deverão conduzir, concomitantemente à escolha de materiais com resistividade compatível, de forma que se obtenha um adequado percentual dessas perdas. As correntes são proporcionais às potências a serem transmitidas e inversamente proporcionais aos níveis de tensão adotados. Já as manifestações do efeito Corona, que dependem do gradiente de potencial, diminuem com o aumento nos diâmetros dos condutores. Esse fator faz com que, principalmente em níveis de tensões acima de 230 kV, a escolha das dimensões dos condutores obedeça ao critério de minimização das manifestações do efeito Corona, já que existe consenso entre projetistas de linhas de que não se consegue, economicamente, sua total eliminação [4]. Com a utilização de feixes de dois ou mais cabos esse efeito é minimizado, podendo-se obter seção similar variando a bitola e número de cabos. A análise do efeito corona não será realizada neste trabalho.

As correntes elétricas, ao percorrerem os cabos provocam perdas de energia manifestada através de geração de calor, que será tanto maior quanto for a densidade de corrente nos cabos, como consequência do efeito Joule. Este efeito deve ser encarado pelo aspecto econômico e técnico, sendo o primeiro abordado neste trabalho. Sob o ponto de vista técnico, deve-se considerar o efeito de temperaturas elevadas no comportamento mecânico dos condutores e na sua capacidade de condução de corrente. A capacidade de condução da corrente de um cabo é denominada ampacidade, sendo esta a corrente permissível no mesmo, para que, nas condições ambientais prefixadas, não ultrapasse o valor máximo de temperatura fixado para a condição de regime permanente. Portanto, o cabo condutor é escolhido para que suporte a corrente durante a operação em regime

permanente, em temperaturas entre 70°C e 85°C, e para curtos intervalos de tempo em condição de emergência, suportando até 100°C [4].

O método utilizado para o dimensionamento elétrico difere para o leilão ANEEL e para as DIT. O edital disposto no leilão da ANEEL define características elétricas que devem ser atendidas no projeto da LT. O método para a seleção do cabo condutor utilizando os dados apresentados no edital encontra-se na Seção 2.1 desse trabalho. Já para as DIT é necessário realizar a análise de temperatura do condutor e percentual de perdas admissíveis consequentes do efeito Joule. A partir disso, determinar se a bitola do condutor é suficiente. A metodologia para o dimensionamento do condutor para as DIT encontra-se na Seção 2.2 desse trabalho.

2.1 Edital ANEEL

Nos recentes editais de transmissão da ANEEL encontra-se, conforme pode ser verificado em [10], as seguintes características elétricas:

- o nível de tensão nominal da LT;
- a capacidade de correntes de longa e de curta duração;
- o limite de perdas Joules nos cabos condutores, especificando a resistência de sequência positiva da linha por unidade de comprimento (Ω/km), na temperatura de 50°C.

Nesta etapa preliminar aos projetos, ainda não estão definidos os suportes, cabos para-raios e outros dados da LT, portanto, não pode ser calculada de forma exata a resistência de sequência positiva, utilizando-se então a resistência dos condutores, especificando-os com pequena margem inferior, de forma a ser possível atender ao especificado no edital.

Como os catálogos de cabos nacionais dispõem a resistência em AC a 75°C, é necessário converter este valor fornecido em 75°C para os 50°C dados pela ANEEL. Segundo [11], a resistência do condutor a qualquer temperatura pode ser determinada pela Equação (1).

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{T_0 + t_1}{T_0 + t_2} \quad (1)$$

Onde:

- R_1 - resistência do condutor na temperatura t_1 em Ω/m ;

- R_2 - resistência do condutor na temperatura t_2 em Ω/m ;
- t_1 - temperatura inicial do condutor em $^{\circ}C$;
- t_2 - temperatura desejada do condutor em $^{\circ}C$;
- T_0 - constante que varia com o material do condutor. Para o alumínio 1350 a constante é igual a 228, para o alumínio-liga 6201 é 268,2 e para o cabo CALA é proporcional ao número de fios de cada um.

Com isso, define-se a bitola mínima de cabo segundo o edital da ANEEL. Para determinar a temperatura de projeto da LT, usa-se de forma inversa na metodologia de cálculo para a ampacidade descrita na seção 2.2 deste trabalho, os dados do cabo de bitola escolhida, pois a ANEEL define a capacidade de corrente de longa e de curta duração, obtendo-se assim as temperaturas de operação dos cabos nas condições meteorológicas locais.

2.2 Demais Instalações de Transmissão

Para dimensionar o cabo condutor de linhas aéreas pertencentes a distribuidoras e geradoras, deve-se levar em conta que apenas os dados de potência a ser transmitida, o nível de tensão no ponto de conexão e a máxima perda admissível são fornecidos. A partir destes dados calcula-se a corrente que deve ser transportada, descrita na Equação (2) [12].

$$I_{nom} = \frac{S_m}{\sqrt{3} \cdot V_{nom}} \quad (2)$$

Onde:

- S_m - potência aparente a ser transportada [kVA];
- V_{nom} - tensão nominal no ponto de conexão [kV];
- I_{nom} - corrente nominal da linha [A].

O cabo condutor deve ter sua ampacidade superior ao valor da corrente nominal da linha. A determinação da temperatura do condutor é baseada no balanço de calor do mesmo, o qual é influenciado pelos seguintes fatores, segundo [12]:

- aquecimento Joule N_j , devido a corrente [W/m];
- radiação solar N_s [W/m];
- perdas Magnéticas N_m [W/m];
- perda de energia por convecção N_c [W/m].

- perda de energia por radiação Nr [W/m].

A partir destes valores, o balanço de calor é estabelecido pela Equação (3) [12].

$$mc \cdot c \cdot \frac{dT}{dt} = Nj + Ns + Nm - Nr - Nc \quad (3)$$

Onde:

- mc - massa do condutor por unidade de comprimento [kg/m];
- c - calor específico [$\frac{J}{kg \cdot ^\circ C}$];
- T - temperatura do condutor [$^\circ C$];
- dt - termo derivativo em relação ao tempo [adimensional].

Em regime permanente, a temperatura do condutor é constante. Desta forma o termo $\frac{dT}{dt}$ será igual a zero, resultando na Equação (4).

$$Nj + Ns + Nm = Nr + Nc \quad (4)$$

Os termos Nj e Nm são dependentes da corrente e podem ser expressos pela Equação (5).

$$Nj + Nm = R_{TAC} \cdot I^2 \quad (5)$$

Onde:

- I - corrente efetiva no condutor [A]
- R_{TAC} - resistência AC na temperatura T [Ω/m].

Para calcular a resistência AC do condutor em uma determinada temperatura T, aplica-se a Equação (1)

A radiação solar Ns , é definida pela Equação (6).

$$Ns = d \cdot Nsh \cdot ka \quad (6)$$

Onde:

- D - diâmetro do condutor [m];
- Nsh - padrão de radiação solar que assume valores entre 850 W/m² a 1350 W/m² dependente da posição do sol, da poluição do ar e da altitude. Um valor típico utilizado em projeto dado pela norma ABNT NBR 5422[13] é de 1000 W/m²;

- ka – coeficiente de absorção dependente do material do condutor. Segundo [14] o valor recomendado é de 0,5.

As perdas de energia por radiação solar podem ser calculadas através da Equação (7).

$$Nr = ks.ke.d.\pi.(T^4 - T_{amb}^4) \quad (7)$$

Onde:

- T – temperatura absoluta do condutor [K];
- T_{amb} – temperatura absoluta do ambiente [K];
- ks – constante de Stefan-Boltzmann = $5,67 * 10^{-8} \frac{W}{m^2K^4}$;
- ke - coeficiente de emissividade. A Segundo [14] o valor recomendado é de 0,5

A perda de energia por convecção pode ser calculada a partir das Equações (8) (9) e (10).

$$Nc = \pi.\lambda.Nu.(T - T_{amb}) \quad (8)$$

$$Nu = 0,65.Re^{0,2} + 0,23.Re^{0,61} \quad (9)$$

$$Re = 1,644.10^9.v.d.[T_{amb} + 0,5.(T - T_{amb})]^{-1,78} \quad (10)$$

Onde:

- λ – condutividade térmica do ar [W/km]. Valores dados pela Tabela2;
- Nu – número de Nußelt;
- Re – número de Reynolds;
- v – velocidade do vento [m/s]. A NBR 5422 [13] recomenda que a velocidade de vento seja de 1 m/s.

Desta forma, a ampacidade do cabo condutor pode ser calculada a partir da resolução da Equação (5) em relação a corrente, encontrando a Equação (11).

$$I = \sqrt{\frac{Nr + Nc - Ns}{R_{TAC}}} \quad (11)$$

Tabela 2: Condutividade Térmica do ar.

Temperatura do condutor T [°C]	Condutividade Térmica λ [W/Km]
0	0,0243
10	0,025
20	0,0257
30	0,0265
40	0,0272
50	0,028
60	0,0287
70	0,0294
80	0,0301
90	0,0309
100	0,0316

Para que o critério de ampacidade do cabo seja atendido, a Inequação (12) deve-se ter que:

$$I < I_{nom} \quad (12)$$

Seleciona-se então, a partir de catálogo disponibilizado por fabricantes de cabos, um condutor com bitola que atenda a inequação (12). Após o critério de ampacidade ser atendido precisa-se avaliar as perdas Joule no cabo condutor. A perda admissível é critério do empreendedor, devendo ser respeitado pelo projetista. A perda é calculada para a potência média anual a ser transmitida que é sempre inferior ao limite térmico. O cálculo é dado pelas Equações (13) e (14).

$$Perda = 3 \cdot I_{nom}^2 \cdot R_{cond} \quad (13)$$

$$Perda\% = 100 \cdot \frac{Perda}{S_m \cdot FP} \quad (14)$$

Onde:

- $Perda$ – perdas por efeito Joule [kW];
- R_{cond} – resistência AC do condutor selecionado fornecido pelo fabricante, corrigido para a temperatura de projeto [Ω/m];
- FP – fator de potência. Convencionalmente entre 0,95 e 1.

É importante ressaltar que a resistência utilizada na Equação (13) é diferente da utilizada na Equação (5) uma vez que o condutor já foi selecionado e a resistência é disponibilizada pelo fabricante no seu catálogo. Usualmente as perdas

Joule no condutor são calculadas para se manterem abaixo de 2% da potência transportada pela rede aérea.

Portanto, a partir deste dimensionamento, faz-se a seleção da bitola do condutor escolhendo-se a condição mais severa entre a ampacidade e as perdas admissíveis.

3. DIMENSIONAMENTO MECÂNICO DO CABO CONDUTOR

O projeto mecânico de uma linha aérea de transmissão trata do dimensionamento de todos os seus elementos, de forma assegurar seu bom funcionamento frente às solicitações de natureza mecânica a que são submetidos. Além disso, cuida também de sua adequação ao terreno que atravessa[4].

Uma vez que a transmissão de energia elétrica por linhas aéreas se faz com o emprego de tensões elevadas e que representam real perigo de vida para os seres vivos e para a integridade física de propriedades, existem regras e normas bastante rígidas que devem ser observadas nos projetos e durante a construção das linhas LT's. No Brasil, os projetos estão regulamentados pela NBR 5422 [13]. Essas normas especificam as máximas solicitações admissíveis nos elementos das linhas, os fatores mínimos de segurança, bem como indicam quais os esforços solicitantes que devem ser considerados em projeto e a maneira de calculá-los. As distâncias mínimas do condutor ao solo são igualmente especificadas e determinarão a altura do suporte considerando o ar como material isolante dos cabos nus [4].

Sendo os cabos condutores os elementos ativos no transporte da energia e que são mantidos sob tensões elevadas, todos os demais elementos da LT devem ser dimensionados em função dessas tensões, como também em função das solicitações mecânicas que estes transmitem às estruturas [4]. Portanto, neste trabalho, será determinada a série de torres a ser utilizada na LT e a altura da estrutura a partir da distância cabo-solo necessária para atender a norma.

3.1 Determinação da Altura da Estrutura

A altura da estrutura é determinada a partir da análise das distâncias mínimas do condutor ao solo, considerando o ar como material isolante, ou aos obstáculos, em condições normais de operação. Essas distâncias devem ser verificadas nas condições mais desfavoráveis de aproximação do condutor ao obstáculo considerado. A flecha dos cabos, quando em repouso, deve ser considerada na condição mais desfavorável [13]. As distâncias de segurança que atendem a norma são calculadas pelas Equações (15) e (16).

$$D = a + 0,01\left(\frac{Du}{\sqrt{3}} - 50\right), \text{ se } U > 87 \text{ kV} \quad (15)$$

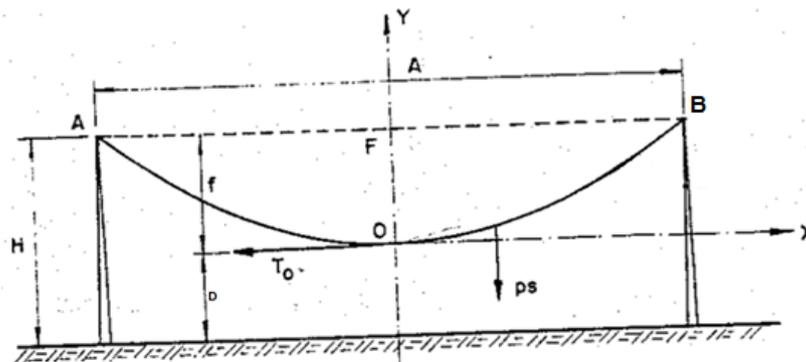
$$D = a, \text{ se } U \leq 87 \text{ kV} \quad (16)$$

Onde:

- Du – valor, em metros, numericamente igual à tensão máxima de operação em kV.
- a – distância básica dada pela Tabela 5 da NBR 5422 [13]. Para este trabalho será adotado valor de 6,5 metros que consiste na distância mínima em locais onde circulam máquinas agrícolas.

