



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-
BRASILEIRA**

INSTITUTO DE ENGENHARIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS

David Sabino Dantas da Silva

**METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE REDE COLETORA
SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO EM PARQUE EÓLICO**

ACARAPE

2021

DAVID SABINO DANTAS DA SILVA

**METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE REDE COLETORA
SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO EM PARQUE EÓLICO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Instituto de Engenharia e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-brasileira (UNILAB) como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias.

Orientador: Prof. Me. Humberto Icaro Pinto Fontinele.

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Silva, David Sabino Dantas da.

S586m

Metodologia de dimensionamento de rede coletora subterrânea de
média tensão em parque eólico / David Sabino Dantas da Silva. -
Redenção, 2021.

78f: il.

Monografia - Curso de Engenharia De Energias, Instituto De
Engenharias E Desenvolvimento Sustentável, Universidade da
Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção,
2021.

Orientador: Humberto Icaro Pinto Fontinele.

1. Parque Eólico. 2. Redes de Média Tensão. 3. Condutores
Isolados. 4. Condução de Corrente. I. Título

CE/UF/BSCA

CDD 621.042

**METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE REDE COLETORA
SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO EM PARQUE EÓLICO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia de
Energias da UNILAB como parte dos
requisitos para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia de Energias.

Aprovado em: 14 de Abril de 2021.

BANCA EXAMINADORA

Humberto Ícaro Pinto Fontinele

Prof. Me. Humberto Ícaro Pinto Fontinele (IEDS/UNILAB).

Presidente da Banca Examinadora

Hermínio Miguel de Oliveira Filho

Prof.^a Dr. Hermínio Miguel de Oliveira Filho (IEDS/UNILAB)

Membro da Banca Examinadora

Ranoyca Nayana Alencar Leão e Silva Aquino

Prof. Dra. Ranoyca Nayana Alencar Leão e Silva Aquino (IEDS/UNILAB)

Membro da Banca Examinadora

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Romana e Edmilson, por toda uma vida de dedicação aos filhos, por todo incentivo nos momentos mais difíceis e compressão quanto a minha ausência enquanto eu me dedicava à realização deste trabalho.

À minha namorada/mulher/companheira de vida, Leticia Oliveira, pelo suporte e companheirismo exercidos diariamente.

Aos meus irmãos, Edmilson Filho e demais irmão, por todo suporte durante essa jornada.

Aos amigos que fiz nessa árdua jornada: José, Thales, Mateus, Werley, Diego e Cícero. Obrigado por todo suporte e amizade durante a graduação, sem vocês o resultado poderia ser o mesmo, mas a trajetória perderia a graça.

Ao meu orientador Prof. Me. Humberto Icaro, por toda sua disponibilidade e apoio na realização deste trabalho.

Aos demais envolvidos, direta ou indiretamente, meu muito obrigado.

“Eu sou apenas um rapaz latino-americano,
sem dinheiro no banco, sem parentes
importantes e vindo do interior”

*(Apenas um Rapaz Latino Americano,
Belchior)*

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo apresentar a metodologia de dimensionamento para redes de média tensão subterrânea, através de um estudo de caso de uma rede coletora de um complexo eólico, em nível de tensão de 34,5 kV. O dimensionamento se dará em três etapas, a primeira será utilizando a metodologia apresentada pela NBR 14039 para instalações de média tensão, nível de tensão entre 1,0 e 34,5 kV. A segunda etapa se dá na utilização de uma norma internacional, IEC 60949, para determinação da corrente de curto circuito admissível nos condutores isolados utilizados no estudo de caso. E, por fim, será realizada uma análise da capacidade de condução de corrente, através da NBR 11301, de um grupo de condutores em condições de instalação não previstas na NBR 14039 e que poderiam impactar no correto funcionamento das instalações. Os resultados obtidos são, o dimensionamento da rede coletora de média tensão de um parque eólico e uma proposta alternativa para as condições de instalação em um determinado trecho da rede subterrânea, para se evitar um impacto crítico na capacidade de condução dos cabos aplicados.

Palavras-chave: Parques Eólicos, Redes de Média Tensão, Condutores Isolados e Capacidade de Condução de Corrente.

ABSTRACT

The present work aims to present the dimensioning methodology for underground medium voltage networks, through a case study of a collection network of a wind farm, at a voltage level of 34.5 kV. The dimensioning will take place in three stages, the first will be using the methodology presented by NBR 14039 for medium voltage installations, voltage level between 1.0 and 34.5 kV. The second step is the use of an international standard, IEC 60949, for determining the permissible short circuit current in the isolated conductors used in the case study. And, finally, an analysis of the current conduction capacity will be carried out, through NBR 11301, of a group of conductors in installation conditions not foreseen in NBR 14039 and that could impact the correct functioning of the installations. The results obtained are the dimensioning of the medium voltage collector network of a wind farm and an alternative proposal for the installation conditions in a certain section of the underground network, in order to avoid a critical impact on the conduction capacity of the applied cables.

Key-words: Wind Farms, Medium Voltage Networks, Insulated Conductors and Current Conduction Capacity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Energética Brasileira	14
Figura 2 - Matriz Energética Mundial	14
Figura 3 - Oferta Interna de Energia Elétrica	15
Figura 4 – Capacidade instalada de Geração.....	16
Figura 5 – Capacidade Instalada Eólica Mundial.....	16
Figura 6 – Diagrama Simplificado de Parque Eólico.....	17
Figura 7 – Moinho de Vento de James Blyth.	20
Figura 8 – Esquema Genérico de Aerogerador.	21
Figura 9 – Aumento do diâmetro do rotor.....	22
Figura 10 – Exemplo simplificado de parque eólico.....	23
Figura 11 – Topologia básica de um parque eólico.....	24
Figura 12 – Ramal Trifásico com proteção de chave religadora.....	25
Figura 13 – Condutor de Alumínio com Alma de Aço.	26
Figura 14 – Arranjo Radial Simples.....	27
Figura 15 – Arranjo Ramificado.....	28
Figura 16 – Arranjo em Anel e em Anel Parcial	29
Figura 17 – Componentes de um condutor isolado.	30
Figura 18 – Formação de Condutores.....	31
Figura 19 - Fasores de sistema trifásico desbalanceado	33
Figura 20 - Sistemas de Sequências	34
Figura 21 - Carga Ligada em Y com neutro aterrado.....	38
Figura 22 - Cargas ligadas em Δ	39
Figura 23 - Parâmetros para dimensionamento da capacidade de condução.	50
Figura 24 - Representação da imagem do cabo influência.....	56
Figura 25 - Detalhe da seção de vala - cabos de MT.....	59
Figura 26 – Cenário 01 - Disposição Preliminar dos Circuitos.....	68
Figura 27 – Cenário 02 – Disposição de Circuitos.....	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Descrição dos componentes do aerogerador.....	22
Tabela 2 – Características de isolamento.....	32
Tabela 3 - Fatores médios de K_1 , K_2 , K_3 e K_4	36
Tabela 4 - Métodos de instalação.	41
Tabela 5 - Capacidade de condução.	44
Tabela 6 - Fatores de correção para temperaturas de solo diferente de 20°C	45
Tabela 7 - Fator de correção para resistividade térmica.....	45
Tabela 8 - Fator de correção para agrupamento de circuitos - Método de referência H.	45
Tabela 9 - Temperaturas Características dos Condutores.	46
Tabela 10 - Fatores K e β	48
Tabela 11 - Constantes X e Y	48
Tabela 12 - Constantes térmicas.....	49
Tabela 13 - Valores de constante dielétrica e fator de perdas da isolamento.	52
Tabela 14 - Resistividade elétrica e coeficiente de temperatura	53
Tabela 15 - Características gerais da RMT.	58
Tabela 16 - Divisão dos Circuitos	58
Tabela 17 - Informações dos condutores.....	60
Tabela 18 - Impedâncias de sequência positiva calculada.	61
Tabela 19 - Corrente nominal dos circuitos.....	62
Tabela 20 - Resultados de perdas de potência.....	63
Tabela 21 - Resultados da queda de tensão.	64
Tabela 22 - Resultados de correção de corrente.	65
Tabela 23 - Correntes de curtos-circuitos admissíveis.....	66
Tabela 24 - Corrente de curto-circuito admissível na blindagem.....	67
Tabela 25 - Parâmetros de perdas de isolamento.....	69
Tabela 26 - Perdas na isolamento.	69
Tabela 27 - Parâmetros de cálculo de perdas na blindagem.....	69
Tabela 28 - Perdas nas blindagens.....	70
Tabela 29 - Resistências térmicas de isolamento.....	70
Tabela 30 - Perdas na cobertura.	70
Tabela 31 - Fatores de cálculo da capacidade de corrente.	71
Tabela 32 - Capacidade de condução - cenário 1.	72
Tabela 33 - Distanciamento do Cenário 02.	74
Tabela 34 - Capacidade de condução - cenário 02.....	74
Tabela 35 – Resultados Dimensionamento do Parque Beta-I.	82
Tabela 36 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-II.....	83
Tabela 37 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-III.	83
Tabela 38 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-IV	84
Tabela 39 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-V	85
Tabela 40 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-VI.....	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PROÁLCOOL	Programa Nacional do Álcool;
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia;
RMT	Rede de média tensão;
SEP	Sistema elétrico de potência;
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica;
NBR	Norma Brasileira

LISTA DE SÍMBOLOS

\vec{Z}_P	Impedância de sequência positiva;
R_P	Resistência de sequência positiva;
X_P	Reatância indutiva de sequência positiva;
R_{CC}	Resistência própria do condutor a corrente contínua;
Y_p	Fator que corrige o efeito de proximidade entre os cabos;
Y_s	Fator de correção para o efeito pelicular da distribuição de corrente no condutor.
K_1 :	Fator que depende do diâmetro dos fios elementares do condutor;
K_2	Fator que depende do tipo de encordoamento do condutor;
K_3	Fator que depende do tipo de reunião dos cabos, com caso de cabos multipolares;
ρ_{20}	Resistividade do material condutor;
a_{20}	Coefficiente de temperatura do condutor;
T	Temperatura do condutor;
S	Seção do condutor;
D_c	Diâmetro do condutor;
D_{mg}	Distância média geométrica do conjunto dos cabos;
r_c	Raio do condutor;
\vec{Z}_z	Impedância de sequência zero;
R_z	Resistência de sequência zero;
X_z	Reatância indutiva de sequência zero;
K_4	Fator que leva em consideração o tipo da blindagem;
ρ_b	resistividade do material da blindagem
a_b	Coefficiente de temperatura do material da blindagem;
T_b	Temperatura do material da blindagem;
S_b	Seção reta da blindagem;
P_{perdas}	Perdas de potência no condutor;
L	Comprimento do condutor;
I	Corrente que circula no cabo;
U_{Qt}	Queda de tensão no trecho do circuito;
I_{max}	Máxima corrente que circula no condutor;
$\cos \emptyset$	Fator de potência do circuito;
F_{RT}	Fator de correção por resistividade térmica do solo;
F_T	Fator de correção por temperatura do solo;
F_N	Fator de correção por agrupamentos de circuitos;
$I_{corrigida}$	Corrente corrigida pelos fatores de correção;
$I_{codutor}$	Capacidade de condução de corrente;
I	Corrente de curto-circuito máxima admissível;
I_{cc}	Corrente de curto-circuito adiabática;
ε	Fator que leva em conta as perdas de calor nos componentes adjacentes;
t	Tempo de duração de curto circuito, em segundos;
K	Constante que depende do material condutor;
Tf	Temperatura limite de curto-circuito;
Ti	Temperatura máxima para serviço contínuo;