O cálculo da flecha depende do vão, da temperatura e do valor da componente horizontal da tração aplicada ao cabo quando de sua fixação. Neste trabalho serão analisados vãos com suportes de mesma altura. A Figura 4 ilustra o condutor suspenso em dois suportes de mesma altura indicando a altura de segurança D , a flecha f do condutor que é a distância entre os pontos O e F , o tamanho do vão por A , a altura da estrutura por H e o peso do condutor por ps . A altura H é calculada da soma entre a distância de segurança e a flecha f .

Figura 4: Condutor suspenso em dois suportes de mesma altura



Fonte: LABEGALINI, P. R. et al

A flecha, conforme [4], é calculada a partir da Equação (17).

$$f = \frac{ps \cdot A^2}{8 \cdot T_0} \quad (17)$$

Onde:

- ps – peso unitário do condutor [kgf/m].
- A – distância entre suportes consecutivos, denominado por vão [m].
- T_0 – componente horizontal da Tração na temperatura de projeto [kgf].

Como se pode notar pela Equação (17), a tração T_0 é inversamente proporcional ao valor da flecha. Portanto, o valor de T_0 variará também com a

variação da temperatura do condutor. Este aumentará com a redução da temperatura e vice-versa. A forma de cálculo dessa variação é através da chamada Equação da mudança de estado.

Considerando o condutor de peso unitário p_s em kgf/m, a uma temperatura t em °C conhecida, estando submetida a uma força T_{or} , também conhecida, este será o “estado de referência”. Para a força T_{or} , a NBR 5422[13] recomenda valores de cargas máximas dos condutores nas estruturas. Esses valores são dados para a condição de trabalho de maior duração, usualmente denominada como EDS (em inglês, *every day stress*)[4], sem dispositivos de proteção, dependendo do tipo de cabo condutor, conforme Tabela 3. Juntamente com o valor da temperatura ambiente, que é obtida através de isopletras de temperatura, conforme o da Figura 5, define-se o estado de referência do projeto.

Tabela 3: Cargas máximas recomendadas para cabos na condição de trabalho de maior duração, sem dispositivos de proteção contra vibração

Cabos	(% carga de ruptura)
CA	21
CAA	20
CAL	18
CALA	16

Para encontrar a componente horizontal da tração em kgf e a flecha em metros para a condição de projeto, deve-se utilizar a Equação de mudança de estados (18) utilizando os valores de temperatura de projeto, conforme calculado durante o dimensionamento elétrico do condutor.

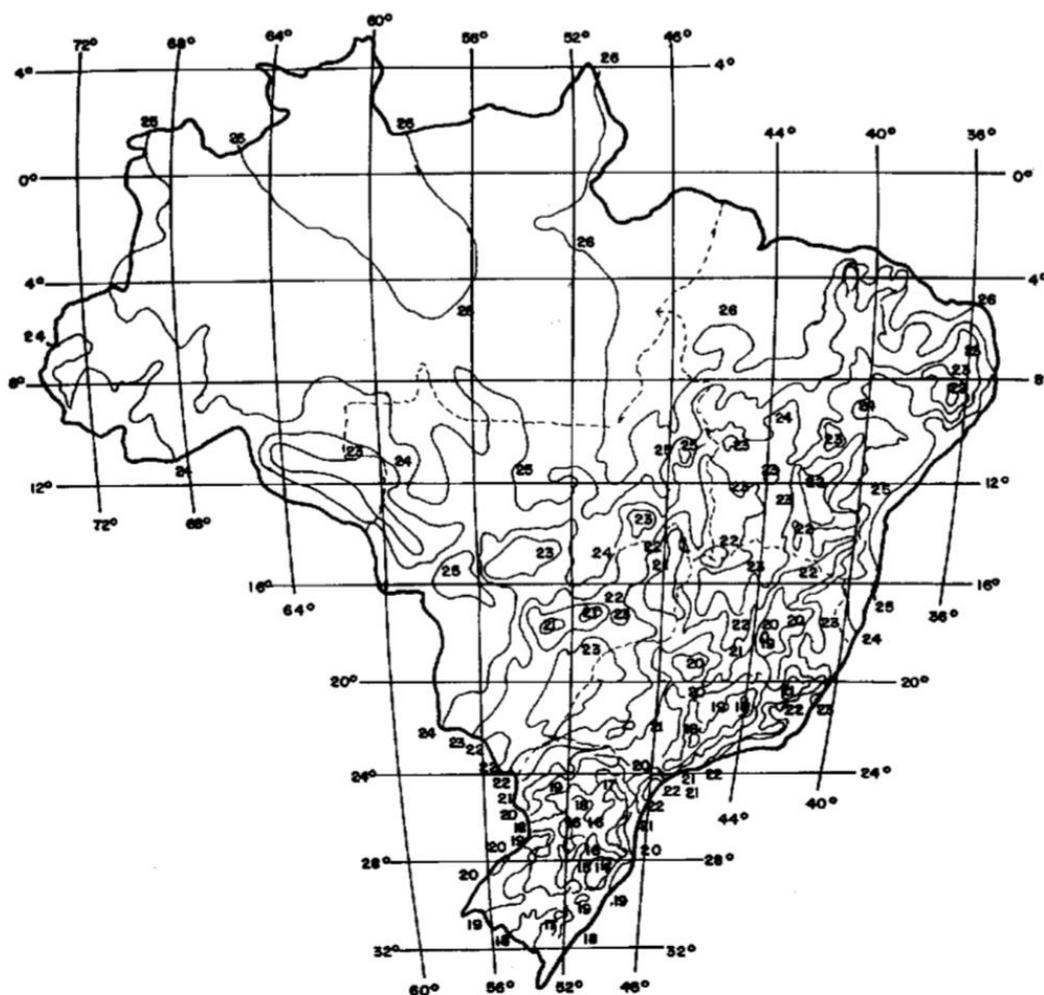
$$T_0^3 + T_0^2 \left[\frac{E \cdot S \cdot p_s^2 \cdot A^2}{24 \cdot T_0^2} + E \cdot S \cdot \alpha \cdot (t - t_r) - T_{or} \right] - \frac{E \cdot S \cdot p^2 \cdot A^2}{24} = 0 \quad (18)$$

Onde:

- T_{or} - tração para condição regente de projeto [kgf];
- T_0 - tração de esticamento do cabo [kgf];
- E - módulo de elasticidade do cabo [kgf/mm²];
- S - seção do cabo [mm²];
- p_s - peso do cabo para a condição regente de projeto [kg/m];
- A - comprimento do vão [m];
- α - coeficiente de dilatação linear do cabo [1/°C];

- t - temperatura para qual se quer a flecha [°C];
- t_r - temperatura regente de projeto [°C];
- p - peso do cabo, sendo igual a p_s para condição sem vento [kg/m].

Figura 5: Isopleta da temperatura média no Brasil (°C)



Fonte: ABNT NBR 5422

O comprimento do vão A depende da suportabilidade da estrutura a ser utilizada na LT. Para determinar o comprimento do vão A será realizada uma análise a partir dos dados informados no projeto construtivo da estrutura e sua memória de cálculo. Para cada nível de tensão são utilizadas séries de estruturas distintas. Na memória de cálculo do projeto da estrutura é informado o vão médio suportado para cabos definidos, conforme Figura 6. Para os demais cabos, foi feita linearização em relação ao diâmetro do cabo utilizado para determinar o vão médio suportado pela estrutura. Definindo o tamanho do vão A que neste estudo será fixo para cada bitola de cabo, utiliza-se a Equação (18) para calcular os valores de tração T_0 que devem

então ser aplicados em (17) para determinar a flecha do cabo na condição de longa duração da LT. Com isso, é possível determinar a altura que a estrutura deve ter do solo até a fixação do condutor mais baixo, a partir da Equação (19).

$$H = D + f \quad (19)$$

Figura 6: Parâmetros Básicos da Torre HS2R.

Tensão	138 kV	
Circuito	SIMPLES, EM TRECHO RURAL	
Aplicação	SUSPENSÃO	
Vão básico (m)	500	
Ângulo de deflexão	0°	3°
Vão médio (m)	450	330
Vão gravante (m)	900 (máximo) e 180 (mínimo)	
Vão máximo (m)	675	
Cabo pára-raios	CAA 110.8 MCM "MINORCA"	
Cabo condutor	CAA 477 MCM "HAWK"	

Fonte: Engetower

3.2 Estruturas Para Linhas de Transmissão 69 kV

Para LTs de 69 kV, este estudo utilizará torres da série B, pertencentes as concessionárias do Rio Grande do Sul. Conforme [16], esta série é composta pelas seguintes estruturas:

- BS – suspensão normal;
- BZ – suspensão especial;
- BN – ancoragem intermediária;
- BL – ancoragem terminal ou intermediária para ângulos até 90°.

A série B é constituída de suportes metálicos, treliçados de circuito simples, com disposição triangular. Para definir a altura das estruturas desta série a ser utilizada para cada cabo a partir do método de cálculo da Seção 3.1, será usado o vão médio de utilização do tipo de estrutura predominante da linha. Neste nível de tensão, será considerada a hipótese de que a estrutura da série B com maior utilização é a BZ. Verifica-se em [16] que o vão médio de utilização desta para o

cabo CAA 336,4 kCM, código Linnet, é de 380 metros. Para demais cabos, realiza-se uma relação linear para encontrar o vão médio de utilização da estrutura.

A partir da definição da altura, verifica-se o peso desta para obter um valor de peso de aço por unidade de comprimento de LT para bitola de cabo em questão. Na análise deste trabalho, será considerada a hipótese de que 80% das estruturas da LT são de suspensão enquanto os demais 20% são de ancoragem. Além disso, será utilizado o valor do peso da suspensão predominante BZ para as alturas específicas, assim como o peso da ancoragem BN, nas mesmas alturas, para o peso das estruturas de ancoragem. Caso a altura da estrutura de suspensão venha a ser superior ao das possíveis ancoragens, será utilizado o peso da mais alta ancoragem existente. O peso por altura das estruturas da Série B encontra-se no Anexo A deste trabalho.

A partir destas hipóteses e da análise dos dados das estruturas, juntamente com os cálculos da Seção 3.1, elabora-se as Tabelas 4, 5 e 6 que mostram o valor do kg/km do aço variando de acordo com o cabo condutor da LT, sendo este do tipo CA, CAA e CAL respectivamente. Além disso, para validar as hipóteses realizadas, foram analisadas as linhas existentes ou em projetos em que se obteve acesso aos dados conforme disponibilizado pela empresa ENGETRAN ENGENHARIA DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO LTDA [17]. Essa análise encontra-se na Tabela 7. Os cabos CALA são empregados para bitolas superiores ao 795kCM, portanto não serão utilizados na análise deste nível de tensão no trabalho.

Tabela 4: Utilização das estruturas de 69 kV – Cabos CA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [[kg]	[kg]/[km]
TULIP	B	380	16,91	23,98	3253	2758	8310
COSMOS	B	319	20,12	19,91	2733	2758	8583
ORCHID	B	275	23,31	17,11	2372	2758	8895
ARBUSTUS	B	246	26,07	15,34	2160	2626	9152

Tabela 5: Utilização das estruturas de 69 kV – Cabos CAA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [[kg]	[kg]/[km]
LINNET	B	380	18,29	19,39	2733	2758	7208
HAWK	B	319	21,78	16,42	2256	2758	7387
GROSBEAK	B	276	25,16	14,58	2019	2498	7658
TERN	B	257	27,01	14,63	2019	2498	8221

Tabela 6: Utilização das estruturas de 69 kV – Cabos CAL.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [[kg]	[kg]/[km]
ALLIANCE	B	444	14,31	22,83	3093	2758	6815
CANTON	B	380	18,3	19,53	2733	2758	7205
DARIEN	B	319	21,8	16,59	2256	2758	7387

Tabela 7: Dados de linhas de transmissão 69 kV existentes que utilizam estruturas da série B.

Nome da LT	Cabo	BS	BZ	BN	BL	%suspensões	%ancoragens	Altura média [m]	Vão médio [m]	kg/km
LT 69 kV NOVA PRATA 2 - GUAPORÉ	HAWK	17	50	13	3	77,8	22,2	17,3	385,1	7808,2
LT 69 kV IJUÍ 2 - PANAMBI	HAWK	3	23	7	3	76,0	24,0	17,0	346,1	7388,7
LT 69kV GUARITA - PALMEIRA DAS MISSÕES	HAWK	34	47	13	11	80,7	19,3	16,5	321,7	7554,2
TOTAL						84,7	15,3	16,9	351,0	7583,7
LT 69 kV NOVA PRATA 2 - ANTÔNIO PRADO	LINNET	14	65	19	6	79,9	20,1	17,0	343,3	7348,9
LT 69 kV POLO PETROQUÍMICO - CERTAJA	LINNET	10	73	10	5	72,2	27,8	19,7	429,84	7346,5
TOTAL						77,1	22,9	17,9	374,7	7347,7

Observa-se uma diferença de 2,66% entre o peso encontrado para o cabo 477kCM, código HAWK, na Tabela 5 para a média dos pesos encontrados nas linhas existentes, dispostas na Tabela 7. Para o cabo 336,4 kCM, código Linnet, observa-se 2,07% de diferença entre o valor teórico e o visto em linhas já executadas. Além disso, pode ser observada a diferença entre os valores dos demais dados como a altura média das estruturas na LT e do vão médio, mostrando que, na prática, eles podem variar bastante conforme o traçado.

Para análise de diferentes cabos, realiza-se, através do conjunto de pontos das Tabelas 4, 5 e 6, uma aproximação linear, que estima o comportamento do peso de aço em kg/km das estruturas em função apenas do diâmetro do condutor. Essa aproximação linear modela a maior parte dos casos. Essas são vistas nas Equações (20), (21) e (22) para os cabos CA, CAA e CAL respectivamente. As representações gráficas das retas obtidas a partir da aproximação linear são representadas nas Figuras 7,8 e 9.

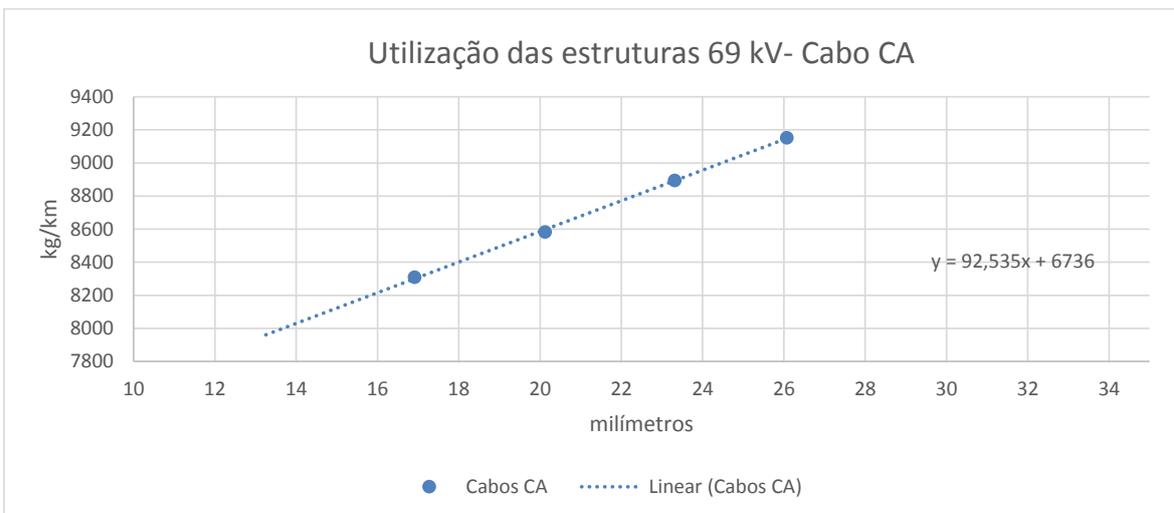
$$\frac{kg}{km} a\zeta_{CA} = 92,535.d + 6736 \quad (20)$$

$$\frac{kg}{km} a\zeta_{CAA} = 106,32.d + 5166,9 \quad (21)$$

$$\frac{kg}{km} a\zeta_{CAL} = 76,8.d + 5742,8 \quad (22)$$

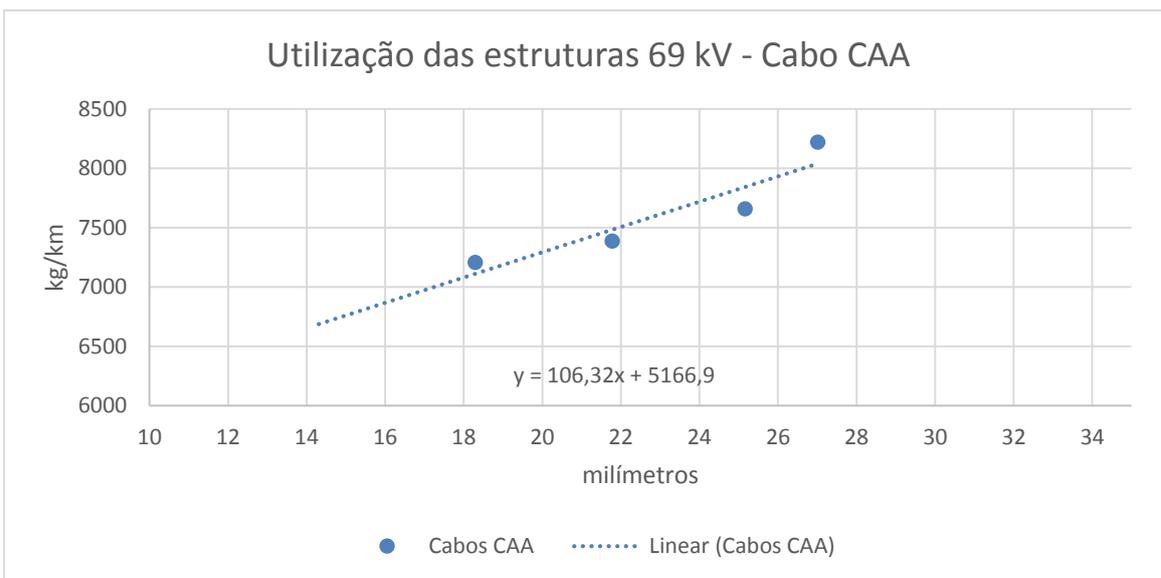
O erro de linearidade entre as Equações 20, 21 e 22 e os valores das Tabelas 4, 5 e 6 são de 0,17%, 2,40% e 0,79% respectivamente.

Figura 7: Utilização das estruturas da série B para os cabos CA no nível de tensão 69 kV.



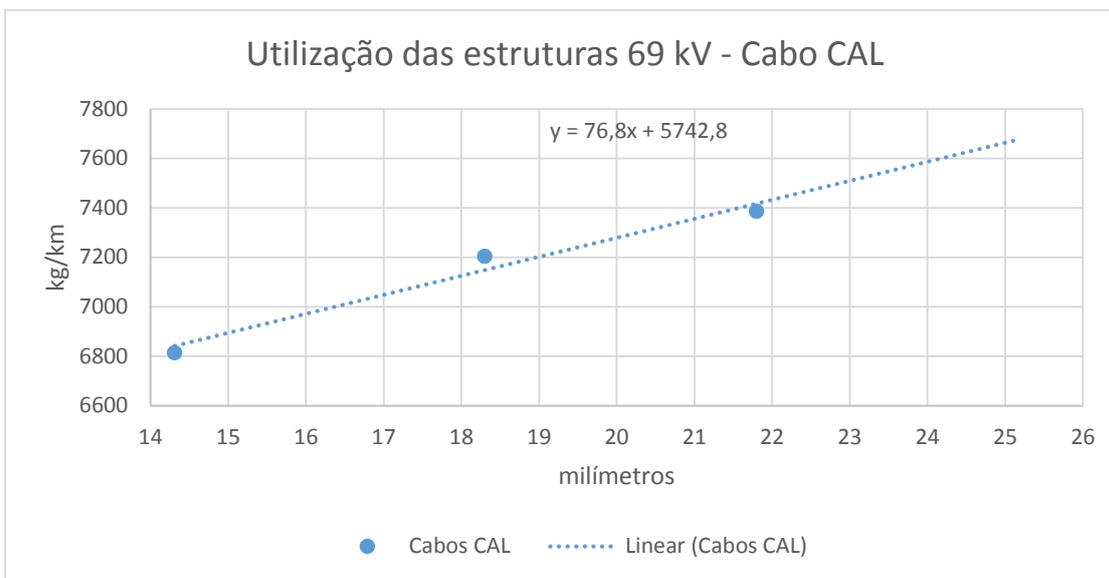
Fonte: Autor.

Figura 8: Utilização das estruturas da série B para os cabos CAA no nível de tensão 69 kV.



Fonte: Autor.

Figura 9: Utilização das estruturas da série B para os cabos CAL no nível de tensão 69 kV.



Fonte: Autor.

Com isso, define-se o vínculo entre os possíveis cabos condutores a serem utilizados na linha de transmissão a um suporte adequado, no nível de tensão de 69 kV, obtendo o valor de kg/km de aço, que será utilizado posteriormente na análise financeira da linha de transmissão.

3.3 Estruturas Para Linhas de Transmissão 138 kV

Para LTs de 138 kV, este estudo utilizará dados de torres da série H e série C, pertencentes a empresa ENGETOWER ENGENHARIA E CONSULTORIA LTDA [15]. Conforme o projeto das torres da Série H de 2002 e da Série C de 2013, estas são compostas pelas seguintes estruturas:

- HS – estrutura de suspensão da série H;
- HA – estrutura de ancoragem para ângulos médios (até 30°) da série H;
- HT – estrutura de ancoragem para ângulos fortes (até 60°) e ancoragem terminal da série H;
- CS – estrutura de suspensão da série C;
- CA – estrutura de ancoragem para ângulos médios (até 25°) da série C;
- CT – estrutura de ancoragem para ângulos fortes (até 50°) e ancoragem terminal da série C1.

A Série H e C são compostas por torres metálicas treliçadas com disposição triangular em circuito simples. Para definir a altura das estruturas desta série a ser utilizada para cada cabo a partir do método de cálculo da Seção 3.1, é usado o vão médio de utilização do tipo de estrutura predominante da linha. Neste nível de tensão, será considerada a hipótese de que a estrutura da série H com maior utilização é a HS, assim como a estrutura CS para a Série C.

Verifica-se na memória de cálculo estrutural da torre HS, que o vão médio de utilização da estrutura para o cabo CAA 336,4 kCM, código Linnet, é de 400 metros. Para os cabos de demais bitolas, realiza-se uma relação linear para encontrar o vão médio de utilização da estrutura. Para bitolas de cabo acima de 795kCM utiliza-se as estruturas da série C devido ao seu maior peso e resistência. Verifica-se na memória de cálculo estrutura que, para o cabo CAA 1113kCM, código Bluejay, o vão médio de utilização da estrutura CS é de 400 metros. Novamente, para as demais bitolas de condutores, faz-se uma relação linear em relação ao diâmetro do cabo para encontrar o vão médio de utilização da estrutura.

Da mesma maneira que para as estruturas de 69 kV, a partir da definição da altura, verifica-se o peso desta para definir um valor de peso de aço por comprimento de LT, para cada bitola de cabo. Novamente, será considerada a hipótese de que 80% das estruturas da LT são de suspensão enquanto os demais 20% são de ancoragem. Utiliza-se o valor do peso da suspensão HS e CS para as alturas específicas, assim como o peso da ancoragem predominante HA e CA, nas mesmas alturas, para o peso das estruturas de ancoragem. Caso a altura da estrutura de suspensão venha a ser superior ao das possíveis ancoragens, será utilizado o peso da mais alta ancoragem existente. O peso por altura das estruturas da série H e C utilizadas encontram-se no anexo A deste trabalho.

A partir destas hipóteses e da análise dos dados das estruturas, juntamente com os cálculos da seção 3.1, elabora-se as Tabelas 8, 9 e 10 que mostram o valor do kg/km do aço variando de acordo com o cabo condutor da LT, sendo este do tipo CA, CAA e CAL, respectivamente. Para validar as hipóteses realizadas, foram analisadas linhas existentes ou em projeto às quais obteve-se acesso aos dados por disponibilização da empresa ENGETRAN ENGENHARIA DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO LTDA[17]. Essa análise encontra-se na Tabela 11 para os cabos vinculados às estruturas da série H e na Tabela 12 para os cabos vinculados à série C. Assim como na seção 3.2, os cabos CALA não serão utilizados na análise deste

nível de tensão para este trabalho, uma vez que são empregados para bitolas superiores ao 795kCM.

Tabela 8: Utilização das estruturas de 138 kV – Cabos CA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [[kg]	[kg]/[km]
TULIP	H	400	16,91	25,58	3591,6	3987,2	9177
COSMOS	H	336	20,12	21,12	3070,8	3806,8	9572
ORCHID	H	290	23,31	17,83	2596,3	3246,2	9395
ARBUSTUS	H	259	26,07	16,08	2472,3	3101	10013
MAGNOLIA	C	433	28,55	29,48	4938	7029,1	12376
MARIGOLD	C	400	30,89	26,04	4364,4	6513,1	11985

Tabela 9: Utilização das estruturas de 138 kV – Cabos CAA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [kg]	[kg]/[km]
PENQUIN	H	511	14,31	28,6	3989,5	3987,2	7803
LINNET	H	400	18,29	20,46	3149,9	3661,6	8131
HAWK	H	336	21,78	17,21	2596,3	3246,2	8116
GROSBKAK	H	291	25,16	15,25	2369,9	2971,2	8564
TERN	H	271	27,01	15,31	2369,9	2971,2	9193
RAIL	C	432	29,59	25,49	3965,2	5777,5	10017
BLUEJAY	C	400	31,96	23,34	3728	5620,4	10266

Tabela 10: Utilização das estruturas de 138 kV – Cabos CAL.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [[kg]	[kg]/[km]
ALLIANCE	H	512	14,31	27,04	3887,1	3987,2	7638
CANTON	H	400	18,3	20,61	3149,9	3661,6	8131
DARIEN	H	336	21,8	17,32	2596,3	3246,2	8119
FLINT	H	291	25,16	15,34	2369,9	2971,2	8559
GREELEY	H	260	28,15	14,03	2240,7	2833,2	9073

Tabela 11: Dados de linhas de transmissão 138 kV existentes que utilizam estruturas da série H.

Nome da LT	Cabo	HS	HA	HT	% suspensões	% ancoragens	Altura média [m]	Vão médio [m]	kg/km
LT 138 kV Tapejara 2 - Erechim 2	HAWK	126	21	5	82,9	17,1	18,2	362,8	8041
LT 138 kV Lajeado Grande - Vacaria	HAWK	150	29	3	82,4	17,6	21,6	380,4	8351
LT 138 kV FOZ DO CHAPECÓ - PLANALTO	HAWK	55	19	6	68,8	31,3	17,1	322,3	7903
MÉDIA	HAWK				78,0	22,0	18,9	355,2	8098
LT 138 kV Taquara - Rolante	LINNET	66	15	1	80,5	19,5	21,4	351,8	7956
LT 138 kV PCH OURO - CAMPOS	LINNET	26	9	4	66,7	33,3	21,4	351,8	8114
MÉDIA	LINNET				76,5	23,5	19,8	354,0	8035

Tabela 12: Dados de linhas de transmissão 138 kV existentes que utilizam estruturas da série C.