β	inverso do coeficiente de variação da resistência com a temperatura do condutor;
X	Fator de contato térmico;
Y	Fator de contato térmico;
σ_2	Calor específico volumétrico do meio adjacente a blindagem;
σ_3	Calor específico volumétrico do meio adjacente a blindagem;
ρ_2	Resistividade térmica do meio adjacente a blindagem;
ρ_3	Resistividade térmica do meio adjacente a blindagem;
σ_1	Calor específico volumétrico da blindagem;
δ	Espessura da blindagem;
F	fator que leva em consideração a imperfeição de contato entre o condutor e materiais adjacentes;
$\Delta\theta$	Diferença de temperatura entre o condutor e o meio ambiente;
W_d	Perdas na isolação;
T_1	Resistência térmica da isolação;
T_2	Resistência térmica do acolchoamento entre a capa e armação metálica;
T_3	Resistência térmica da capa externa;
T_4	Resistência térmica externa do cabo;
λ_1	Relação entre as perdas da blindagem e as perdas do condutor;
λ_2	Relação entre as perdas na armação e as perdas do condutor;
f	Frequência do sistema;
V_0	Valor eficaz da tensão entre o condutor e a blindagem da isolação;
$tg\delta$	Fator de perdas na isolação;
C	Capacitância da isolação;
ε	Constante dielétrica relativa à isolação;
D_i	Diâmetro sobre isolação;
d_{bi}	Diâmetro do condutor, incluindo a camada semicondutora;
t_s	Espessura da blindagem;
D_b	Diâmetro da blindagem;
ρ_i	Resistividade térmica da isolação;
t_i	Espessura da blindagem;
ρ_3	Resistividade térmica da capa externa;
t_3	Espessura da capa externa;
ρ_4	Resistividade térmica do solo;
L_e	Distância da superfície do solo ao eixo do trifólio;
D_e	diâmetro externo do condutor;

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Contextualização.....	14
1.2. Objetivos.....	18
1.2.1. Geral	18
1.2.2. Específicos.....	18
1.3. Motivação	18
1.4. Organização do Trabalho.....	19
2. DIMENSIONAMENTOS DE CONDUTORES EM PARQUES EÓLICOS.....	20
2.1. Parques Eólicos.....	20
2.2. Redes de Média Tensão	24
2.2.1. Redes de Média Tensão Aéreas.....	25
2.2.2. Redes de Média Tensão Subterrâneas	26
2.2.3. Arranjos Físicos das Redes Coletoras de Parques Eólicos.....	27
2.3. Condutores Isolados de Média Tensão	29
2.3.1.1. Condutor	30
2.3.1.1. Blindagem semicondutora interna	31
2.3.1.2. Isolação	31
2.3.1.3. Blindagens semicondutora externa	32
2.3.1.4. Blindagem metálica	32
2.3.1.5. Capa de externa.....	32
3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	33
3.1. Impedâncias de Sequência do Condutor.....	33
3.1.1. Impedância de Sequência Positiva	35
3.1.2. Reatância Indutiva de Sequência Positiva.....	37
3.1.3. Impedância de Sequência Zero.....	37
3.2. NBR 14039 - Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.....	40
3.2.1. Métodos de Referência de Instalação	41
3.2.2. Perdas De Potência	42
3.2.3. Queda de Tensão	42
3.2.4. Correção da Capacidade de Condução dos Condutores	43
3.3. IEC 60949: <i>Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects</i>	46
3.3.1. Corrente de Curto Circuito Admissível no Condutor.....	47
3.3.1. Corrente de Curto Circuito Admissível na Blindagem.....	48

3.4.	NBR 11301: Cálculo da capacidade de condução de corrente de cabos isolados em regime permanente (fator de carga 100%).....	50
3.4.1.	Capacidade de Condução de Corrente.....	51
3.4.2.	Perdas na Isolação	51
3.4.3.	Fator de Perdas na Blindagem.....	52
3.4.4.	Resistências Térmicas da Internas.....	53
3.4.4.1.	Resistência Térmica da Isolação.....	54
3.4.4.2.	Resistência Térmica da Cobertura	54
3.4.5.	Resistência Térmica Externa	54
4.	MEMORIAL DE CÁLCULO.....	57
4.1.	Caracterização do Complexo Eólico em Estudo.....	57
4.2.	Características Gerais das Instalações	57
4.3.	Características dos Condutores Aplicados.....	60
4.3.1.	Impedância de Sequência Positiva	60
4.4.	Resultados.....	61
4.4.1.	Cálculo da Corrente Nominal.....	61
4.4.2.	Perdas de Potência.....	62
4.4.3.	Queda de Tensão	63
4.4.4.	Corrente Corrigida.....	64
4.4.5.	Corrente de Curto-Circuito Admissível no Condutor e na Blindagem	66
4.4.6.	Avaliação da Capacidade de Condução - NBR 11301	67
4.4.6.1.	Perdas na Isolação.....	68
4.4.6.2.	Fator de Perdas na Blindagem	69
4.4.6.3.	Resistências Térmicas Internas.....	70
4.4.6.3.1.	Resistência Térmica da Isolação	70
4.4.6.3.1.	Resistência Térmica da Cobertura.....	70
4.4.6.4.	Capacidade de Condução de Corrente	70
5.	CONCLUSÕES.....	77
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
	APÊNDICE A – RESULTADOS DO DIMENSIONAMENTO DA RMT.....	82
	APÊNDICE B – CENÁRIO 02 - VALA PROPOSTA	87

1. INTRODUÇÃO

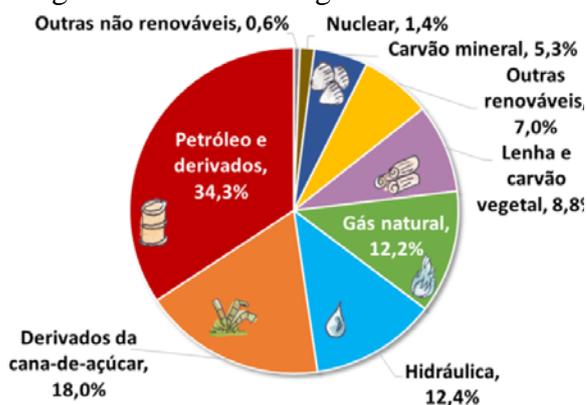
1.1. Contextualização

A busca por independência e segurança energética faz com que, cada vez mais, os países busquem investir em fontes alternativas de energia, diminuindo, assim, a dependência de suas matrizes energéticas em combustíveis fósseis. Além disso, se sobressai o debate sobre os problemas ambientais relacionadas a utilização de combustíveis fósseis em larga escala, devido a emissão de CO₂ na atmosfera. (SIMAS, 2012).

Dessa forma, uma matriz energética diversificada, com participação significativa de fontes renováveis na produção de energia se apresenta como uma boa alternativa para os fatores apresentados anteriormente. Pois, se reduz uma possível vulnerabilidade de interrupções no suprimento, bem como, diminui a dependência de combustíveis fósseis, consequentemente o uso, amortizando, os impactos ambientais causados. (CAMPOS., 2018)

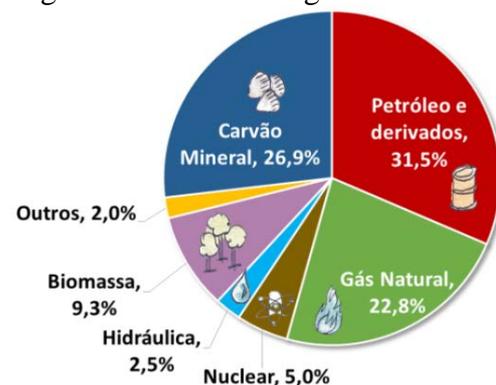
Nesse contexto, a matriz energética brasileira se caracteriza como uma matriz diversificada, com relevante participação de fontes renováveis. Pode-se perceber através da comparação entre a matriz energética brasileira, Figura 1, e a matriz energética mundial, Figura 2, onde, O Brasil tem uma participação de 46,2% de sua matriz energética baseada em fontes renováveis, enquanto na matriz energética mundial as fontes renováveis representam um média de 13,8%.

Figura 1 - Matriz Energética Brasileira.



Fonte: (EPE., 2021)

Figura 2 - Matriz Energética Mundial



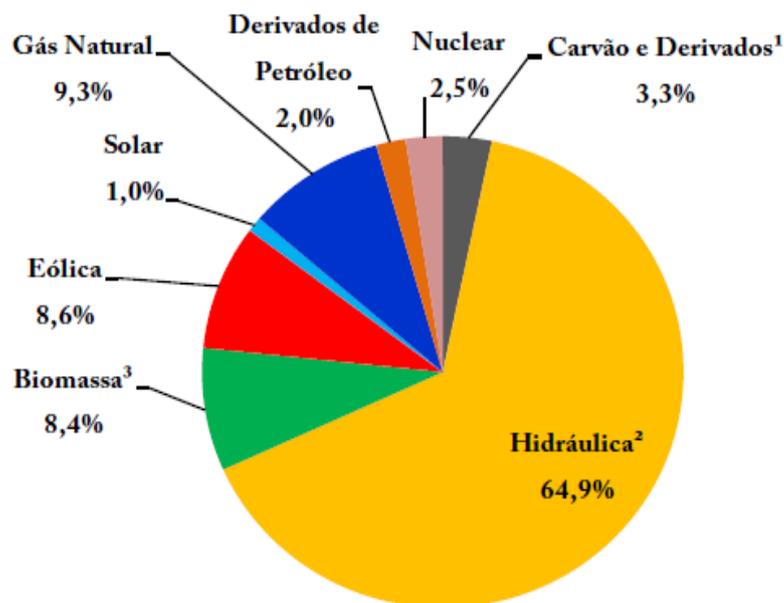
Fonte: (EPE., 2021)

A inserção das fontes renováveis na matriz energética brasileira se dá em grande parte pela aplicação de políticas públicas de incentivo ao uso dessas fontes. A partir da década de 50 se inicia uma série de investimentos em projetos de geração hidrelétrica, onde se ocorre um período de aceleração na construção de usinas, saindo de uma potência instalada de 1183 MW, em 1950, para 4479 MW em 1963. (OLIVEIRA, 2018). Em meio à crise do petróleo na década

de 1970, o Programa Nacional do Álcool (PROÁLCOOL), se apresenta como uma alternativa a utilização de combustíveis fósseis, por meio da utilização de biocombustível a base de cana de açúcar, como o etanol (NITSCH, 1991). Outro programa de incentivo, foi criado em 2002, o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA). O PROINFA entra em ação no ano de 2002, incentivando a produção a partir de três fontes alternativas: energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas e usinas térmicas a base de biomassa. O programa gerou resultados significativo referente a fonte eólica, ajudando a consolidar essa fonte alternativa na matriz elétrica brasileira. (WENCESLAU, 2013).

A energia eólica representa 8,6% da oferta interna de energia elétrica, conforme Figura 3 no ano de 2019 a geração a partir dessa fonte cresceu cerca de 15,5%, com relação ao ano de 2018, e a potência instalada cresceu 6,90%, chegando a um valor total de potência instalada de 15,378 GW (EPE., 2020).

Figura 3 - Oferta Interna de Energia Elétrica

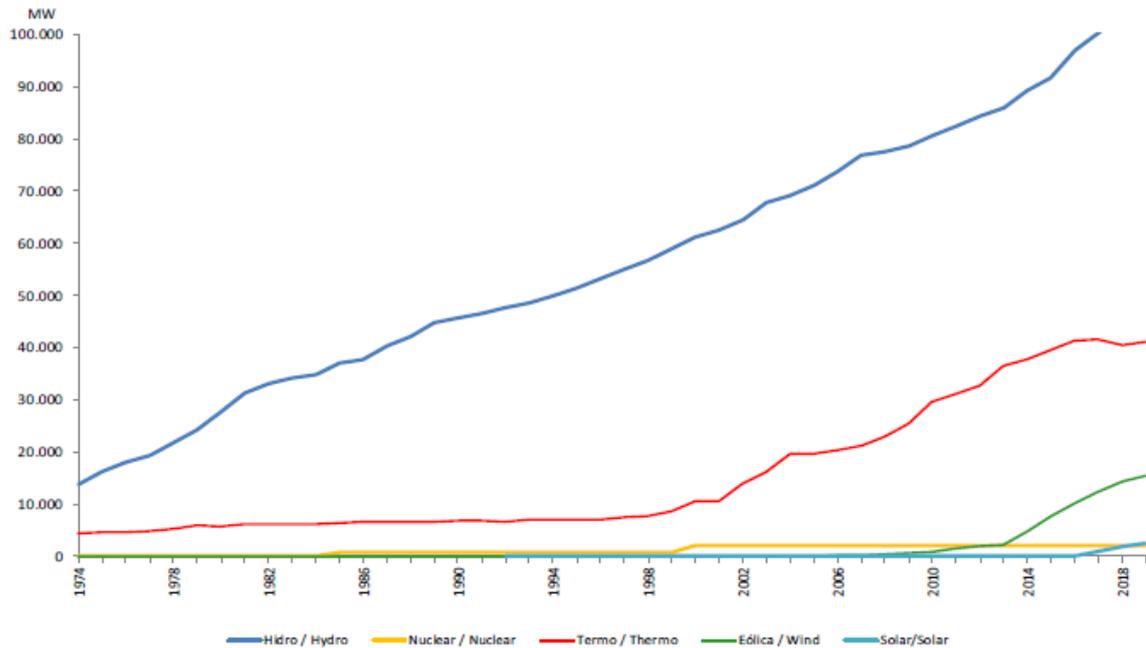


Fonte: (EPE., 2020)

Na Figura 4 – Capacidade instalada de Geração. encontram-se a curva de crescimento da potência instalada no tempo, separado por fontes de geração de energia elétrica. Observa-se, como esperado, que a fonte com maior potência instalada vem da fonte hídrica, seguida pelas termoelétricas e na terceira posição temos a energia eólica. A energia eólica tem duas fases de crescimento, como pode-se perceber no gráfico. A primeira entre meados da década de 2000 e

aproximadamente o ano de 2013, que tem um ritmo menos acelerado de crescimento. E a segunda fase, onde se tem um crescimento bem mais acentuado da potência instalada.

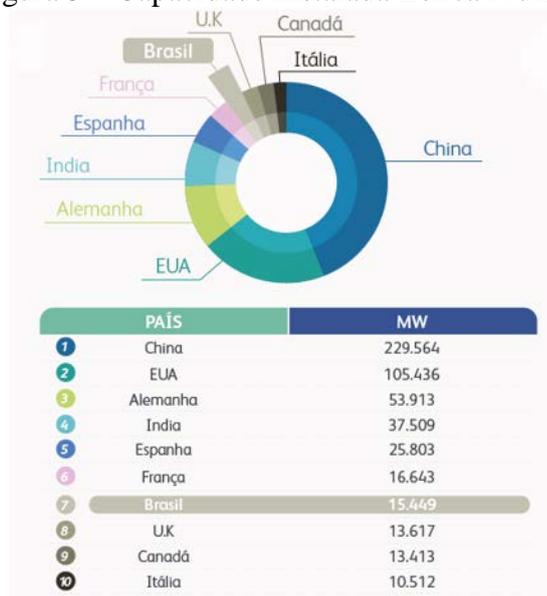
Figura 4 – Capacidade instalada de Geração.



Fonte: (EPE., 2020)

Com relação a potência instalada, atualmente o Brasil ocupa a 7ª posição no ranking mundial onshore. A China lidera o pódio com mais de 229,564 GW de potência instalada, seguida por Estados Unidos e Alemanha, que contêm 105,436 e 56,913 MW, respectivamente. Na Figura 5 é apresentado o ranking de capacidade de instalação.

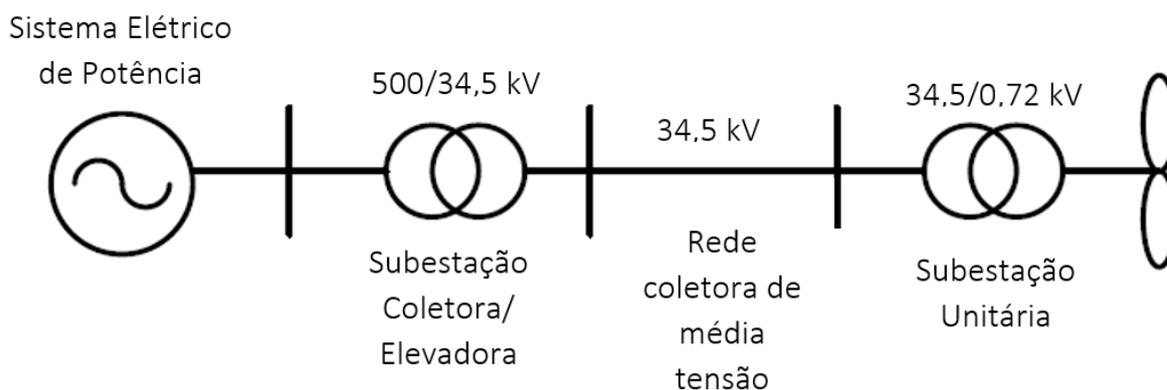
Figura 5 – Capacidade Instalada Eólica Mundial



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA E ENERGIA EÓLICA, 2020)

Na Figura 6 está representado um diagrama simplificado de um sistema de geração eólica. O sistema é composto por aerogeradores, responsáveis pela conversão da energia dos ventos em energia elétrica, através de subestações unitária, que elevam o nível de tensão gerada para o nível adequado para distribuição. Por fim, uma rede coletora de média tensão é responsável por conectar toda a rede de aerogeradores e fazer o transporte de energia gerada para uma subestação, que tem a função de coletar a energia gerada e elevar seu nível de tensão para conexão no sistema elétrico de potência. Essa subestação chamada de subestação coletora/elevadora. (WANG, JIN, *et al.*, 2015)

Figura 6 – Diagrama Simplificado de Parque Eólico.



Fonte: Adaptado (WANG, JIN, *et al.*, 2015)

Conforme apresentado na Figura 6, as redes de média tensão (RMT), aplicadas em parque eólicos, exercem função de extrema importância dentro do sistema, pois são responsáveis por conduzir a energia gerada até a barra secundária da subestação coletora, que fará o ponto de conexão com o sistema elétrico de potência (SEP). Assim torna-se fundamental, o correto dimensionamento da RMT, principalmente quanto aos seus condutores.

As redes coletoras de média tensão podem ser do tipo convencional aéreo ou do tipo subterrânea. As redes aéreas são caracterizadas, resumidamente, por utilizarem condutores de alumínio flexíveis nus, apoiados ou ancorados em cadeias de isoladores que são instalados em cruzetas de postes. Enquanto, as redes subterrâneas utilizam condutores isolados, de cobre ou alumínio, que podem ser dispostos na configuração de diretamente enterrados, ou com a utilização de dutos corrugados, ou dispostos em canaletas fechadas instaladas no solo. (KAWABATA, 2018)

Nesse trabalho é explorado o dimensionamento de condutores subterrâneos em redes de média tensão de parques eólicos, onde são aplicados métodos previstos nas normas NBR 14039

Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV, IEC *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*, e NBR 11301 - Cálculo da Capacidade de Condução de Corrente de Cabos Isolado em Regime Permanente (fator de carga 100%).

1.2. Objetivos

1.2.1. Geral

O presente trabalho tem por objetivo apresentar a metodologia de dimensionamento de cabos para redes de média tensão, através do estudo de caso de uma rede coletora de um complexo eólico, que operam em um nível de tensão de 34,5 kV.

1.2.2. Específicos

Para se alcançar o objetivo geral deste trabalho, os seguintes objetivos específicos são desenvolvidos.

- Especificar os condutores aplicados em rede coletora de média tensão subterrânea;
- Dimensionar as instalações elétricas de acordo com a norma de instalação elétricas de média tensão, NBR 14039;
- Avaliar como a capacidade de condução dos condutores, em instalações subterrâneas, é impactada pela influência térmica mútua dos cabos diretamente enterrados, através da NBR 11301;

1.3. Motivação

O principal fator que motivou o desenvolvimento deste trabalho diz respeito a dificuldade de se encontrar na literatura trabalhos que abordem de maneira ampla os métodos utilizados para um dimensionamento básico de redes de média tensão subterrâneas. Encontrase mais facilmente literatura segmentada sobre o tema.

Portanto, no presente trabalho buscou-se estruturar logicamente a sequência de procedimentos a serem seguidos para o correto dimensionamento dos condutores aplicados a uma RMT subterrânea, considerando os parâmetros de dimensionamento de condutores a vistas da NBR 14039 Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV, a determinação da corrente máxima admissível de curto circuito nos condutores, baseados na IEC *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*,

e a avaliação da capacidade de condução através da NBR 11301 - Cálculo da Capacidade de Condução de Corrente de Cabos Isolado em Regime Permanente (fator de carga 100%).

1.4. Organização do Trabalho

Assim sendo, estruturou-se o trabalho em cinco capítulos, os quais são: Capítulo 2 - DIMENSIONAMENTOS DE CONDUTORES EM PARQUES EÓLICOS, Capítulo 3 – METODOLOGIA DE CÁLCULO, Capítulo 4 – MEMORIAL DE CÁLCULO e Capítulo 5 - CONCLUSÕES.

No capítulo 2 serão apresentados os conceitos bases sobre geração eólica e apresentação dos componentes de um aerogerador. Em seguida, segue com uma introdução das redes de média tensão, do tipo aéreas e subterrâneas, apresentando os materiais aplicados e métodos de instalação além suas principais aplicações. Além disso, o capítulo também apresenta as características dos condutores isolados aplicados em RMTs subterrâneas.