Nome da LT	Cabo	CS	CA	CT	% suspensões	% ancoragens	Altura média [m]	Vão médio [m]	kg/km
LT 138 kV COLETORA CHUI - SANTA VITÓRIA DO PALMAR	BLUEJAY	48	5	4	84,2	15,8	27,3	424,4	9262
LT 138 kV COLETORA HERMENEGILDO - SANTA VITÓRIA DO PALMAR 2	BLUEJAY	13	2	2	76,5	23,5	28,3	351,8	11752
MÉDIA	BLUEJAY				77,4	22,6	22,2	363,6	10507

Observa-se uma diferença de 0,23% entre o peso encontrado para o cabo 477kCM, código HAWK, na Tabela 9, para a média dos pesos encontrados nas linhas existentes, dispostas na Tabela 11. Para o cabo 336,4 kCM, código Linnet, observa-se 1,19% de diferença entre o valor teórico e o visto em linhas já executadas que utilizam a série de torres H. Assim como para os dados da Seção 3.2, há diferença entre os valores teóricos e práticos dos nos dados da LT.

Analisando a Série C, nota-se uma diferença de 2,29% entre o peso encontrado para o cabo 1113kCM, código BLUEJAY, na Tabela 9 para a média dos pesos encontrados nas linhas existente que utilizam a série de estruturas C, dispostas na Tabela 12. Para análise de diferentes cabos, realiza-se, a partir dos dados das Tabelas 8, 9 e 10, uma aproximação linear que representa o comportamento do peso de aço em kg/km das estruturas, em função apenas do diâmetro do condutor. Adota-se aproximação linear devido a sua capacidade de modelar a maior parte dos casos. Essas são vistas nas Equações (23), (24) e (25) para os cabos CA, CAA e CAL respectivamente. A representação gráfica pode ser vista nas Figuras 10, 11 e 12.

$$\frac{kg}{km} a_{\text{aço}_{CA}} = 204,74 \cdot d + 5774,4 \quad (23)$$

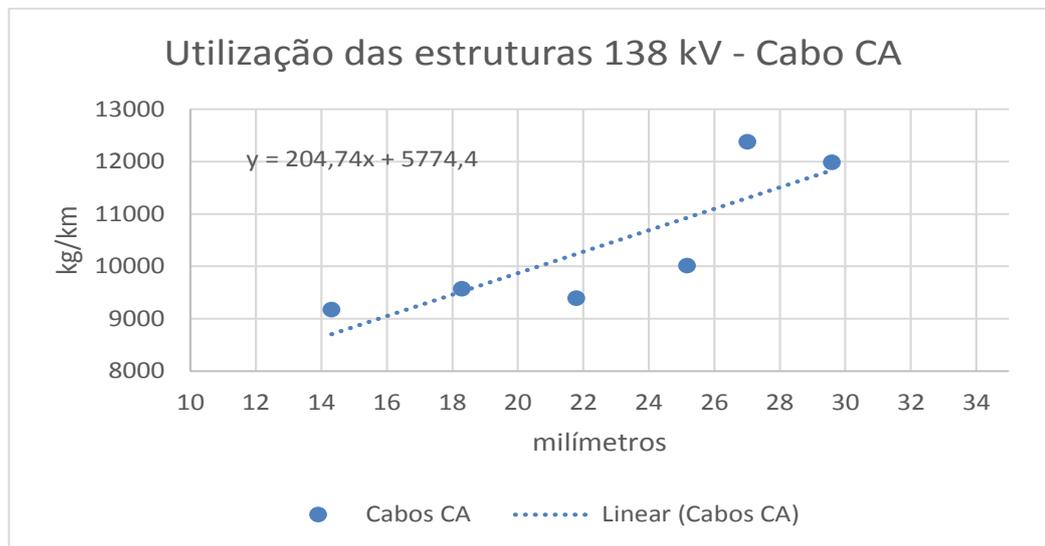
$$\frac{kg}{km} a_{\text{aço}_{CAA}} = 145,41 \cdot d + 5377,9 \quad (24)$$

$$\frac{kg}{km} a_{\text{aço}_{CAL}} = 94,723 \cdot d + 6263,2 \quad (25)$$

O erro de linearidade entre as Equação 23, 24 e 25 e os valores das Tabelas 8, 9 e 10 são de 12,25%, 5,52% e 2,57% respectivamente. Nota-se que para os cabos CA ocorre um erro de linearidade muito elevado. Estes cabos não são normalmente utilizados em grandes vãos devido a necessidade de estruturas muito altas para atender as suas grandes flechas em função de sua baixa carga de ruptura. Por falta de estruturas projetadas especificamente para estes cabos, o uso

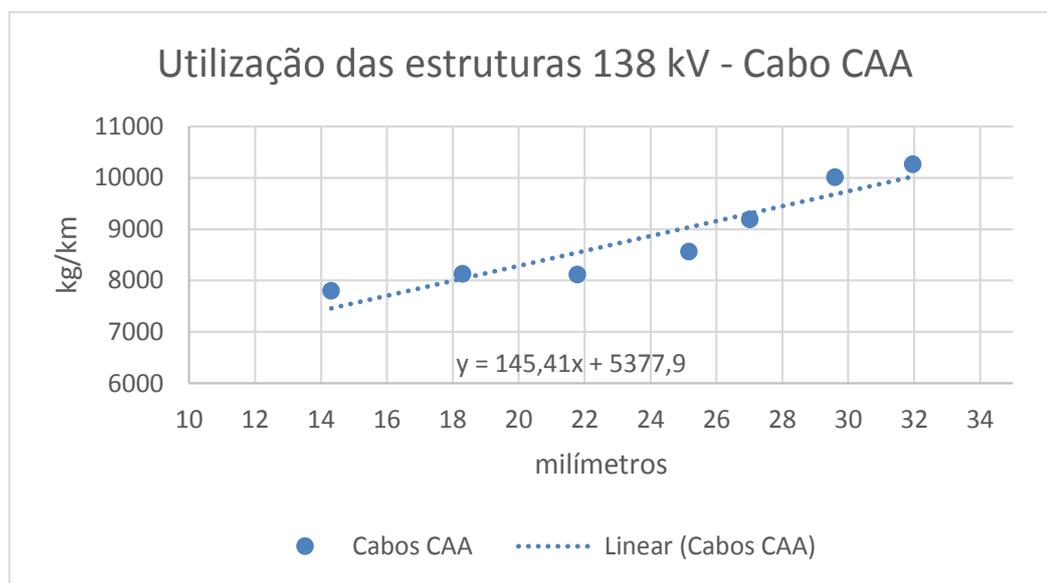
de torres de ancoragens projetadas para cabos de maior carga de ruptura cria uma distorção, causando o erro detectado.

Figura 10: Utilização das estruturas da série H e C para os cabos CA no nível de tensão 138 kV.



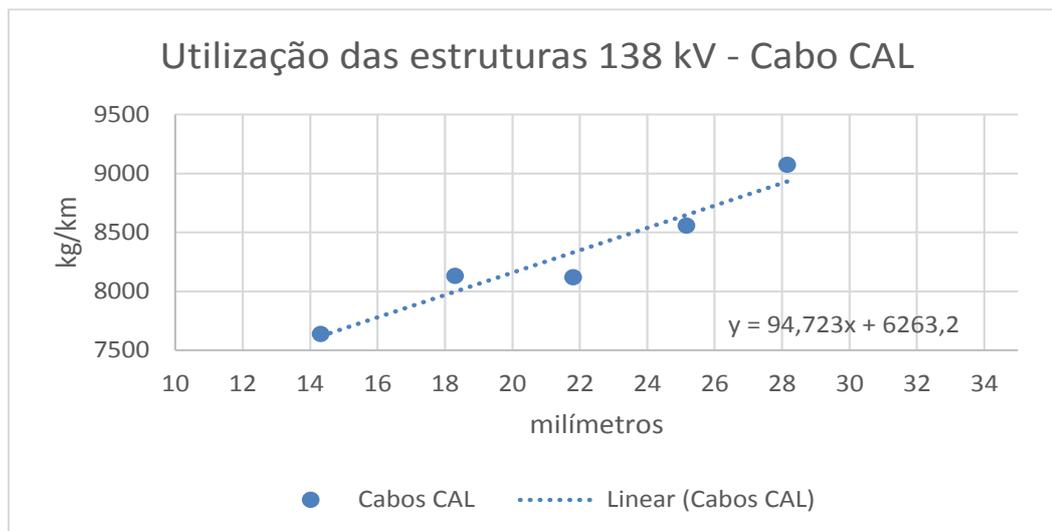
Fonte: Autor.

Figura 11: Utilização das estruturas da série H e C para os cabos CAA no nível de tensão 138 kV.



Fonte: Autor.

Figura 12: Utilização das estruturas da série H para os cabos CAA no nível de tensão 138 kV.



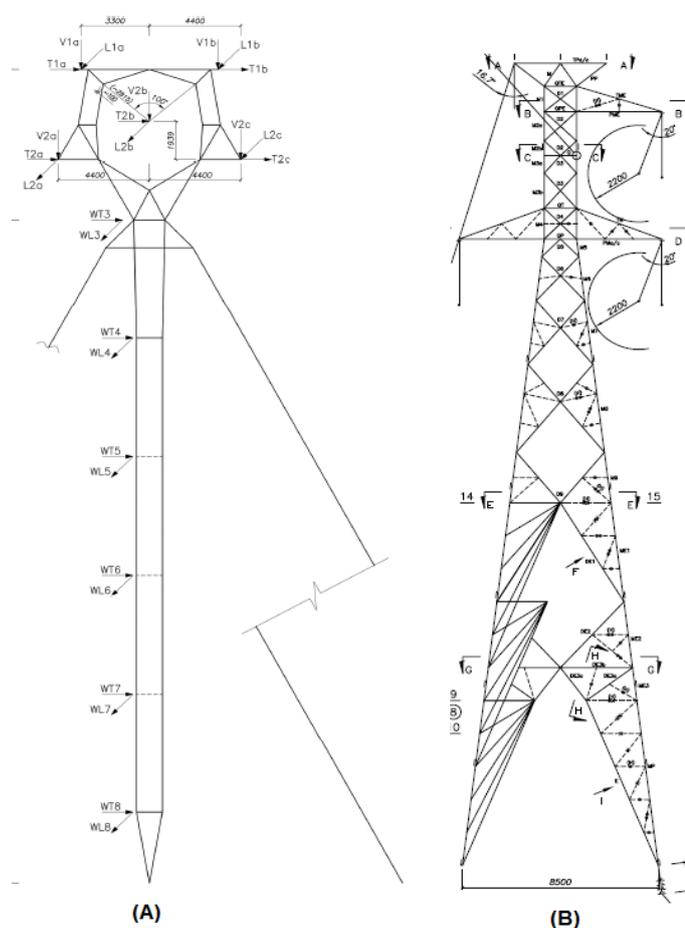
Fonte: Autor.

Com isso, define-se o vínculo entre os possíveis cabos condutores e os suportes adequados, no nível de tensão de 138 kV, obtendo o valor de kg/km de aço, que serão utilizados posteriormente na análise financeira da linha de transmissão.

3.4 Estruturas Para Linhas de Transmissão 230 kV

Para LTs de 230 kV, utiliza-se a Série G, pertencente às concessionárias do Rio Grande do Sul e as séries IA e SMS, pertencentes à empresa ENGETOWER ENGENHARIA E CONSULTORIA LTDA [15]. Este trabalho avaliará estruturas autoportantes e estaiadas em uma LT. A diferença entre estruturas autoportantes e estaiadas pode ser vista na Figura 13. Suportes estaiados possuem menos aço em sua construção que suportes autoportantes, tornando-os mais leves para torres mais altas. As LTs possuem combinações entre os dois tipos de estruturas, afim de minimizar os custos com a compra do aço, pois suportes estaiados tem limitação de aplicação pela maior área de terreno ocupada e em locais de desníveis acentuados. Dessa forma, será realizada uma análise onde as estruturas de suspensão da LT são autoportantes, utilizando exclusivamente a série G, e outra com estaiadas utilizando as séries IA e SMS.

Figura 13: Estrutura estaiada tipo MS (A) e estrutura autoportante tipo S(B).



Fonte: Engetower

Conforme [18], os projetos das torres da série SMS de 2008 e os projetos das torres IA de 2015, estas séries são composta pelas seguintes estruturas:

- GS – estrutura de suspensão normal da série G;
- GZ – estrutura de suspensão especial da série G;
- GM – estrutura de ancoragem intermediária para ângulos fracos (Até 15°) da série G;
- GN – estrutura de ancoragem intermediária para ângulos médios (Até 45°) da série G;
- GL – estrutura de ancoragem intermediária para ângulos fortes (Até 90°) ou terminal da série G;
- MS – estrutura de suspensão estaiada da série SMS;
- S – estrutura de suspensão autoportante da série SMS;
- A – estrutura de ancoragem intermediária da série SMS;
- AF – estrutura de ancoragem terminal da série SMS;

- IAE – estrutura de suspensão estaiada da série IA;
- IAS– estrutura de suspensão autoportante da série IA;
- IAA – estrutura de ancoragem intermediária da série IA;
- IAT– estrutura de ancoragem terminal da série IA.

As Séries SMS e IA são compostas por torres metálicas treliçadas com disposição triangular em circuito simples. Já a série de torres G é composta por torres metálicas treliçadas com disposição horizontal em circuito simples (torres delta). Para definir a altura das estruturas destas séries a serem utilizadas para cada cabo a partir do método de cálculo da seção 3.1, é usado o vão médio de utilização do tipo de estrutura predominante da linha. Neste nível de tensão, será considerada a hipótese de que a estrutura da série SMS com maior utilização é a MS, a estrutura IAE será a mais utilizada da série IA, assim como a estrutura GZ será predominante para a série G.

A mesma análise para encontrar o peso de aço por comprimento da LT a partir da variação da bitola do condutor será realizada para o nível de tensão 230 kV. Novamente será realizada a hipótese de que 80% das estruturas da LT são de suspensão enquanto as demais são de ancoragem. Para a análise de linhas com apenas estruturas autoportantes será utilizado o peso da suspensão GZ, enquanto para as estaiadas será avaliado o peso da MS e da IAE. Em relação às ancoragens, para os suportes da série G será utilizado o peso da GN enquanto para as séries SMS e IA será utilizado o peso das ancoragens intermediárias A e IAA. O peso por altura dessas estruturas encontra-se no Anexo A.