No capítulo 3 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o dimensionamento de redes de média tensão, apresentando as metodologias propostas na literatura e em normas vigentes, nacionais e internacionais.

O capítulo 4 é apresentado um estudo sobre o dimensionamento de rede coletora de média tensão de um complexo eólico, sendo esse composto por 6 parques eólicos e divididos em 20 circuitos. Diante disso, será aplicado as metodologias apresentadas no capítulo anterior para o dimensionamento de sua rede coletora de média tensão, nível de tensão 34,5kV.

Por fim, teremos o capítulo 5, que trará as conclusões obtidas no trabalho em questão, além de apresentar sugestões de trabalhos futuros.

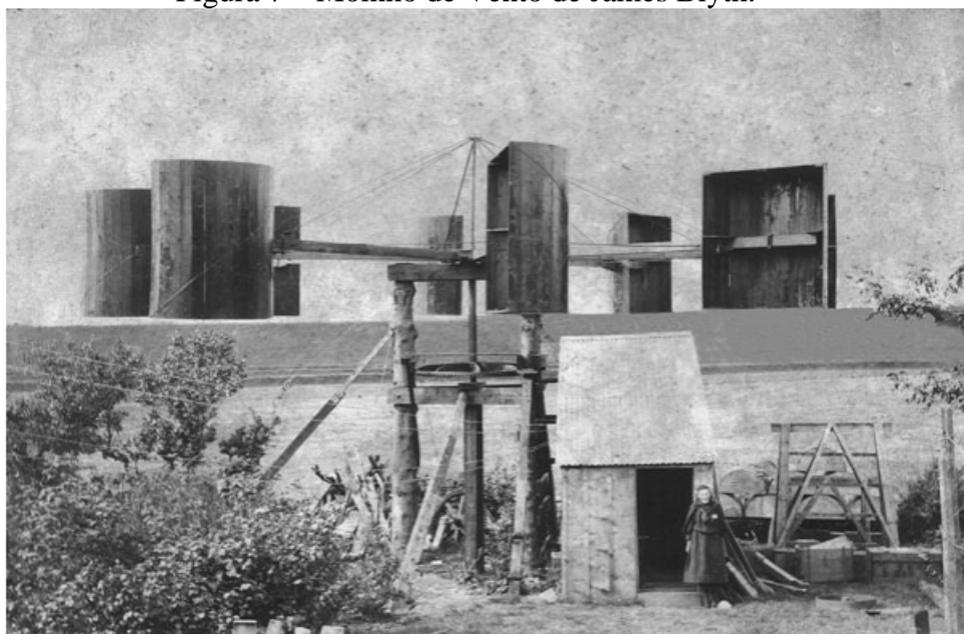
2. DIMENSIONAMENTOS DE CONDUTORES EM PARQUES EÓLICOS

O presente capítulo tem por objetivo apresentar conceitos básicos relacionados a aerogeradores e parques eólicos. Além disso, são apresentados os componentes básicos de uma RMT e as topologias de instalação, dando ênfase à aplicação em parques eólicos. E por fim, é exposto conceitos sobre condutores aplicados em média tensão, cabos nus e isolados, onde deve-se contemplar as características construtivas e exemplo de aplicações.

2.1. Parques Eólicos

É datado do século III d.C. a aparição das primeiras máquinas projetadas para extrair energia dos ventos para executar trabalho. Essa tecnologia foi utilizada durante séculos, sendo aplicada para sistemas de bombeamento de água, moagem de grãos e produção de óleo vegetal. (SIMAS, 2012). As primeiras máquinas voltadas para obtenção de energia elétrica foram desenvolvidas no século XIX, pelo engenheiro eletricitista James Blyth (1839-1906). Tratava-se de uma máquina de eixo vertical, com 10 metros de altura, que era utilizada para alimentar um circuito de iluminação. (PINTO, 2014). Na Figura 7 pode-se ver a máquina desenvolvida por James.

Figura 7 – Moinho de Vento de James Blyth.



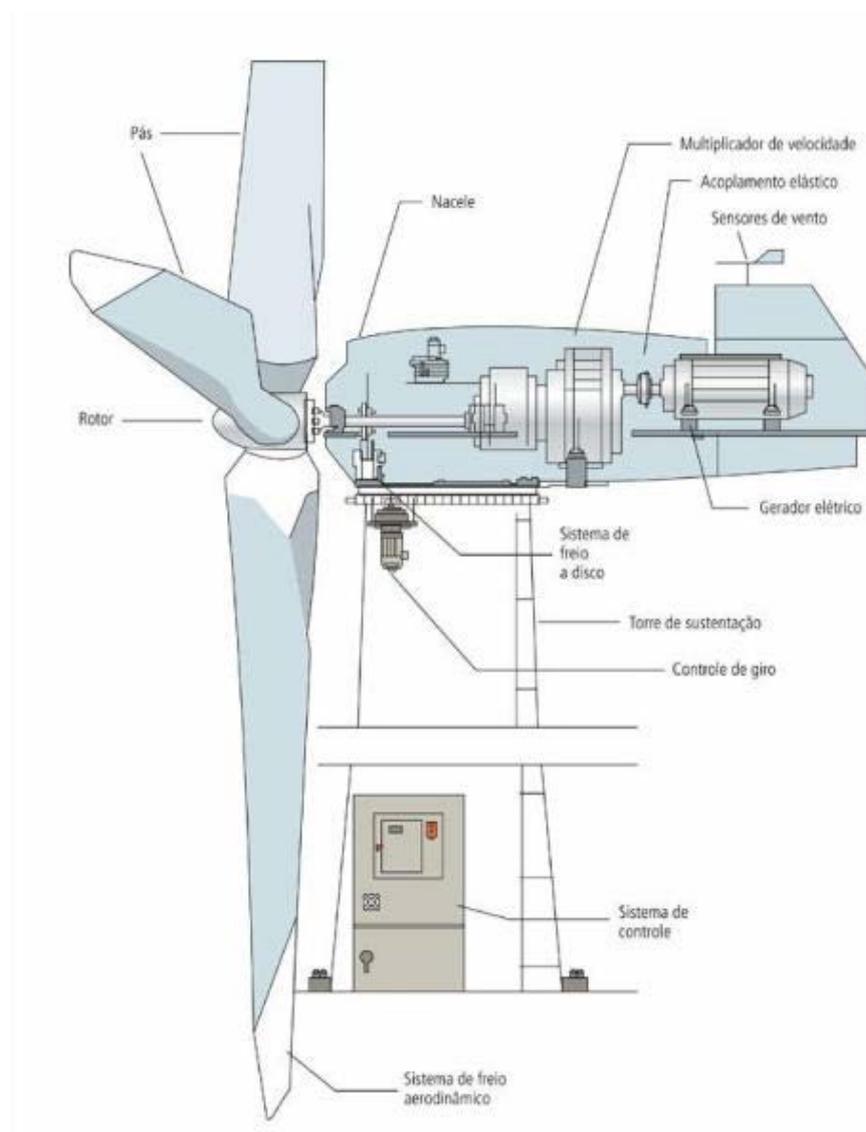
Fonte: (PRICE, 2005)

A turbina eólica é o equipamento utilizado para converter a energia dos ventos em energia mecânica, e essa é convertida em energia elétrica através de um gerador. Existem dois os tipos de classificação para turbinas, as turbinas de eixo vertical e as de eixo horizontal.

Embora muitas alternativas tenham sido desenvolvidas, no sentido de se obter um design de turbina mais eficiente, a turbina de eixo horizontal, com três pás igualmente espaçadas, foi adotada pelo mercado de turbinas comerciais, como o padrão. (PINTO, 2014). Dessa forma, esta seção se limitará a apresentar os componentes de uma turbina do tipo eixo horizontal, com três pás igualmente espaçadas.

Aerogeradores podem ser divididos em três grupos construtivos, o sistema captor, o sistema de transmissão mecânica e o sistema de geração elétrica. Quando integrados, o aerogerador se apresenta como um conjunto de alta complexidade eletromecânica. (SECO, 2015). Na Figura 8 é apresentada um esquema genérico de um aerogerador de eixo horizontal, a três pás igualmente espaçadas, com a indicação dos componentes. Uma breve descrição dos componentes encontra-se na Tabela 1.

Figura 8 – Esquema Genérico de Aerogerador.



Fonte: (AP ENERGIAS RENOVAVEIS, 2018)

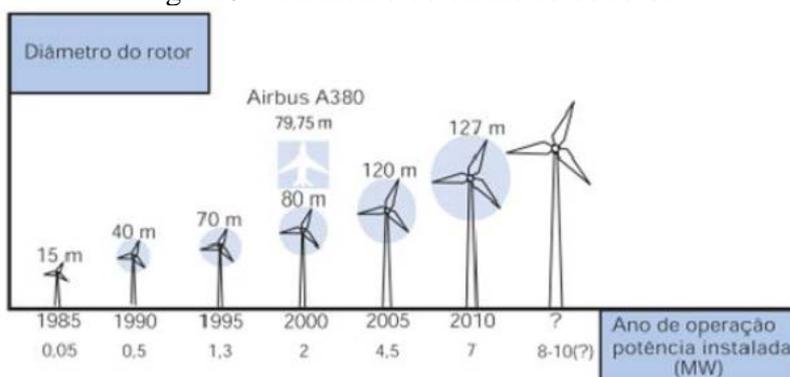
Tabela 1 – Descrição dos componentes do aerogerador.

Componente	Descrição
Sistema de Controle	Localizado, geralmente, na base da turbina, este sistema é aonde está localizado todos os comandos responsáveis por monitorar e controlar a turbina, como por exemplo: dados vindos dos sensores de temperatura e velocidade, comando de parada ou partida da turbina, sistema de freios, ângulo de ataque das pás, entre outros.
Torre de sustentação	Estrutura vertical que sustenta toda a estrutura superior, podem ser construídas em aço ou em concreto.
Rotor	Peça central da turbina, localizada na parte superior e responsável por acoplar as pás em sua estrutura e o eixo principal.
Pás	Elemento onde a massa de ar irá incidir, gerando forças aerodinâmicas na estrutura, de forma a contribuir com torque resultante no eixo
Nacele	Estrutura localizada na parte superior da turbina e serve como uma espécie de carcaça, onde ficam localizadas a caixa de engrenagem, o gerador e outros componentes de menor tamanho.
Multiplicador de Velocidade	Responsável por transmitir a potência vinda do rotor para o gerador, através de um conjunto de engrenagem que multiplica a velocidade entregue pelo rotor.
Acoplamento Elástico	Acopla o multiplicador ao gerador elétrico.
Gerador Elétrico	Responsável por converter a energia mecânica do eixo em energia elétrica

Fonte: Adaptado (SPINO, 2019)

A potência disponível no vento é proporcional ao cubo de sua velocidade e ao quadrado da área varrida pelas pás do aerogerador. Sendo a área diretamente proporcional ao quadrado do raio do rotor, a potência disponível no vento é proporcional ao quadrado do raio do rotor. (OLIVEIRA, 2015). Dessa forma, para se extrair mais potência do vento, aumenta-se o comprimento das pás. Na Figura 9 é exibido o crescimento dos diâmetros médios dos rotores de 1985 a 2010.

Figura 9 – Aumento do diâmetro do rotor.

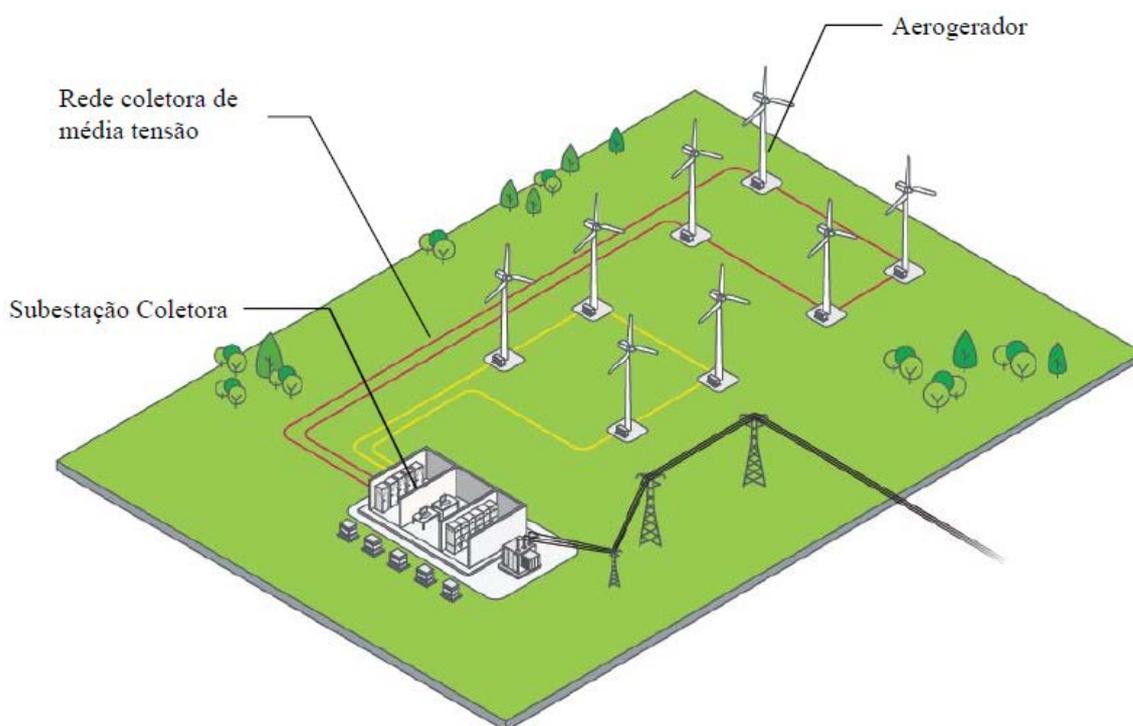


Fonte: (PINTO, 2014)

Atualmente existem no mercado máquinas com diâmetros de rotor maiores, conseqüentemente, maior potência. A exemplo da máquina V150-6.0 MWTM da Vestas, com 4,2MW de potência nominal e 150 metros de diâmetro de rotor, e da SG 5.0-145 da Siemens Gamesa, com 5,0MW de potência e 145 metros de diâmetro de rotor.

Parques Eólicos podem ser definidos com um conjunto de aerogeradores interligados eletricamente através de uma rede coletora, que conduz a energia gerada para a subestação coletora. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), define, por meio de portaria, que para que um grupo de aerogeradores sejam considerados do mesmo parque, eles devem estar situados dentro de um raio de até dez quilômetros da posição da torre de medição anemométrica do referido parque, para algumas situações e com raio de até seis quilômetros. Sendo essa torre de medição anemométrica um item obrigatório para cada parque eólico. (BRASIL, 2011).

Figura 10 – Exemplo simplificado de parque eólico



Fonte: Adaptado (WERKHAUSER, 2011)

A Figura 10 exhibe, de forma didática, uma representação simplificada de um parque eólico, onde percebe-se a presença dos principais componentes. Os aerogeradores, elementos que convertem a energia dos ventos em energia elétrica e a rede coletora de média tensão, responsável por interligar eletricamente os aerogeradores pertencentes ao mesmo circuito, interligar os circuitos a subestação e transportar a energia produzida até a SE Coletora. A

subestação coletora/elevadora, que tem a função de coletar toda energia transportada pela rede coletora e elevar seu nível de tensão para conectar-se o parque eólico ao sistema elétrico.

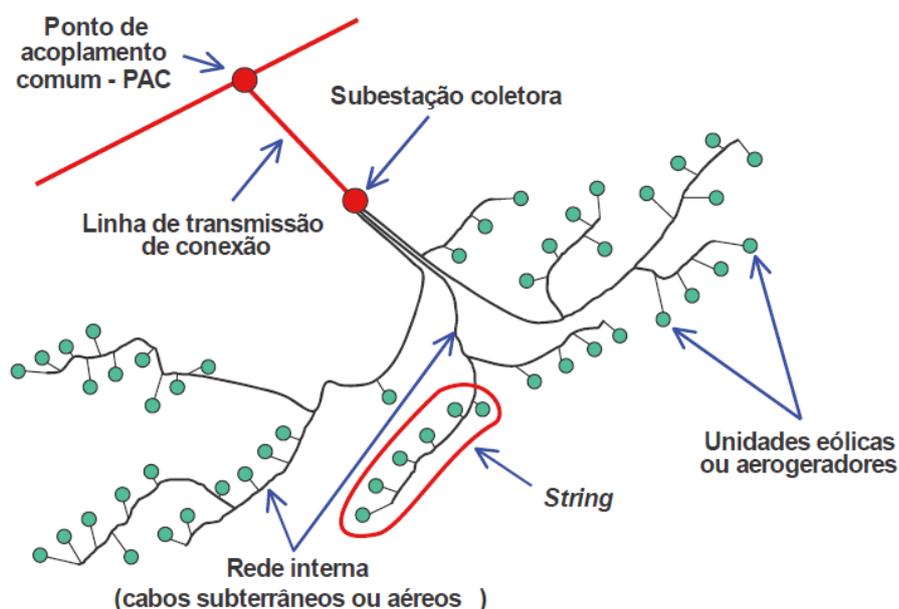
Além disso, a ilustração facilita a visualização do percurso que a energia faz até o ponto de conexão com o sistema e como a rede coletora de média tensão, que tem papel crucial nesse processo. Dessa forma, entendendo a relevância das RMTs nos processos de geração de energia eólica, pretende-se aprofundar a discussão sobre as redes coletoras na próxima seção.

2.2. Redes de Média Tensão

O objetivo de uma rede de média tensão é transportar a energia elétrica em qualquer ponto de interligação da instalação, com qualidade, ou seja, sem qualquer desvio de magnitude, tampouco de forma de onda ou frequência da tensão ou da corrente. (COELHO, 2010). As RMTs podem ser classificadas de acordo com seu tipo de instalação, podendo ser do tipo aéreas ou do tipo subterrâneas.

As redes coletoras de média tensão são instalações, em nível comum de tensão de 34,5kV, como exemplo na Figura 11, podem ser realizadas de maneira integral em rede aérea, ou subterrânea, ou ainda pode-se seguir uma terceira via, compondo um sistema misto com trechos em redes subterrâneas e outros com rede convencional aérea.

Figura 11 – Topologia básica de um parque eólico.



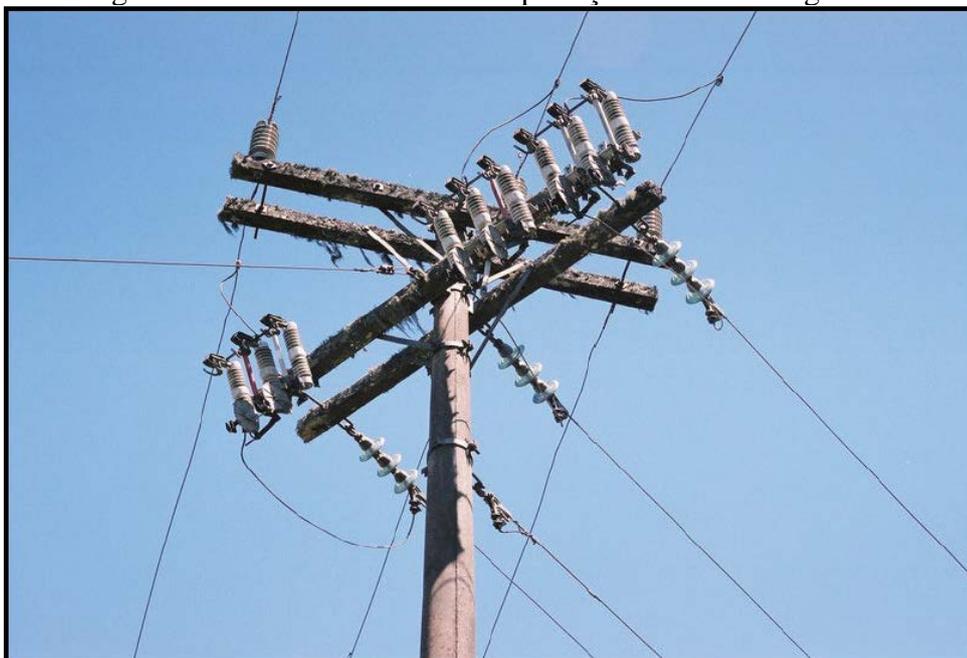
Fonte: (MOURA, LIMA, *et al.*, 2018)

2.2.1. Redes de Média Tensão Aéreas

No Brasil, a grande maioria das redes de distribuição são do tipo aérea. O desempenho dessas redes depende das características dos materiais aplicados, como também das características do meio em que ela está aplicada. (COELHO, 2010)

A rede de média tensão convencional aérea é caracterizada pela utilização de condutores nu, sobre isoladores, que são fixados horizontalmente sobre postes. (VELASCO, LIMA e COUTO, 2006). Além dos condutores e isoladores fazem parte da RMT aérea todos os componentes elétricos e estruturais, como para-raios, seccionadores, postes, cruzetas e etc.. (KAWABATA, 2018). Na Figura 12 é exposto um exemplo de estrutura utilizada nas redes aéreas.

Figura 12 – Ramal Trifásico com proteção de chave religadora.



Fonte: (COELHO, 2010)

Os condutores aplicados a esse tipo de instalação, geralmente, são condutores nus de alumínio. Eles apresentam custo de aquisição inferior aos condutores de cobre nu, além disso tem densidade volumétrica menor que a do cobre, propiciando assim melhores relações de peso por comprimento. Além disso, esse condutor assume excelentes propriedades mecânicas quando se é aplicado uma alma de aço no núcleo do condutor. (FILHO, 2005) Na Figura 13 pode-se ver um cabo de alumínio com alma de aço, de um fabricante nacional de condutores.

Figura 13 – Condutor de Alumínio com Alma de Aço.



Fonte: Condispar¹

Os componentes mais comuns aplicados nas redes aéreas são divididos em duas categorias, os elementos estruturais e os elementos elétricos. Nos equipamentos estruturais se têm os postes, as cruzetas, os isoladores dos tipos pino Hi-top, porcelana e pilar. Para os equipamentos elétricos pode se citar os transformadores, os religadores, as chaves tipo fusível e tipo faca, os para-raios e os reguladores de tensão.