A partir destas hipóteses e da análise dos dados das estruturas, juntamente com os cálculos da Seção 3.1, elabora-se as Tabelas 13, 14,15 e 16 que mostram o valor do kg/km do aço variando de acordo com o cabo condutor da LT, sendo este do tipo CA, CAA, CAL e CALA respectivamente, das LTs com estruturas autoportantes. Para as LTs com suportes estaiados, de forma análoga ao caso com autoportantes, obtém-se as Tabelas 18, 19,20 e21. Novamente, para validar as hipóteses realizadas, analisam-se linhas existentes ou em projetos às quais obteve-se acesso aos dados disponibilizados pela empresa ENGETRAN ENGENHARIA DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO LTDA [17]. Essa análise encontra-se na Tabela 21 para os cabos vinculados as estruturas da série G e na Tabela 22 para os cabos vinculados à série SMS e IA.

Tabela 13: Utilização das estruturas autoportantes de 230 kV – Cabos CA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [kg]	[kg]/[km]
ARBUSTUS	G	427	26,07	28,51	4598	7827	12295
MAGNOLIA	G	389	28,55	25,55	4230	6471	12012
MARIGOLD	G	360	30,89	22,81	3756	5955	11657

Tabela 14: Utilização das estruturas autoportantes de 230 kV – Cabos CAA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [kg]	[kg]/[km]
HAWK	G	551	21,78	30,98	4758	8063	9827
GROSBEAK	G	477	25,16	26,02	4230	7519	10239
STARLING	G	450	26,69	24,18	4044	7032	10315
TERN	G	445	27,01	26,2	4346	7519	11201
RAIL	G	406	29,59	23,59	3884	6796	11004
BLUEJAY	G	376	31,96	21,68	3632	6486	11184

Tabela 15: Utilização das estruturas autoportantes de 230 kV – Cabos CAL.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [kg]	[kg]/[km]
DARIEN	G	551	21,8	30,2	4758	8063	9843
FLINT	G	477	25,16	25,42	4230	6471	9808
GREELEY	G	426	28,15	22,27	3756	5955	9842

Tabela 16: Utilização das estruturas autoportantes de 230 kV – Cabos CALA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [kg]	[kg]/[km]
700	G	481	24,45	31,52	5290	8063	12148
800	G	450	26,14	28,86	4598	7827	11653
900	G	424	27,73	26,8	4346	7519	11741
1000	G	402	29,23	25,02	4230	6471	11625
1200	G	367	32,03	22,38	3756	5955	11425

Tabela 17: Dados de linhas de transmissão 230kV existentes que utilizam estruturas autoportantes.

Nome da LT	Cabo	GS	GZ	GM	GN	GL	% suspensões	% ancoragens	Altura média [m]	Vão médio [m]	kg/km
LT 230 kV CAMPO BOM - TAQUARA	Starling	20	33	6	3	1	84,1	15,9	27,1	451,7	10586,3
LT 230 kV SE ENERFIN - OSORIO 2	Grosbeak	6	10	1	1	1	84,2	15,8	26,2	439,3	10383,4
LT 230 kV ICARAZINHO - SECCIONADORA MASSAPÊ II	FLINT	24	170	11	1	7	91,1	8,9	27,0	507,7	8011,7
LT 230 kV Praia Formosa – Seccionadora Massapé II	FLINT	32	155	11	2	7	90,3	9,7	27,0	607,8	8301,5
LT 230 kV SE TRAIRÍ COLETORA - SE PECÉM II - TRECHO I	FLINT	23	3	0	1	2	89,7	10,3	24,7	443,9	10040,4
MÉDIA	FLINT						90,4	9,6	26,2	519,8	8784,5

Observa-se uma diferença de 2,56% entre o peso encontrado para o cabo CAA 715,5kCM, código STARLING, na Tabela 14 para a média dos pesos encontrados nas linhas existente, dispostas na Tabela 17. Para o cabo CAA 636kCM, código GROSBEAK, observa-se 1,39% de diferença entre o valor teórico e o visto em linhas já executadas. Por fim, há uma diferença de 11,65% entre o peso encontrado para o cabo CAL 740,8 kCM, código FLINT, em relação à média dos pesos encontrados em linhas existentes que utilizam a série de torres G. Para essas linhas de 230 kV com o cabo código FLINT, observa-se que a porcentagem de estruturas de ancoragem e suspensões difere até 10% ao valor utilizado para encontrar o kg/km do aço na Tabela 15. Com esse maior número de estruturas de suspensão, o peso por quilômetro de LT é menor do que para a hipótese proposta, causando a grande diferença de peso entre os dados teóricos e práticos observados.

Tabela 18: Utilização das estruturas estaiadas de 230 kV – Cabos CA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [kg]	[kg]/[km]
COSMOS	SMS	579	20,12	44,74	NA	NA	NA
ORCHID	SMS	500	23,31	35,27	NA	NA	NA
ARBUSTUS	IA	500	26,07	35,68	NA	NA	NA
MAGNOLIA	IA	457	28,55	31,8	NA	NA	NA
MARIGOLD	IA	422	30,89	27,95	NA	NA	NA

Tabela 19: Utilização das estruturas estaiadas de 230 kV – Cabos CAA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [kg]	[kg]/[km]
HAWK	SMS	578	21,78	33	2552	5976	5604
GROSBEAK	SMS	500	25,16	27,67	2351	5976	6152
STARLING	SMS	471	26,69	25,6	2297	5682	6310
TERN	IA	500	27,01	30,63	2834	6356	7077
RAIL	IA	456	29,59	27,35	2696	5984	7348
BLUEJAY	IA	423	31,96	25,02	2584	5273	7388

Tabela 20: Utilização das estruturas estaiadas de 230 kV – Cabos CAL.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [kg]	[kg]/[km]
DARIEN	SMS	577	21,8	32,12	2552	5976	5609
FLINT	SMS	500	25,16	26,95	2297	5682	5948
GREELEY	IA	500	28,15	26,95	2640	5984	6618

Tabela 21: Utilização das estruturas estaiadas de 230 kV – Cabos CALA.

CABO	SERIE DE TORRE	VÃO MÉDIO [m]	DIAMETRO [mm]	ALTURA [m]	PESO SUSPENSÃO [kg]	PESO ANCORAGEM [kg]	[kg]/[km]
700	SMS	504	24,45	33,67	2552	5976	6428
800	SMS	471	26,14	30,72	2477	5976	6745
900	IA	500	27,73	33,6	2947	6869	7463
1000	IA	474	29,23	31,15	2834	6578	7553
1200	IA	433	32,03	27,52	2696	6185	7840

Tabela 22: Dados de linhas de transmissão 230 kV existentes que utilizam estruturas estaiadas.

Nome da LT	Cabo	MS	S	A	AF	% suspensões	% ancoragens	Altura média [m]	Vão médio [m]	kg/km
LT 230 kV Caetité - Igaporã II	FLINT	29	4	4	5	78,6	21,4	27,6	498,6	6031,4
LT 230 kV Alegria - Açú II	FLINT	112	23	22	8	82,8	17,2	26,8	520,4	5819,7
MÉDIA	FLINT					80,7	19,3	27,2	509,5	5925,6
Nome da LT	Cabo	IAE	IAS	IAA	IAT	% suspensões	% ancoragens	Altura média [m]	Vão médio [m]	kg/km
LT 230 kV Itarema V - Acarú II	GREELEY	41	0	6	3	82,0	18,0	27,5	526,5	6582,2

Cabos CA não são utilizados em linhas de 230 kV atualmente e além disso, apresentaram altura de estrutura muito superior aos demais tipos de cabo para ter sua utilização viável em estruturas estaiadas, como visto na Tabela 18. Por esse motivo, os cabos CA não serão avaliados para estruturas das séries SMS e IA.

Para o cabo CAL 740,8 kCM, código FLINT, na utilização em estruturas estaiadas, há 0,37% de diferença entre o peso calculado com os dados das estruturas, mostrado na Tabela 20, e a média dos pesos nas linhas de transmissão existentes, dispostas na Tabela 22. Já para o cabo CAL 927,2 kCM, código Greeley, essa diferença é de 0,54%.

Para análise de diferentes cabos, em estruturas autoportantes, realiza-se uma aproximação linear a partir dos dados dispostos nas Tabelas 13, 14, 15 e 16. Elabora-se então equações que representem o comportamento do peso da estrutura em kg/km de aço destas estruturas em função apenas do diâmetro do condutor. Utiliza-se aproximação linear porque esta modela a maior parte dos casos. Essas são vistas nas Equações (26), (27), (28) e (29) para os cabos CA, CAA e CAL e CALA respectivamente. As representações gráficas destas aproximações lineares podem ser vistas nas Figuras 14, 15, 16 e 17.

$$\frac{kg}{km} a_{\text{aço}_{CA}} = -132,25 \cdot d + 15758 \quad (26)$$

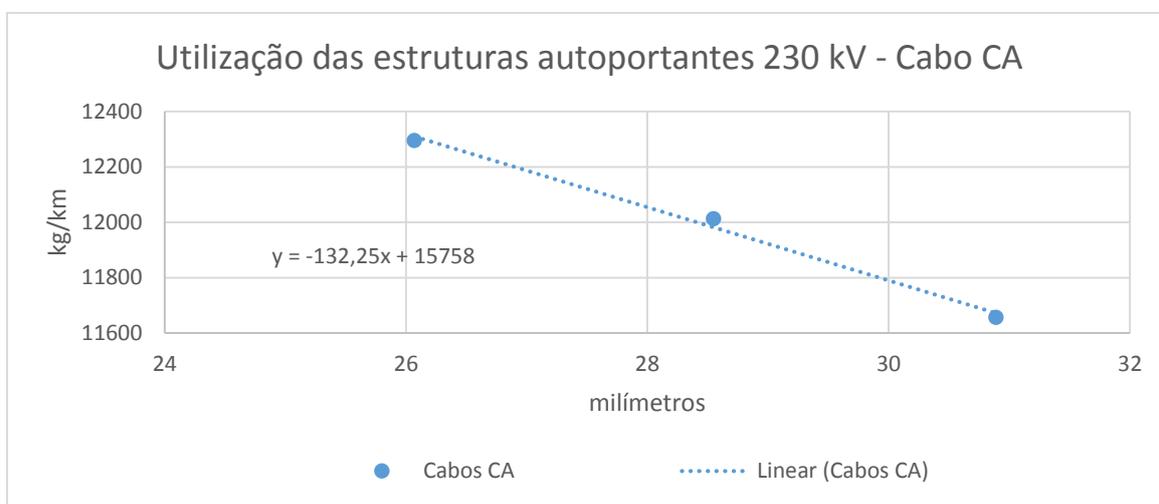
$$\frac{kg}{km} a_{\text{aço}_{CAA}} = 140,72 \cdot d + 6824,2 \quad (27)$$

$$\frac{kg}{km} a\zeta_{CAL} = -0,5076.d + 9843,6 \quad (28)$$

$$\frac{kg}{km} a\zeta_{CALA} = -79,995.d + 13952 \quad (29)$$

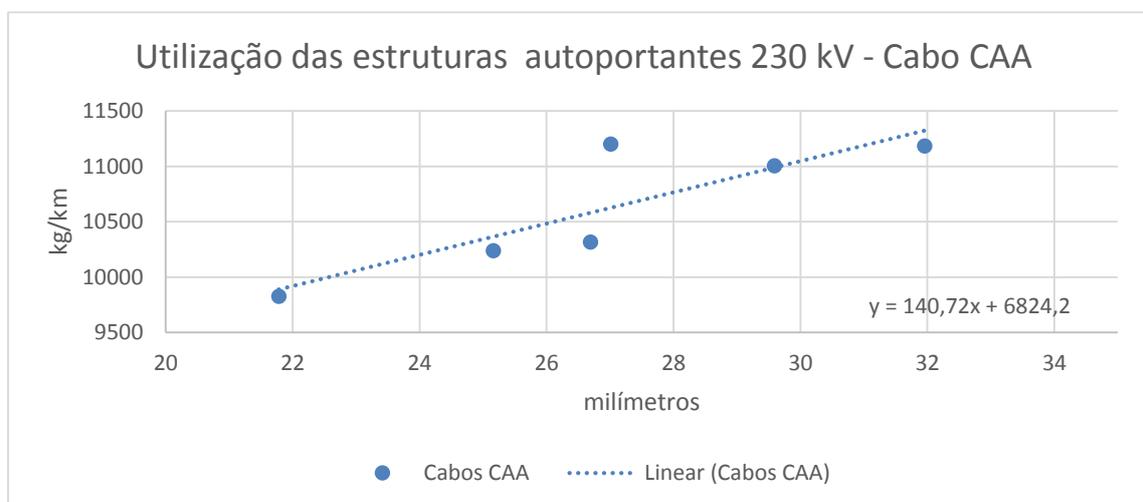
Diferentemente dos casos anteriores, para 3 tipos de condutores, ocorre diminuição do peso por comprimento das estruturas com o aumento do diâmetro do condutor. O erro de linearidade entre as Equações (26), (27), (28) e (29) e os valores das Tabelas 13, 14, 15 e 16 são de 0,25%, 5,1%, 0,24% e 1,78% respectivamente.

Figura 14: Utilização das estruturas autoportantes para os cabos CA no nível de tensão 230 kV.