2.2.2. Redes de Média Tensão Subterrâneas

A implantação de redes de média tensão subterrâneas no Brasil começou início do século XX, onde a concessionária de energia elétrica dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo iniciou a implementar redes subterrâneas em seus sistemas. Entretanto, diferentemente da Europa, no Brasil não ocorreu uma difusão dessa condição de instalação entre as concessionárias. (INACIO e GOMES, 2018)

Essa alternativa de instalação necessita de um investimento maior durante a implementação, devido a necessidade de uma infraestrutura civil, como abertura de valar ou construção de banco de dutos. Outro fator que eleva o custo de implementação se refere aos condutores. Os condutores têm custo de aquisição mais elevado em relação aos condutores utilizados em redes aéreas, devido necessidade de aplicação de mais tecnologias para cabos do tipo isolado, para seu correto funcionamento. (INACIO e GOMES, 2018)

Entretanto, apesar de um maior custo de implantação as redes subterrâneas mostram-se mais econômicas devido aos baixos custos com manutenção durante seu período de operação. Nesse contexto, pode-se destacar, também, uma maior confiabilidade no fornecimento, uma

¹ Disponível em: < <http://conduspar.com.br/produtos/cabos-nus/aluminio-com-alma-de-aco-cao/>>. Acesso em: 10/04/2021

vez que, ao contrário das redes aéreas, a exposição a agentes externo que possam danificar as redes são minimizadas. (GAVA, 2011)

Os condutores utilizados nas redes de média tensão subterrâneas, podem ser instalados em condição de diretamente enterrada, bem como com a utilização de dutos corrugados. Na seção 2.3 deve-se abordar com detalhes as características dos condutores aplicados a instalações subterrâneas de média tensão.

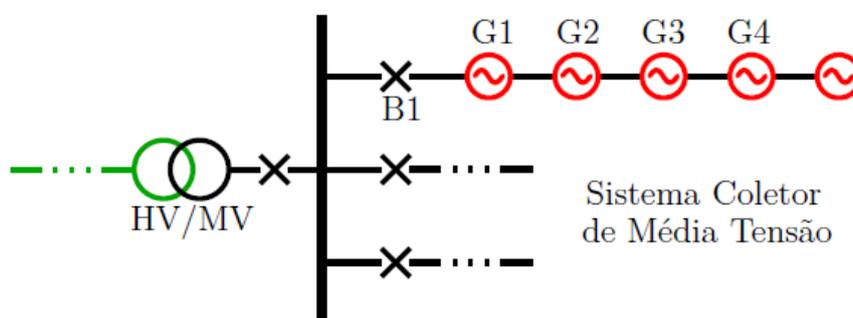
2.2.3. Arranjos Físicos das Redes Coletoras de Parques Eólicos

Denomina-se por rede coletora à rede de média tensão que interliga eletricamente os aerogeradores de um determinado parque eólico e a subestação coletora elevadora. Pode-se executar essa conexão em diversas formas distintas. Os arranjos físicos mais comuns aplicados a parque eólicos são: Radial Simples, Ramificada, Anel e Anel Parcial. (GOMES, 2018)

Dentre os arranjos supracitados, o mais simples é o radial simples, que é representado esquematicamente na Figura 14. Nessa topologia, interligam-se os aerogeradores de um circuito em série. O circuito que interliga os aerogeradores à subestação é fechado através de uma única linha alimentadora, o que possibilita a essa configuração isolar falhas em trechos intermediários e continuar em operação com potência reduzida.

Porém, caso ocorra algum problema no trecho do circuito ente o último aerogerador e a subestação, perde-se a conexão com todo o circuito. Dessa forma, confere-se uma baixa confiabilidade a esse arranjo. (OLIVEIRA, 2016)

Figura 14 – Arranjo Radial Simples.



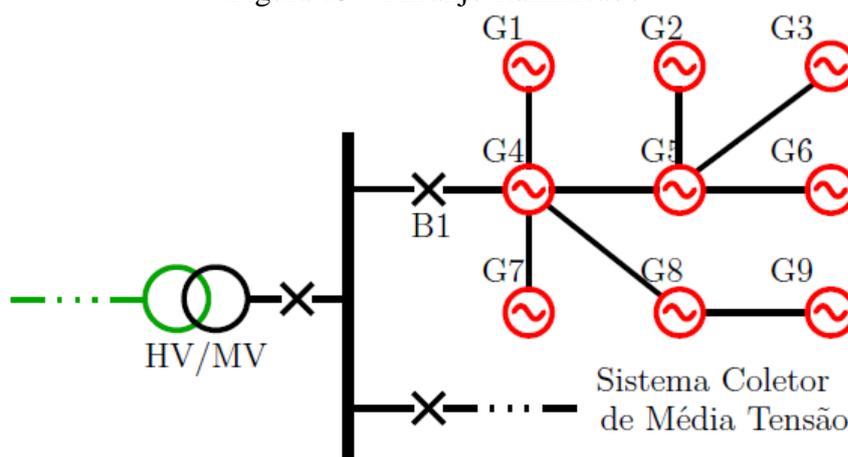
Fonte: (GOMES, 2018)

O arranjo ramificado, apresentado na Figura 15, se caracteriza pela conexão de aerogeradores, ou séries de aerogeradores, a um aerogerador no fim da linha, de onde partem os condutores para conexão na subestação. Dessa forma, têm-se no último aerogerador uma conexão de aerogeradores, ou série de aerogeradores, em paralelo. Como no arranjo simples,

nesse arranjo utiliza-se apenas de um percurso para a energia gerada, que é o trecho do circuito entre o aerogerador em final de linha e a subestação.

Com relação a confiabilidade do sistema, percebe-se que o arranjo ramificado leva vantagem sobre o arranjo radial simples, nos casos de dano em trechos de circuito independente, onde não há impacto nos demais trechos. Entretanto, tratando-se do trecho que interliga os aerogeradores a subestação, nível de confiabilidade é semelhante ao arranjo simples. (GOMES, 2018)

Figura 15 – Arranjo Ramificado



Fonte: (GOMES, 2018)

Na Figura 16 são apresentados os arranjos do tipo em anel e anel parcial, (a) e (b) respectivamente. No arranjo em anel, interligam-se todos os aerogeradores em série, a exemplo do arranjo radial simples, porém, derivam-se dois trechos de circuito para a subestação, um de cada aerogerador situados nos extremos da série de aerogeradores.

Dessa forma, a rede em anel possibilita a passagem de energia por dois caminhos distintos. Em caso de dano em qualquer um dos trechos da rede coletora, os aerogeradores situados após o dano podem utilizar o outro ramal da RMT para interligarem-se com a subestação, transformando o arranjo em anel em dois arranjos tipo radial simples.

Assim sendo, não ocorre perdas de potência devido a um dano na RMT, o que torna esse arranjo muito confiável, em relação ao fornecimento da energia gerada. (SECO, 2015)

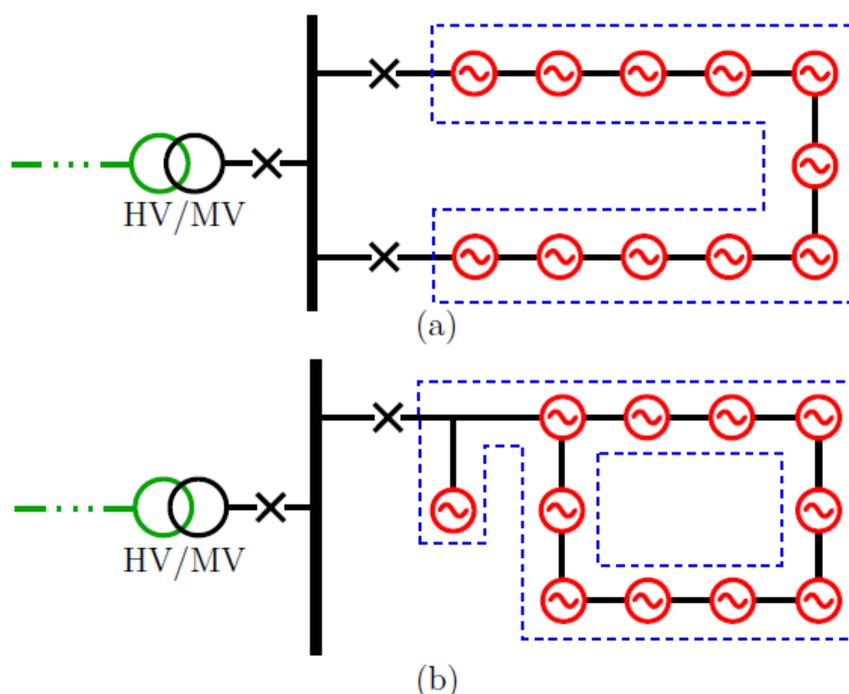
No arranjo anel parcial, todos os aerogeradores são ligados em série, fechando um anel entre eles, e de apenas um dos aerogeradores deriva-se um trecho de RMT para interligação com a subestação.

Dessa maneira, gera-se, dentro do arranjo em anel, dois trajetos para o fluxo de energia. Em caso de falha em trecho interno ao anel, os aerogeradores que se situam após trecho

danificado podem utilizar o outro trajeto para interligarem-se com o aerogerador que segue conecta com a SE, gerando a partir de um arranjo em anel parcial, dois arranjos ramificados.

Portanto, pode-se observar que, caso ocorra um dano nos trechos de RMT internos ao anel, não ocorrerá perda de potência no circuito, conforme ocorre com o arranjo em anel. Entretanto, se a falha ocorrer no trecho entre aerogerador e subestação, o circuito se desconectará da barra, pois, não há trecho de rede coletora alternativo, conforme ocorre nos arranjos radiais simples e ramificado. (SECO, 2015)

Figura 16 – Arranjo em Anel e em Anel Parcial



Fonte: (GOMES, 2018)

2.3. Condutores Isolados de Média Tensão

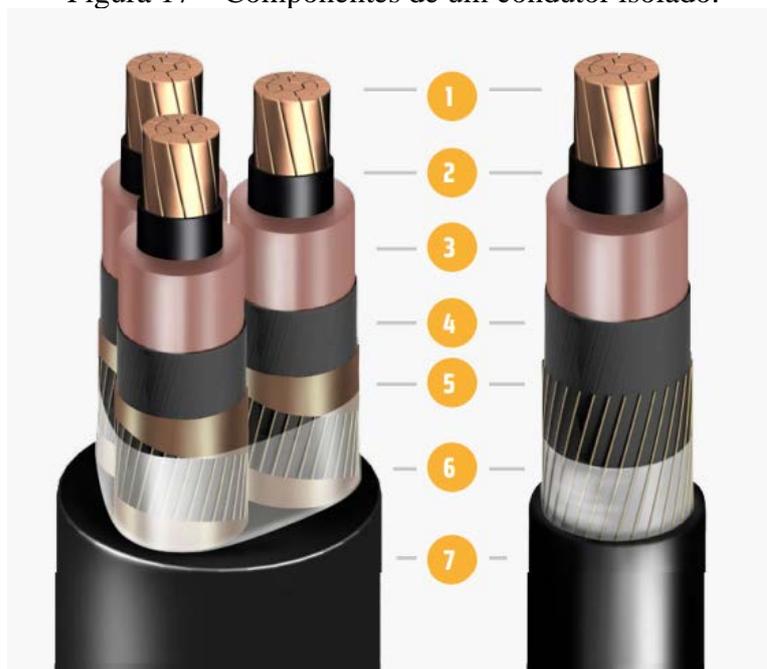
Nesta sessão são apresentados os condutores aplicados em RMTs, suas características construtivas, materiais aplicados e demais detalhes. Se limitará a abordar sobre os condutores isolados utilizados em aplicações em redes subterrâneas.