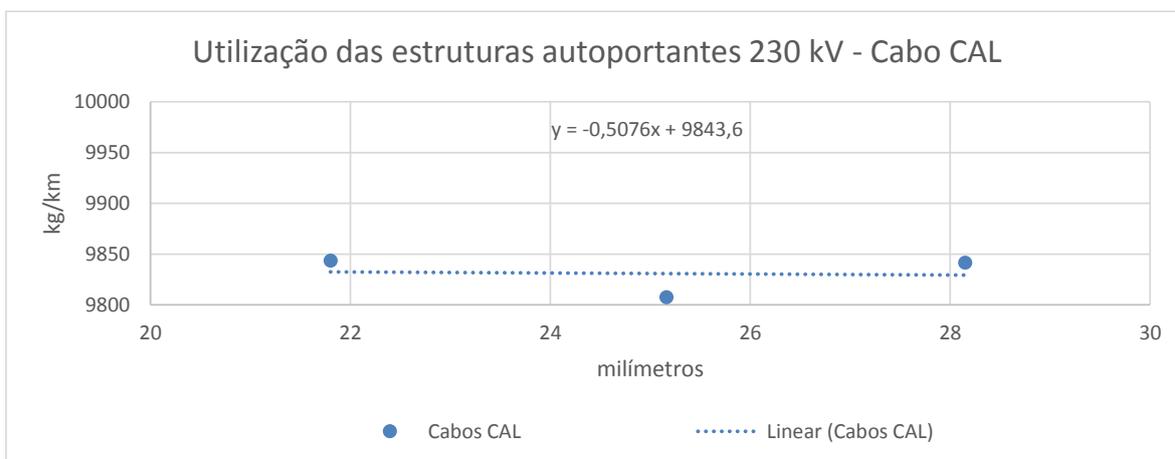
Fonte: Autor.

Figura 15: Utilização das estruturas autoportantes para os cabos CAA no nível de tensão 230 kV.



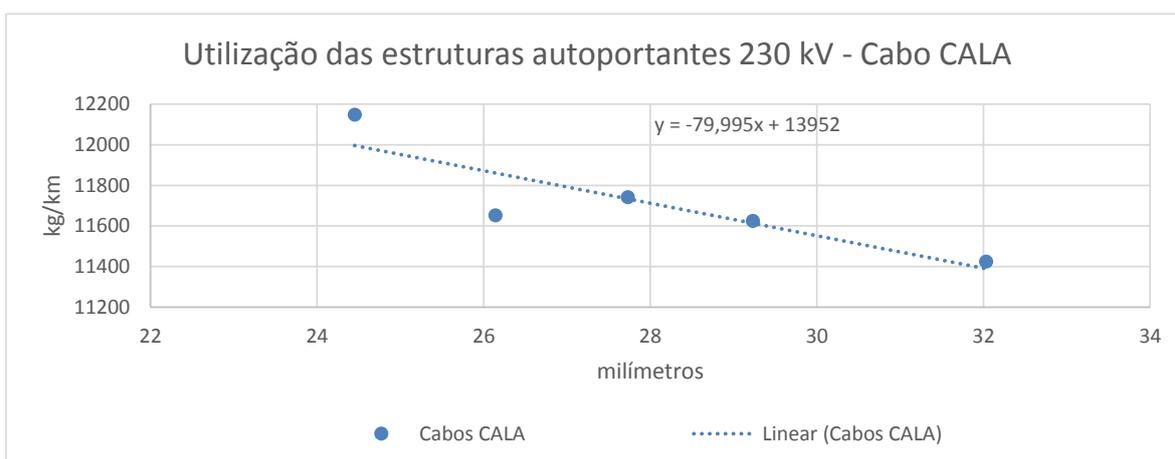
Fonte: Autor.

Figura 16: Utilização das estruturas autoportantes para os cabos CAL no nível de tensão 230 kV.



Fonte: Autor.

Figura 17: Utilização das estruturas autoportantes para os cabos CALA no nível de tensão 230 kV.



Fonte: Autor.

Para as LTs com estruturas estaiadas, faz-se, de forma análoga ao caso anterior, a aproximação linear do kg/km obtido das Tabelas 19, 20 e 21, afim de estender a análise para diferentes cabos condutores. As Equações (30), (31) e (32) para os cabos CAA e CAL e CALA respectivamente. Conforme dito anteriormente, não serão analisados os cabos CA para as estruturas estaiadas devido à exigência de estruturas com altura muito elevada. As representações gráficas destas aproximações lineares são vistas nas Figuras 18, 19, e 20.

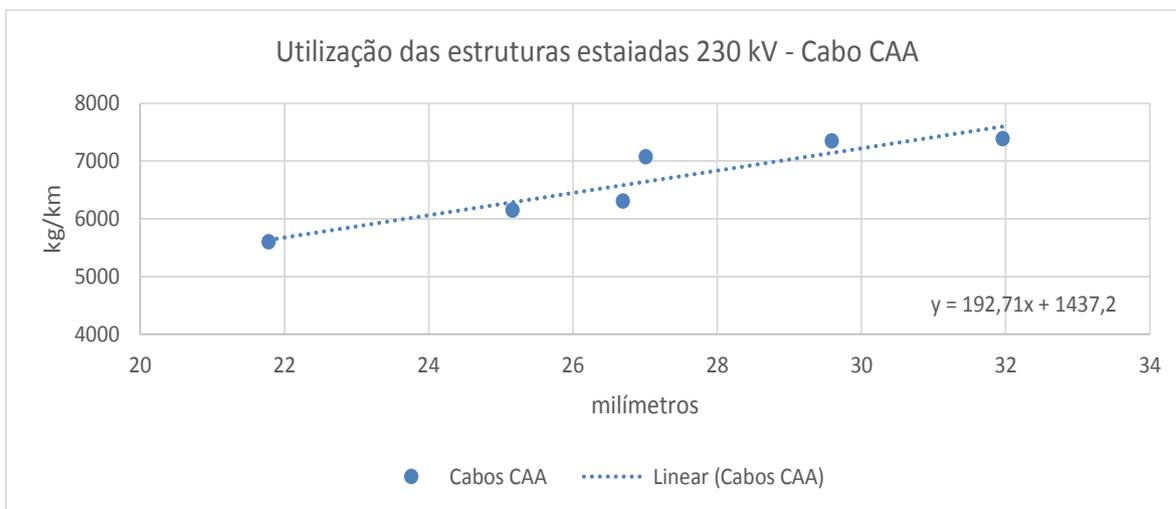
$$\frac{kg}{km} a_{\text{aço}_{CAA}} = 192,71 \cdot d + 1437,2 \quad (30)$$

$$\frac{kg}{km} a_{\text{aço}_{CAL}} = 157,63 \cdot d + 2111,6 \quad (31)$$

$$\frac{kg}{km} a\zeta o_{CALA} = 192,99.d + 1818,3 \quad (32)$$

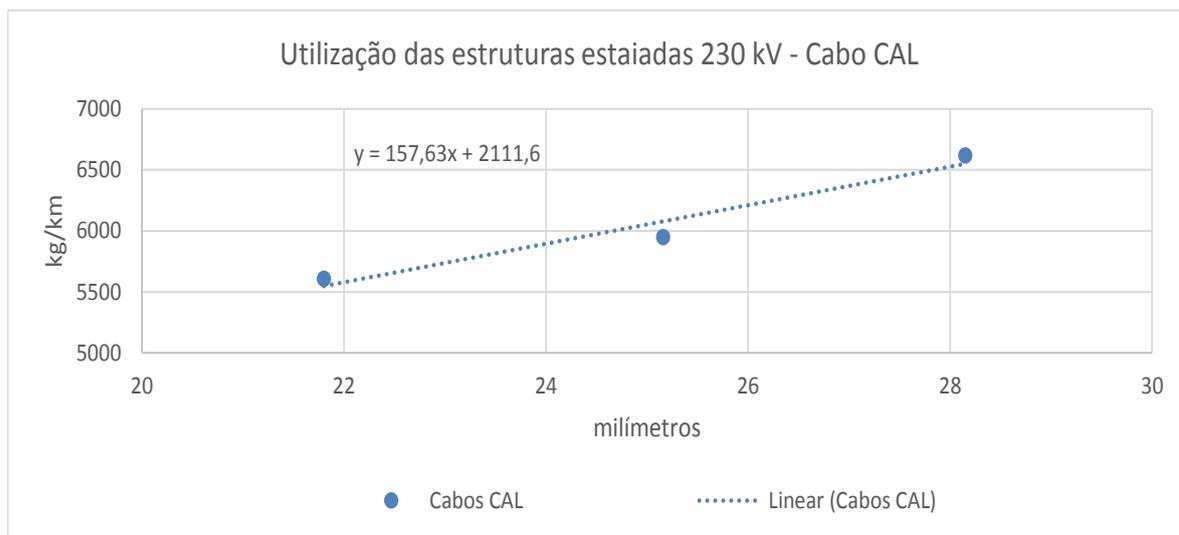
O erro de linearidade entre as Equações (30), (31) e (32) e os valores das Tabelas 19, 20 e 21 são de 6,1%, 2,1% e 2,0%, respectivamente.

Figura 18: Utilização das estruturas estaiadas para os cabos CAA no nível de tensão 230 kV.



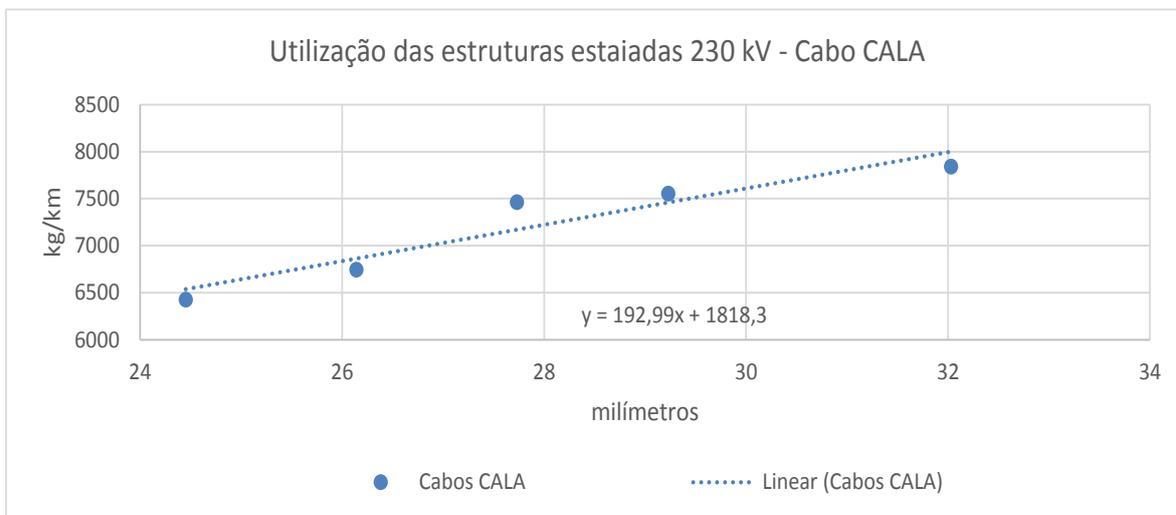
Fonte: Autor.

Figura 19: Utilização das estruturas estaiadas para os cabos CAL no nível de tensão 230 kV.



Fonte: Autor.

Figura 20: Utilização das estruturas estaiadas para os cabos CAA no nível de tensão 230 kV.



Fonte: Autor.

Dessa forma, define-se o vínculo entre os possíveis cabos condutores e os suportes adequados, sendo estes autoportante ou estaiados, para o nível de tensão de 230 kV. Além disso, obtêm-se o valor de kg/km de aço, que será utilizado posteriormente na análise financeira da linha de transmissão.

4. ANALISE FINANCEIRA DOS CABOS E ESTRUTURAS DA LT

O custo comercial dos diferentes tipos de cabos é composto pelo valor da matéria prima, que depende da formação do cabo, e dos impostos do produto. No Brasil, há as seguintes taxações [19]:

- PIS/PASEP – programa de integração social e de formação do patrimônio do servidor público;
- COFINS – contribuição para financiamento de seguridade social;
- IPI – imposto sobre produtos industrializados;
- ICMS – imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação. Para produtos vindos de outro estado da federação para o Rio Grande do Sul, adota-se 12%.

Para calcular o valor bruto do produto, utiliza-se a Equação (33).

$$R\$bruto = \frac{R\$liquido}{1 - \frac{ICMS-PIS-COFINS-IPI}{100}} \quad (33)$$

Onde:

$R\$bruto$ – preço de venda do produto;

$R\$liquido$ – preço do produto sem impostos.

Conforme proposta comercial do fornecedor NEXANS [20], as alíquotas para cabos condutores são dadas na Tabela 23, juntamente com o preço líquido para cada tipo de cabo em R\$/kg.

Tabela 23: Custo dos cabos, com impostos, da fabricante NEXANS[20].

NEXANS					
Tipo de cabo	Custo do cabo [R\$/kg]	PIS/COFINS [%]	IPI [%]	ICMS [%]	TOTAL [R\$/kg]
CA	12	9,25	10	12	17,45
CAA	11	9,25	10	12	16,00
CAL	13	9,25	10	12	18,91
CALA	12	9,25	10	12	17,45
LO-SAG	85	9,25	10	12	123,64

O custo dos cabos da linha de transmissão é calculado conforme Equação (34).

$$R\$cabo = 3.pl.Ccabo \quad (34)$$

Onde:

$R\$cabo$ – preço total do cabo utilizado pela LT [R\$];

p – peso do cabo, conforme catalogo do fabricante [kg/km];

l – comprimento da LT [km];

$Ccabo$ – custo do cabo, disponível em proposta de fornecedores [R\$/kg].

Os fornecedores de aço para as estruturas das linhas de transmissão apresentam o preço bruto do aço, em R\$/tonelada, conforme Tabela 24. Na proposta encontram-se os valores das alíquotas utilizadas, sendo similar ao dos fornecedores de cabos, com exceção do IPI que é isento de acordo com o decreto nº 7.660/2011. Para este trabalho, será utilizado o valor médio dos preços brutos ofertados por quatro fabricantes: BRAFER –CONSTRUÇÕES METÁLICAS S/A, INCOMISA – INDUSTRIA, CONSTRUÇÕES E MONTAGENS INGELEC S/A, MASTER ENERGIA T&D e MILANO ESTRUTURAS.

Tabela 24: Custo do aço, com os impostos inclusos, de diferentes empresas.

EMPRESA	Custo do aço [R\$/t]
BRAFER	6804,45
INCOMISA	6556,62
MASTERENERGIA	6430,00
MILANO	6450,00
MÉDIA	6560,27

O custo aço utilizado nas estruturas da transmissão é calculado conforme Equação (35).

$$R\$aço = pe.l.Caço \quad (35)$$

Onde:

$R\$aço$ – preço total do aço utilizado pela LT [R\$];

pe – peso das estruturas, conforme cálculos das seções 3.2, 3.3 e 3.4 [kg/km];

l – comprimento da LT [km];

$Caço$ – custo do aço, disponível em proposta de fornecedores [R\$/kg].

O custo total de uma linha de transmissão, $R\$LT$ em R\$, pode ser calculado, então através da soma de $R\$cabo$ com $R\$aço$, conforme Equação (36).

$$R\$LT = R\$cabo + R\$aço \quad (36)$$

Compara-se então o valor obtido para os diferentes tipos de cabos, sendo o mais econômico o que apresentar o menor custo total da LT.

5. SOFTWARE DESENVOLVIDO

5.1 Funcionamento do Programa

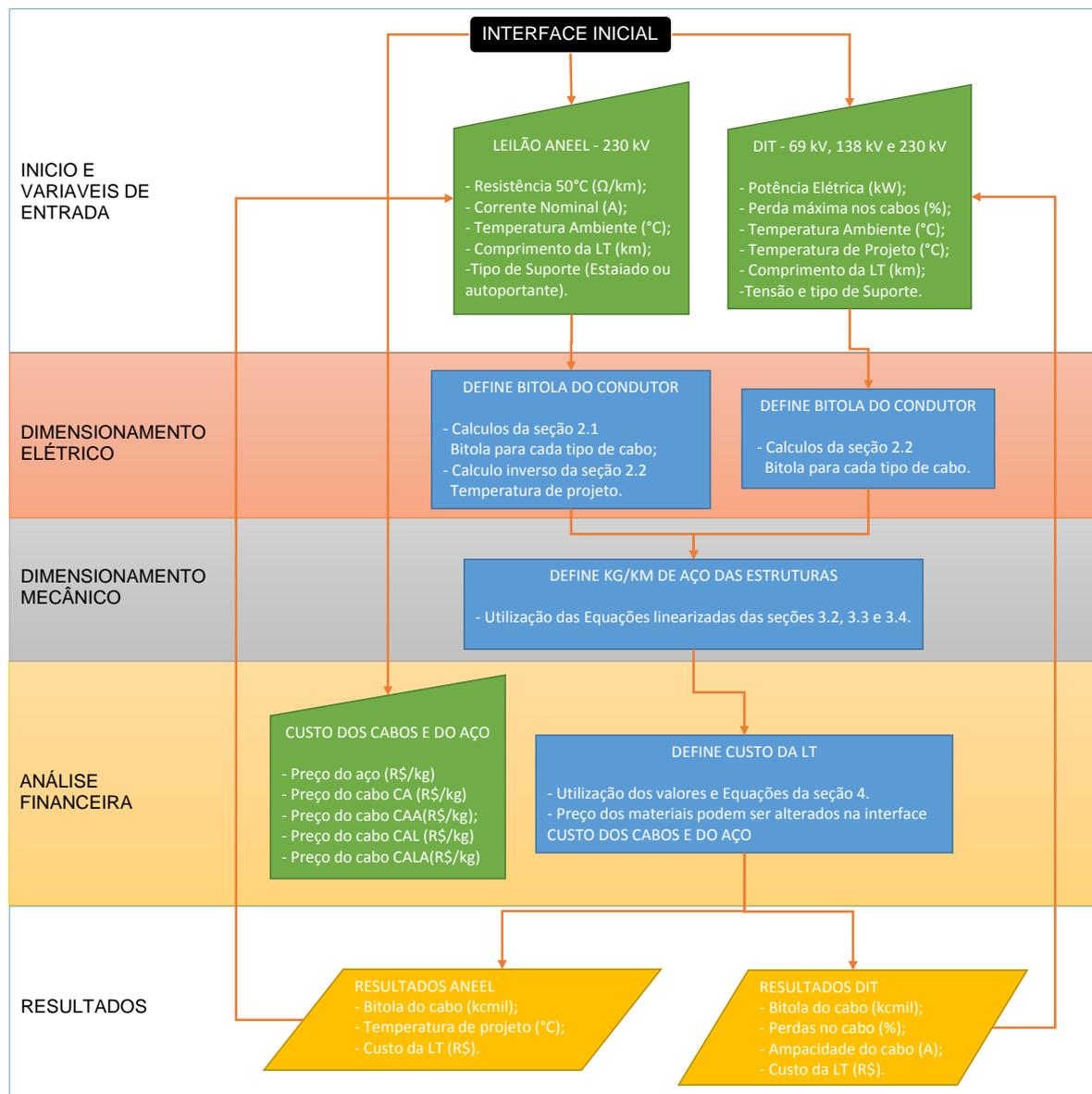
O software, desenvolvido com o intuito de aplicar a metodologia vista nos capítulos anteriores, busca automatizar o processo de definição da bitola do cabo condutor, além de auxiliar na escolha do tipo mais econômico. Ele foi elaborado utilizando um pacote de programas da Microsoft para desenvolvimento de softwares especialmente dedicado ao .NET Framework, chamado Microsoft Visual Studio, versão 12.0, na linguagem Visual Basic, para Windows.

O processo utilizado define o peso por quilômetro de estruturas da LT para cada tipo de cabo. Com o preço do aço das torres e o preço dos cabos, obtêm-se a solução mais econômica. O fluxograma da Figura 21 mostra o processo realizado pelo programa. Além disso, os cabos que são contemplados no software são os informados na Tabela 25.

Tabela 25: Cabos com dados armazenados no software desenvolvido.

Cabos CA		Cabos CAA		Cabos CAL		Cabos CALA	
Bitola [kCM]	Código	Bitola [kCM]	Código	Bitola [kCM]	Código	Bitola [kCM]	Código
336,4	Tulip	336,4	Linnet	394,5	Canton	700	-
477	Cosmos	477	Hawk	559,5	Darien	800	-
636	Orchid	636	Grosbeak	740,8	Flint	900	-
795	Arbustus	715,5	Starling	927,2	Greeley	1000	-
954	Magnolia	795	Tern	-	-	1200	-
1113	Marigold	954	Rail	-	-	-	-
-	-	1113	Bluejay	-	-	-	-

Figura 211: Fluxograma do processo realizado pelo software desenvolvido.



Fonte: Autor.

A utilização do software deverá seguir os seguintes passos:

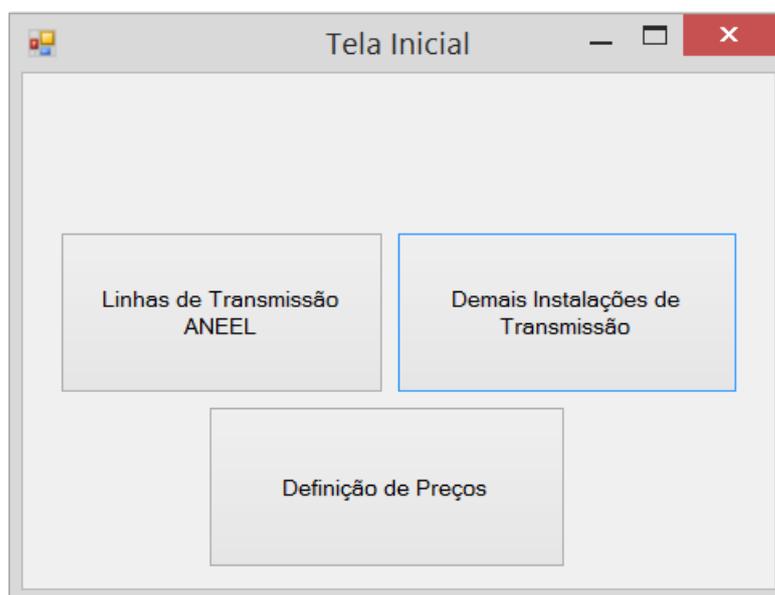
Passo 1: Verificação e alteração do preço dos cabos e do aço para valores atuais.

Na tela inicial do programa, mostrada na Figura 22, deve ser selecionada a opção “Definição de Preços”. Com isso, o programa será direcionado para uma tela com caixas de entrada para inserção dos valores, em R\$/kg, de cada um dos materiais avaliados neste trabalho, conforme Figura 23. Os valores padrões do programa são os definidos na Seção 4. Tendo este passo concluído, volta-se à tela inicial do programa.

Passo 2: Seleção do tipo de linha de transmissão que se quer dimensionar.

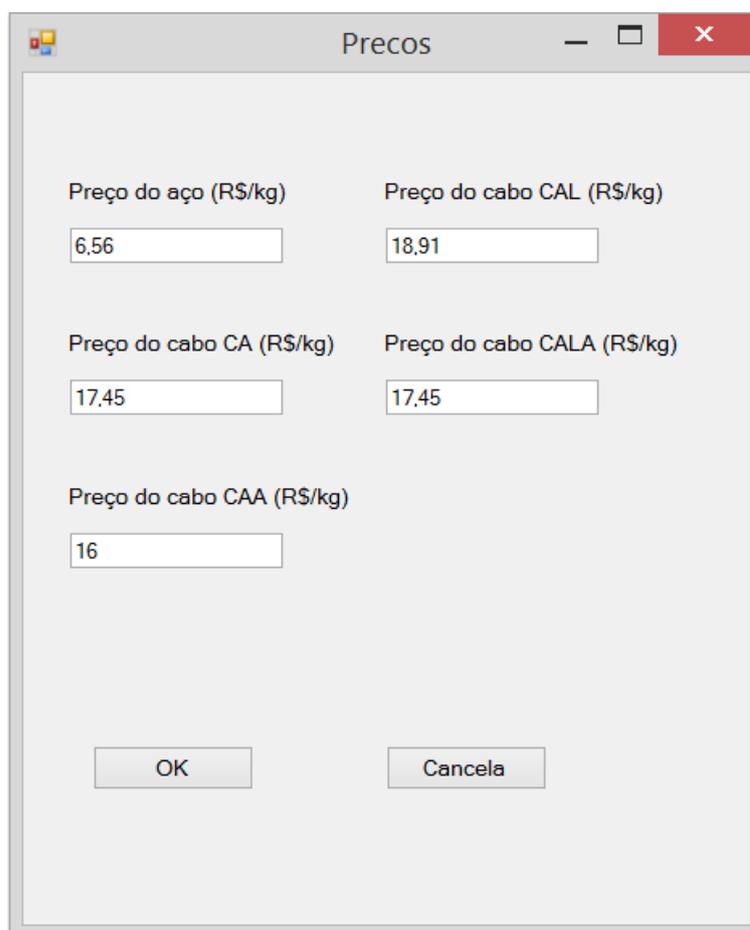
Os estudos da Seção 2 diferenciam-se de acordo com a empresa proprietária da LT. Para o nível de tensão 230 kV de propriedade de transmissores, utiliza-se os editais da ANEEL para obter os dados de entrada para os cálculos, conforme visto na seção 2.1. Para as DIT, pertencentes a concessionárias ou a empresas geradores, a metodologia de cálculo encontra-se na seção 2.2. Novamente na tela inicial, visto na Figura 22, seleciona-se qual metodologia será utilizada.

Figura 22: Tela inicial do software elaborado



.Fonte: Autor.

Figura 23: Tela para inserção dos custos dos materiais estudados



The image shows a software window titled "Precos" with a standard Windows-style title bar (minimize, maximize, close buttons). The window contains five input fields for material prices, each with a label above it. The labels and their corresponding values are:

Material	Price (R\$/kg)
Preço do aço (R\$/kg)	6,56
Preço do cabo CAL (R\$/kg)	18,91
Preço do cabo CA (R\$/kg)	17,45
Preço do cabo CALA (R\$/kg)	17,45
Preço do cabo CAA (R\$/kg)	16

At the bottom of the window, there are two buttons: "OK" and "Cancela".

Fonte: Autor.

Passo 3: Inserção dos dados de entrada.

Os dados que devem ser inseridos como entrada são aqueles descritos no fluxograma da Figura 21, na seção "Início e variáveis de entrada". Para LTs com dados provenientes de leilões da ANEEL, as entradas devem ser inseridas na tela denominada ANEEL, conforme visto na Figura 24. Já para as linhas de concessionárias e unidades geradoras, as entradas devem ser inseridas na tela denominada DIT, conforme mostrado na Figura 25.

Passo 4: Obtenção dos resultados.

Os resultados para ambos tipos de linha são mostrados na mesma tela de inserção das entradas. O cálculo só ocorre se o botão executar for pressionado. Os resultados são separados para cada tipo de cabo e as respostas obtidas são aqueles presentes nas Figuras 24 e 25.

Figura 24: Tela ANEEL

Dados da Linha de Transmissão 230 kV - ANEEL

Resistência 50°C (Ω/km) Temperatura Ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

Corrente nominal (A) Comprimento da LT (km)

Tipo de Suporte

Estaiado
 Autoportante

Executar

Resultados cabo CA

Bitola CA (kcmil) Temperatura de projeto ($^{\circ}\text{C}$) Preço (milR\$)

Resultados cabo CAA

Bitola CAA (kcmil) Temperatura de projeto ($^{\circ}\text{C}$) Preço (milR\$)

Resultados cabo CAL

Bitola CAL (kcmil) Temperatura de projeto ($^{\circ}\text{C}$) Preço (milR\$)

Resultados cabo CALA

Bitola CALA (kcmil) Temperatura de projeto ($^{\circ}\text{C}$) Preço (milR\$)

Fonte: Autor.