Os cabos isolados utilizados em redes de média tensão devem assegurar condições segurança e de confiabilidade para a operação. Os materiais utilizados na composição de um cabo isolado são dispostos formando camadas, com espessuras que variam de acordo com a necessidade do projeto. (SOUZA, 2019)

A Figura 17 apresenta as camadas existentes em um condutor isolado, numeradas de 1 a 7. Abaixo são listados a nomenclatura correspondente a cada numeração:

- 1 - Condutor;
- 2 – Blindagem semicondutora interna ou do cabo;
- 3 – Isolação;
- 4 – Blindagem semicondutora externa ou da isolação;
- 5 – Blindagem metálica;
- 6 – Bloqueio contra umidade;
- 7 – Cobertura.

Figura 17 – Componentes de um condutor isolado.



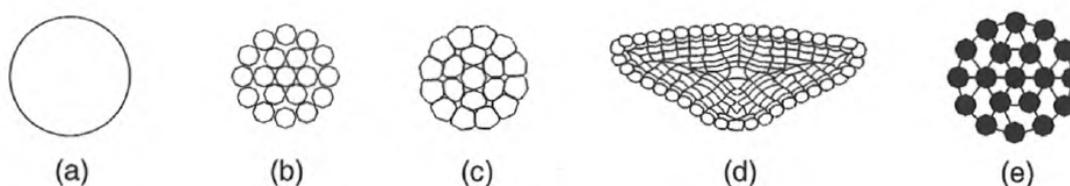
Fonte: Induscabos²

2.3.1.1. Condutor

Condutor é o material metálico que se localiza no centro dos cabos, destinado a circulação da corrente. A Figura 18 apresenta formas encontradas de condutores, os quais são: (a) fio redondo sólido; (b) condutor redondo normal; (c) condutor redondo compacto; (d) condutor setorial compacto e (e) condutor flexível.

² Disponível em: <www.induscabos.com.br/wp-content/uploads/2013/10/catalogo_media_tensao_pdf.pdf>. Acesso em: 10/04/2021

Figura 18 – Formação de Condutores.



Fonte: (FILHO, 2005)

Os materiais tipicamente aplicados em condutores são o cobre e o alumínio. Os condutores de cobre são predominantemente utilizados em instalações elétricas prediais e industriais. Os condutores de alumínio são comumente empregados em redes aéreas e instalações em regiões litorâneas. (SOUZA, 2019)

2.3.1.1. Blindagem semicondutora interna

A blindagem interna é constituída por uma fita semicondutora, não metálica, e se localiza entre o condutor e a isolação. Esse material é extrudado em conjunto com o isolante, de forma que eles permaneçam perfeitamente ligados. É aplicado em condutores isolados em XLPE, a partir de do nível de tensão 1,8/3 kV e pra cabos com isolação em PVC ou EPR, a partir de 3,6/6 kV. (FILHO, 2005). A função da blindagem do condutor é uniformizar e orientar o campo elétrico dentro do cabo, evitando a criação de gradientes de tensão dentro do cabo e transicionar de forma perfeita entre o condutor e o isolante. (MENDONÇA, 2012) (CABRAL, 2018)

2.3.1.2. Isolação

São matérias com propriedades dielétricas, utilizados para isolar o meio externo do nível de tensão aplicado no condutor. Aplicam-se dois tipos de materiais para isolação, os termoplásticos e os termofixos. Os termoplásticos são constituídos a base de cloreto de polivinila, o PVC. Os termofixos podem ser subdivididos em matérias a base de polietileno reticulado (XLPE) ou a base de borracha etileno-propileno (EPR) (SOUZA, 2019).

As principais características dos materiais isolantes para cabos encontram-se na Tabela 2.

Tabela 2 – Características de isolamento.

	Termoplásticos	Termofixos	
	PVC	XLPE	EPR
Rigidez dielétrica	Baixa	Elevada	Elevada
Temperatura máxima	Baixa	Elevada	Elevada
Flexibilidade	Boa	Regular	Boa
Resistência a Abrasão	Boa	Excelente	Excelente
Resistência a Golpes	Boa	Excelente	Excelente
Perdas Dielétricas	Elevada	Baixa	Baixa

Fonte: Adaptado (FILHO, 2005)

2.3.1.3. Blindagens semicondutora externa

Consiste de uma fita semicondutora, não metálica, situada entre o isolante e a blindagem metálica. Material extrudado em conjunto com o isolante, de forma que eles permaneçam perfeitamente ligados. A função da blindagem da isolamento é uniformizar e orientar o campo elétrico dentro do cabo, evitando a criação de gradientes de tensão dentro do cabo e transicionar de forma perfeita entre o isolante e a blindagem metálica. (CABRAL, 2018)

2.3.1.4. Blindagem metálica

A blindagem metálica é a camada que fica acima da blindagem da isolamento, é composta por material metálico e é o componente de responsável pelo aterramento do cabo. Existem diversas formas de blindagens metálicas, mas as de maior aplicação são as do tipo Fios de cobre dispostos helicoidalmente e Fita de cobre ou alumínio corrugado. (CABRAL, 2018)

2.3.1.5. Capa de externa

A capa externa é a última camada do cabo, é composta por material não metálico, normalmente construída a base de cloreto de polivinila (PVC), mas também se aplicam Polietileno de Média Densidade (PEMD), o Polietileno de Alta Densidade (PEAD). Ela deve ser resistente a agentes químicos, ao calor, ao frio e a propagação de chamas. (FILHO, 2005) (CABRAL, 2018)

3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

O presente capítulo apresenta uma metodologia para o dimensionamento dos condutores de uma rede de média tensão. Utiliza-se de três normas técnicas brasileiras e internacionais vigentes, para tal tarefa. A primeira norma adotada é a NBR 14039 - Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV (ABNT, 2005), onde se obtém os métodos para o cálculo das perdas de potência, queda de tensão e de correção de corrente dos condutores. A outra norma adotada é IEC 60949: *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*, esta norma é utilizada para cálculo de corrente de curto-circuito máxima admissível no condutor e na blindagem metálica. Por fim, é utilizada a NBR 11301: Cálculo da capacidade de condução de corrente de cabos isolados em regime permanente (fator de carga 100%) para cálculo da capacidade de condução de corrente os condutores.

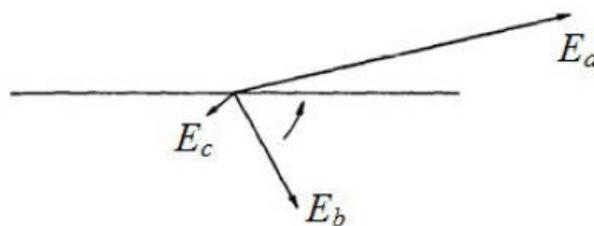
3.1. Impedâncias de Sequência do Condutor

Para o dimensionamento dos condutores de uma instalação de média tensão, se faz necessário obter seus valores das impedâncias de sequência. Diante disso, serão apresentados os conceitos básicos sobre componentes simétricas e a metodologia de cálculo das impedâncias de sequência dos condutores.

Um sistema de tensões polifásico simétrico de “n” fases, pode ser definido como um conjunto de n cossenoides de mesmo valor de pico e com uma defasagem de $\frac{2\pi}{n}$ (rad) entre elas, sendo n um número inteiro e múltiplo de três. E, portanto, dentre os fatores que conferem assimetria aos sistemas, pode-se definir um sistema polifásico como assimétrico, se esse não atender a condição apresentada anteriormente (KAGAN, ROBBA, *et al.*, 2000). A condição de simetria pode deixar de existir diante de uma série de fatores, as quais pode-se citar o desbalanceamento de cargas entre fases, situações de falhas mono e bipolares e, por qualquer motivo que seja, a interrupção de uma das fases. (FILHO, 2005).

Na Figura 19 são representados os fasores um sistema trifásico assimétrico, em que E_a , E_b e E_c estão defasados entre si e representam as tensões de fase do sistema.

Figura 19 - Fasores de sistema trifásico desbalanceado



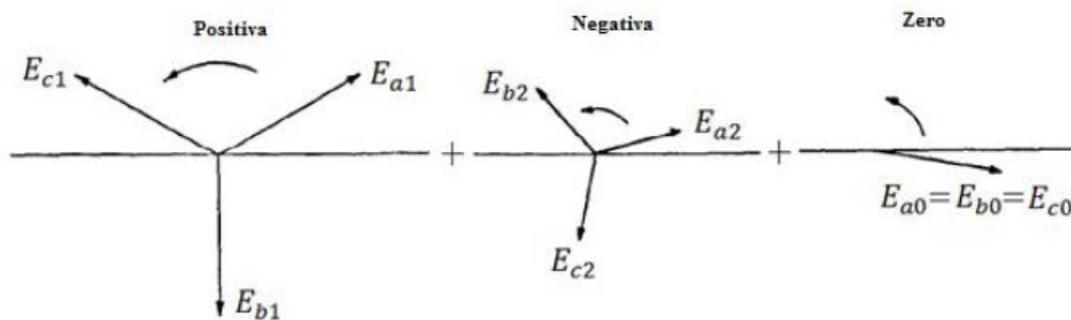
Fonte: (LUCIO, 2014)

O teorema das componentes simétricas, estabelece que qualquer sistema polifásico assimétrico de “n” fasores, pode ser decomposto em “n” conjuntos de fasores balanceados (KINDERMANN, 1997). Para sistemas trifásicos, os três componentes de sequência balanceados podem ser do tipo sequência positiva, sequência negativa e sequência zero.

As componentes de sequência positiva e negativa tem seus fasores iguais em módulo e em ângulo de defasagem entre si, porém, giram em sentidos contrários. Já os fasores da sequência zero, possuem o mesmo módulo e não são defasados entre si. (FILHO, 2005)

Dessa forma, o sistema apresentado na Figura 19, pode ser decomposto em três sistemas de fasores balanceados, conforme apresentado na Figura 20. O subíndice 0 representa a sequência zero, 1 a sequência positiva e 2 a sequência negativa.