Figura 25: Tela DIT

Tensão

69 kV - Autoportante
 138 kV - Autoportante
 230 kV - Autoportante
 230 kV - Estaiado

Dados da Linha de Transmissão - DIT

Potência (kVA) Temperatura Ambiente ($^{\circ}\text{C}$) Temperatura de projeto ($^{\circ}\text{C}$)

Perda máxima (%) Comprimento da LT (km)

Executar

Corrente nominal (A)

Resultados cabo CA

Bitola CA (kcmil) Perdas CA (%) Ampacidade (A) Preço (milR\$)

Resultados cabo CAA

Bitola CAA Perdas CAA (%) Ampacidade (A) Preço (milR\$)

Resultados cabo CAL

Bitola CAL Perdas CAL (%) Ampacidade (A) Preço (milR\$)

Fonte: Autor.

5.2 Aplicação do Programa

Para avaliar o funcionamento do software em relação ao dimensionamento de cabos de LTs para leilão ANEEL, serão utilizados os dados da LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama, proveniente do Edital de Leilão ANEEL 004/2011, Lote E, Anexo 6E.

Os dados da LT são:

- capacidade de corrente (item 1.2.1.2 do Edital ANEEL):
 - capacidade de longa duração: 800 A;
- Perda Joule (item 1.2.2.4 do Edital ANEEL):
 - a resistência de sequência positiva do seccionamento não deve superar a da LT seccionada, igual a $0,0828 \Omega/\text{km}$ a 50°C .
- temp. ambiente de 27°C (dado do projeto);
- comprimento da LT 143 km (dado do projeto);
- torres estaiadas (dado do projeto).

O condutor utilizado nesta LT foi o CAA 795kCM, código Tern.

Aplicando estes valores no software, obtém-se que os cabos condutores dimensionados são os CAA 795kCM, CAL 927,2 kCM e CALA 900 kCM, sendo o CAA795 kCM o mais econômico entre eles, conforme observado na Figura 26. Foram utilizados os preços padrões definidos na Seção 4, para a análise financeira da LT.

Figura 26: Aplicação do software para LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama.

The screenshot shows the ANEEL software interface with the following data:

Dados da Linha de Transmissão 230 kV - ANEEL		Tipo de Suporte	
Resistência 50°C (Ω/km)	0,0828	Temperatura Ambiente (°C)	27
Corrente nominal (A)	800	Comprimento da LT (km)	143
		<input checked="" type="checkbox"/> Estaiado	<input type="checkbox"/> Autoportante
Executar			
Resultados cabo CA			Preço (milR\$)
Bitola CA (kcmil)	795	Temperatura de projeto (°C)	67,58
			N/A
Resultados cabo CAA			Preço (milR\$)
Bitola CAA (kcmil)	795	Temperatura de projeto (°C)	66,79
			15383,46
Resultados cabo CAL			Preço (milR\$)
Bitola CAL (kcmil)	927,2	Temperatura de projeto (°C)	65,72
			16601,87
Resultados cabo CALA			Preço (milR\$)
Bitola CALA (kcmil)	900	Temperatura de projeto (°C)	64,91
			16117,95

Fonte: Autor.

O dimensionamento do cabo condutor para as demais instalações de transmissão será avaliado através dos dados da LT 138 kV São Domingo – Águas Claras. Os dados da LT obtidos no seu projeto básico pertencente a ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A:

- potência a ser transportada de 156 MVA;
- temperatura ambiente de 30°C;
- temperatura de projeto de 60°C;
- comprimento da LT de 53 km;
- perdas máxima de 5% (estipulado).

O condutor utilizado nesta LT foi o CAA 636kCM, código Grosbeak. Este cabo foi utilizado prevendo-se o reaproveitamento de condutor desmontado de outra LT que foi recapitada pela ELETROSUL.

Aplicando estes valores no software, obtém-se que os cabos condutores dimensionados são os CA 636kCM, CAA 636kCM e CAL 740,8kCM, sendo o CA 636kCM o mais econômico entre eles, conforme observado na Figura 27. Foram utilizados os preços padrões definidos na Seção 4, para a análise financeira da LT.

Figura 27: Aplicação do software para LT 138 kV São Domingos – Águas Claras.

The screenshot shows the 'DIT' software interface. It is divided into several sections:

- Tensão:** Radio buttons for 69 kV - Autoportante, 138 kV - Autoportante (selected), 230 kV - Autoportante, and 230 kV - Estaiado.
- Dados da Linha de Transmissão - DIT:**
 - Potência (kVA): 156000
 - Temperatura Ambiente (°C): 30
 - Temperatura de projeto (°C): 60
 - Perda máxima (%): 5
 - Comprimento da LT (km): 53
 - Executar button
- Corrente nominal (A):** 652.66
- Resultados cabo CA:**

Bitola CA (kcmil)	Perdas CA (%)	Ampacidade (A)	Preço (milRS)
636	4.78	876.76	5896.62
- Resultados cabo CAA:**

Bitola CAA	Perdas CAA (%)	Ampacidade (A)	Preço (milRS)
636	4.67	906.02	6456.10
- Resultados cabo CAL:**

Bitola CAL	Perdas CAL (%)	Ampacidade (A)	Preço (milRS)
740,8	4.67	906.02	6102.78

Fonte: Autor.

6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste projeto, foi possível elaborar um programa que dimensionasse os cabos condutores de uma linha de transmissão aérea para as Demais Instalações de Transmissão, pertencentes às concessionárias ou empresas geradoras de energia elétrica e para linhas de transmissão provenientes de leilões da ANEEL através de metodologia adequada, visando obter o menor custo por km de linha.

Diversas condições foram estabelecidas para o dimensionamento mecânico, com o intuito de desenvolver equações de vinculação do peso de aço das estruturas, por comprimento da LT, para cada cabo dimensionado eletricamente. Como resultado, notou-se que, quando a hipótese da quantidade de estruturas ancoragem e de suspensão provou-se próxima dos casos reais, a maior diferença entre o valor do kg/km do aço de estruturas desenvolvido por este trabalho e de casos reais estudados foi de 2,66%, apresentado na Seção 3.2. Já para os casos onde houve maior porcentagem de estruturas de suspensão do que a quantidade prevista pela hipótese, a diferença aumento para um máximo de 11,65%, como visto na Seção 3.4. Isso mostra que linhas longas tem menos suportes de ancoragem do que linhas médias e curtas.

Na Seção 5.2 são mostradas aplicações do programa onde foi obtido o mesmo cabo condutor, proveniente do dimensionamento elétrico, que o utilizado pelas linhas de transmissão já executadas ou em projeto, mas indicando cabo de tipo diferente como mais econômico. Verificou-se assim, que os resultados obtidos pelo programa são satisfatórios e os objetivos propostos na Seção 1.4 foram alcançados.

Por fim, fica para desenvolvimento futuro uma expansão do programa criado, possibilitando a escolha de condutores múltiplos, com dois ou mais cabos por fase, já que esse tipo de configuração é mais comum do que a abordada neste trabalho (um cabo por fase) para linhas aéreas de transmissão provenientes de edital ANEEL. Além disso, é recomendável também estender sua aplicação a níveis de tensão acima de 230 kV, inserindo novos cabos condutores e dados de linhas e estruturas compatíveis a essas tensões, com suas devidas análises.

REFERÊNCIAS

1. ELGERD, OLLE INGEMAR. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil LTDA., 1976.
2. CAMPOS, C. **Curso básico de direito de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2010.
3. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADÉE. A distribuição de energia, 2015. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 31 março 2015.
4. LABEGALINI, P. R. et al. **Projetos Mecânicos das linhas aéreas de Transmissão**. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 1992.
5. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT**, 2015. Disponível em: <<http://www.abnt.org.br/>>. Acesso em: 15 maio 2015.
6. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 07271 - Cabos de Alumínio para Linhas Aéreas**. Rio de Janeiro. 1988.
7. NEXANS FICAP. **Catálogo de cabos especiais para linhas de transmissão aérea**. Nexans. Lorena. 2013.
8. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 07270: Cabos de Alumínio com Alma de Aço para Linhas Aéreas**. Rio de Janeiro. 1988.
9. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR10290 - Cabos de Liga Alumínio-Magnésio-Silício, Nus, para Linhas Aéreas - Especificação**. Rio de Janeiro. 2010.
10. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Documentos LEILÃO 007/2014**. [S.l.]. 2014.
11. GONEN, T. Steady-State Performance of Transmission Lines. In: _____ **Modern Power System Analysis**. Florida: CRC Press, 2013. p. 59.
12. KIESSLING, F. et al. Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction. In: _____ **Section of Conductors**. Berlin: Springer, 2002.
13. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 5422 - Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica -**

- Procedimento.** Brasilia. 1985.
14. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº038/2005-SRT/ANEEL.** Brasília. 2005.
 15. COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Projeto das Torres da Série B - 69 kV.** Porto Alegre. 1983.
 16. ENGETRAN ENGENHARIA DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO LTDA. Home, 2015. Disponível em: <<http://www.engetranengenharia.com.br/index.asp>>. Acesso em: 25 maio 2015.
 17. ENGETOWER ENGENHARIA. Projetos Engetower, 2015. Disponível em: <<http://www.engetower.com.br/>>. Acesso em: 25 maio 2015.
 18. COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Projeto das Torres da Série G - 230 kV.** Porto Alegre. 1990.
 19. BRASIL. **DECRETO Nº 37.699.** Brasilia. 1997.
 20. NEXANS. A Nexans, 2015. Disponível em: <http://www.nexans.com.br/eservice/Brazil-pt_BR/navigate_222484/A_Nexans.html>. Acesso em: 29 maio 2015.

Anexo A

Tabela de peso por altura das estruturas estudadas neste trabalho.

Tabela das estruturas tipo BZ e BN (CEEE).

TORRE BZ		TORRE BN	
Altura [m]	P.Unit. [kg]	Altura [m]	P.Unit. [kg]
11	1555,0	10	1825,0
12	1659,0	11	1945,0
13	1755,0	12	2053,0
14	1871,0	13	2181,0
15	2019,0	14	2390,0
16	2160,0	15	2498,0
17	2256,0	16	2626,0
18	2372,0	17	2758,0
19	2520,0		
20	2733,0		
21	2829,0		
22	2945,0		
23	3093,0		
24	3253,0		
25	3593,0		
26	3697,0		
27	3793,0		
28	3909,0		
29	4057,0		
30	4217,0		

Tabela das estruturas tipo HS e HA (ENGETOWER).

TORRE HS		TORRE HA	
Altura [m]	P.Unit. [kg]	Altura [m]	P.Unit. [kg]
10	1625	10	2008,9
11	1709,4	11	2110,1
12	1828,2	12	2248,1
13	1930,6	13	2369,7
14	2054,6	14	2514,9
15	2067,9	15	2695,3
16	2369,9	16	2962,1
17	2472,3	17	3083,7
18	2596,3	18	3228,9
19	2725,6	19	3409,3
20	2844,4	20	3540
21	2946,8	21	3661,6
22	3162,0	22	3806,8
23	3246,4	23	3987,2
24	3365,2		
25	3467,6		
26	3591,6		
27	3768,3		
28	3887,1		
29	3989,5		
30	4113,5		
31	3585,1		

Tabela das estruturas tipo CS e CA (ENGETOWER).

TORRE CS		TORRE CA	
Altura [m]	P.Unit. [kg]	Altura [m]	P.Unit. [kg]
15	2501,5	13,5	3312,6
16,5	2691,1	15	3587,4
18	2900,7	16,5	3828,6
19,5	3186,3	18	4110,2
19,5	3328,8	18	4465,6
21	3518,4	19,5	4740,4
22,5	3728,0	21	4981,6
24	4013,6	22,5	5263,2
24	3965,2	22,5	5261,5
25,5	4154,8	24	5536,3
27	4364,4	25,5	5777,5
28,5	4650,0	27	6059,1
28,5	4748,4	27	6513,1
30	4938,0	28,5	6787,9
31,5	5147,6	30	7029,1
33	5433,2	31,5	7310,7
34,5	5726,8	33	7667,9

Tabela das estruturas tipo GZ e GN (CEEE).

TORRE GZ		TORRE GN	
Altura [m]	P.Unit. [kg]	Altura [m]	P.Unit. [kg]
14	2569,4	14	3982,0
15	2661,8	15	4118,4
16	2787,0	16	4323,2
17	2905,0	17	4453,6
18	3026,6	18	4643,6
19	3315,8	19	4801,6
20	2447,8	20	5017,6
21	3563,0	21	5647,6
22	3681,0	22	5778,0
23	3802,6	23	5968,0
24	3933,4	24	6126,0
25	4091,8	25	6342,0
26	4286,2	26	6503,7
27	4404,2	27	6634,1
28	4525,8	28	6824,1
29	4656,6	29	6982,1
30	4815,0	30	7198,1
31	5253,2		
32	5371,2		
33	5492,8		
34	5623,6		
35	5782,0		

Tabela das estruturas tipo MS e A (ENGETOWER).

TORRE MS		TORRE A	
Altura [m]	P.Unit. [kg]	Altura [m]	P.Unit. [kg]
15	1813,0	13,5	3168
16,5	1868,0	15	3377
18	1921,0	16,5	3608
19,5	2001,0	18	3873
21	2055,0	19,5	4167
22,5	2109,0	21	4616
24	2164,0	22,5	4881
25,5	2243,0	24	5175
27	2297,0	25,5	5417
28,5	2351,0	27	5682
30	2405,0	28,5	5976
31,5	2477,2		
33	2551,5		
34,5	2628,0		
36	2706,8		

Tabela das estruturas tipo IAE e IAA (ENGETOWER).

TORRE IAE		TORRE IAA	
Altura [m]	P.Unit. [kg]	Altura [m]	P.Unit. [kg]
18	2252,0	18	3494,0
19,5	2333,5	19,5	4387,8
21	2389,5	21	4589,0
22,5	2446,0	22,5	4759,4
24	2502,5	24	4983,0
25,5	2583,6	25,5	5273,0
27	2640,0	27	5984,0
28,5	2696,5	28,5	6185,2
30	2753,0	30	6355,6
31,5	2834,1	31,5	6579,2
33	2890,5	33	6869,2
34,5	2947,0		
36	3003,5		