Figura 20 - Sistemas de Sequências



Fonte: (LUCIO, 2014)

Com isso, tem-se o sistema representado pelas Equações 1, 2 e 3:

$$E_a = E_{a0} + E_{a1} + E_{a2} \quad (1)$$

$$E_b = E_{b0} + E_{b1} + E_{b2} \quad (2)$$

$$E_c = E_{c0} + E_{c1} + E_{c2} \quad (3)$$

Utilizando um fator de decomposição, a , pode-se projetar os fasores das fases b e c sobre o fasor da fase a, sendo o fator de decomposição $a = -\cos(60^\circ) + j\sin(60^\circ)$, utilizando-se desse fator coloca-se o sistema apresentado em função das componentes simétricas de E_a , passando a ser representado conforme Equações 10, 11 e 12:

$$E_a = E_{a0} + E_{a1} + E_{a2} \quad (4)$$

$$E_b = E_{a0} + a^2 E_{a1} + a E_{a2} \quad (5)$$

$$E_c = E_{a0} + a E_{a1} + a^2 E_{a2} \quad (6)$$

Analogamente, as correntes e as impedâncias de um sistema trifásicos também podem ser representadas através de conjuntos de componentes simétricas. A demonstração das

fórmulas de transformação das correntes e impedâncias de seqüências são omitidas, por não se tratarem do escopo deste trabalho. Assim sendo, e considerando uma carga equilibrada, onde as impedâncias são iguais entre si, isto é, $Z_a = Z_b = Z_c = Z$, chega-se a um seguinte conjunto de equações:

$$E_{a0} = Z \times I_{a0} \quad (7)$$

$$E_{a1} = Z \times I_{a1} \quad (8)$$

$$E_{a2} = Z \times I_{a2} \quad (9)$$

Essas equações seqüências mostram que os circuitos seqüências, nessas condições, são desacoplados, ou seja, as correntes de seqüência só produzem quedas de tensão em sua própria seqüência. (KAGAN, ROBBA, *et al.*, 2000)

A metodologia para o cálculo das impedâncias de seqüência para condutores é apresentada na norma IEC 60287 (IEC, 2006; IEC, 2006). Se faz importante destacar que, por se tratarem de elementos estáticos, as impedâncias de seqüência positiva e negativa em linhas de transmissão são iguais, pois esses elementos da instalação não são influenciados por uma possível inversão de fase (SAADAT, 1999). Portanto, apenas será apresentada metodologia de cálculo das impedâncias de seqüência positiva e seqüência zero.

3.1.1. Impedância de Seqüência Positiva

A impedância de seqüência positiva pode ser expressada pela seguinte Equação 10 (FILHO, 2005):

$$\vec{Z}_P = R_P + jX_P \quad (10)$$

Sendo,

R_P a resistência de seqüência positiva;

X_P a reatância de seqüência positiva;

Os valores da resistência de seqüência positiva podem ser calculados conforme mostrado na Equação 11 (IEC, 2006):

$$R_P = R_{cc} \times (1 + Y_s + Y_p) \quad (m\Omega/m) \quad (11)$$

Onde,

R_p é a resistência própria do condutor a corrente alternada, em $m\Omega/m$;

R_{cc} é a resistência própria do condutor a corrente contínua a T°C, em $m\Omega/m$;

Y_p é o fator que corrige o efeito de proximidade entre os cabos;

Y_s é ao fator de correção para o efeito pelicular da distribuição de corrente no condutor.

A obtenção dos valores de R_{cc} , Y_p e Y_s é realizado através das Equações 12, 13 e 14, respectivamente (IEC, 2006):

$$R_{cc} = \frac{1000 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times \rho_{20}}{S} \times (1 + a_{20} \times (T - 20)) \text{ (m}\Omega\text{/m)} \quad (12)$$

Sendo,

K_1 : Fator que depende do diâmetro dos fios elementares do condutor, conforme Tabela 3;

K_2 : Fator que depende do tipo de encordoamento do condutor, conforme Tabela 3;

K_3 : Fator que depende do tipo de reunião dos cabos, com caso de cabos multipolares, conforme Tabela 3;

ρ_{20} : Resistividade do material condutor, em $\Omega\text{mm}^2\text{/m}$;

a_{20} : Coeficiente de temperatura do condutor, em $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

T : Temperatura do condutor, em $^{\circ}\text{C}$

S : Seção do condutor, em mm^2

$$Y_s = \frac{\left(\frac{0,15}{R_{cc}}\right)^2}{192 + 0,8 \times \left(\frac{0,15}{R_{cc}}\right)^2} \quad (13)$$

$$Y_p = Y_s + \left(\frac{D_c}{D_{mg}}\right)^2 \times \left[\frac{1,18}{0,27 + Y_s} + 0,312 \times \left(\frac{D_c}{D_{mg}}\right)^2 \right] \quad (14)$$

Onde,

D_c é o diâmetro do condutor, em mm;

D_{mg} é a distância média geométrica do conjunto dos cabos, mm.

Tabela 3 - Fatores médios de K_1 , K_2 , K_3 e K_4 .

Fator	Condutor	-	Diâmetro dos fios (mm)				
			0,1	0,1-0,31	0,31-0,91	0,91-3,6	3,6
K_1	Fio ou encordoamento compacto	-	-	-	1,04	1,04	1,04
K_2	Encordoamento normal	-	1,09	1,06	1,04	1,03	-

	Fio ou encordoamento compacto	1,04	-	-	-	-	-
	Encordoamento normal	1,02	-	-	-	-	-
K_3	Cabos singelos	1	-	-	-	-	-
	Cabos multipolares	1,02	-	-	-	-	-
K_4	Blindagem a Fios de Cobre	1,15	-	-	-	-	-
	Blindagem a Fita de Cobre	1,65	-	-	-	-	-

Fonte: (FILHO, 2005)

3.1.2. Reatância Indutiva de Sequência Positiva

Alguns fatores impactam diretamente no cálculo do valor da reatância indutiva de sequência positiva, como a frequência do sistema e a configuração de aterramento da blindagem metálica do condutor. (LUCIO, 2014)

Este estudo se limitará a trabalhar com um sistema operando a uma frequência de 60Hz e com todos os condutores tendo a blindagem aterrada em apenas uma das extremidades. Com isso, para se obter o valor da reatância indutiva será utilizada a seguinte equação (FILHO, 2005):

$$X_p = 0,0754 \times \ln\left(\frac{D_{mg}}{0,779 \times r_c}\right) \quad (m\Omega/m) \quad (15)$$

Onde,

D_{mg} corresponde ao diâmetro médio geométrico, em mm;

r_c é o raio do condutor, em mm.

3.1.3. Impedância de Sequência Zero

A Sequência zero tem algumas características particulares, exemplo, os seus fasores que operam em fase, diferentemente das componentes de sequência positiva e negativa. Para a determinação da impedância de sequência zero, deve se observar nas instalações por onde se dará um possível retorno de corrente em caso de falta do sistema para a terra (KINDERMANN, 1997).

Em cabos de baixa tensão, onde não se tem blindagem metálica, o retorno da corrente de sequência zero se dará pelo solo. Em cabos de média tensão, onde se tem uma blindagem

metálica, deve-se avaliar como se dá a conexão da blindagem ao aterramento, podendo estar conectada em uma, ou nas duas extremidades. (FILHO, 2005)

No teorema de Fortescue, aplicado para correntes, se obtém a relação entre as correntes de fase e as componentes simétricas de corrente. A Equação 16 apresenta a relação na forma matricial:

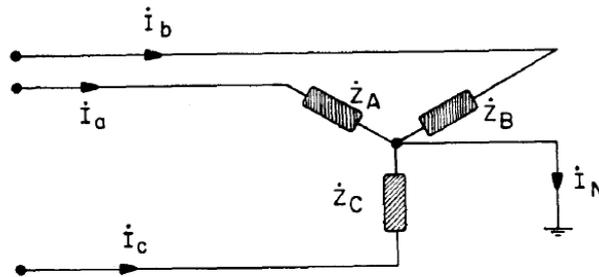
$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (16)$$

Pode-se explicitar a corrente de sequência zero (I_{a0}), através da Equação 17:

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (17)$$

A partir da Equação 17, é possível analisar como se comporta a corrente de sequência zero nas configurações de instalação Y e Δ . Na Figura 21 se apresenta um sistema de cargas, equilibradas ou não, ligadas em Y, com neutro aterrado.

Figura 21 - Carga Ligada em Y com neutro aterrado.



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

Aplicando a Lei de Kirchhoff para correntes no nó do centro do Y, obtém-se a Equação 18:

$$I_N = I_a + I_b + I_c \quad (18)$$

Substituindo a Equação 18 na Equação 17, obtém-se a Equação 19:

$$I_{a0} = \frac{I_N}{3} \quad (19)$$

Portanto, através da avaliação da configuração da instalação, pode-se concluir que, em configuração Y, a existência da corrente de sequência zero, em sistemas trifásicos, está sujeita

a utilização de neutro aterrado. Em casos de circuitos trifásicos dados apenas a três condutores, a corrente de sequência zero será nula. (KAGAN, ROBBA, *et al.*, 2000).

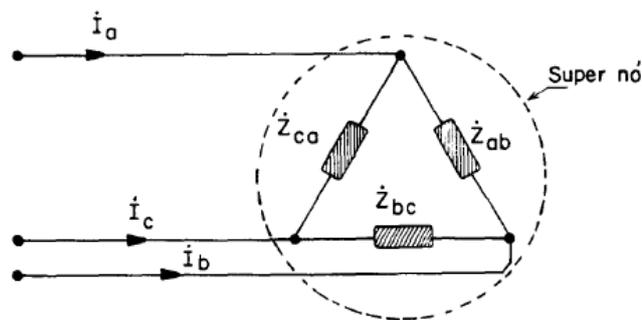
Realizando a mesma análise para o sistema em Δ , mostrado na Figura 22, obtém-se:

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (20)$$

Substituindo a Equação 20 e 18 na Equação 17, tem-se que:

$$I_{a0} = \frac{1}{3} \times 0 \quad \therefore I_{a0} = 0 \quad (21)$$

Figura 22 - Cargas ligadas em Δ .



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

Diante do exposto, é apresentada a metodologia de cálculo da impedância de sequência zero. O valor da impedância de sequência zero será definido pela Equação 22:

$$\vec{Z}_z = R_z + X_z \quad (m\Omega/m) \quad (22)$$

Sendo,

R_z a resistência de sequência zero de uma fase, dado em $(m\Omega/m)$;

X_z a reatância de sequência zero de uma fase, dado em $(m\Omega/m)$;

A resistência de sequência zero é obtida através Equação 23:

$$R_z = R_p + R_b \quad (23)$$

Onde R_b corresponde ao valor da resistência da blindagem metálica, dado em $(m\Omega/m)$, e pode ser calculado através Equação 24:

$$R_b = \frac{1000 \times K_4 \times \rho_b}{S_b} \times (1 + a_b \times (T_b - 20)) \quad (m\Omega/m) \quad (24)$$

Sendo,

K_4 o fator que leva em consideração o tipo da blindagem, valores na Tabela 3;

ρ_b a resistividade do material da blindagem, em $\Omega mm^2/m$;

a_b – Coeficiente de temperatura do material da blindagem, em $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

T_b – Temperatura do material da blindagem, em $^{\circ}\text{C}$

S_b – Seção reta da blindagem, em mm^2

O cálculo da reatância indutiva de sequência zero, considerando a blindagem metálica do condutor aterrada em apenas uma extremidade, é dada pela Equação 25:

$$X_z = 0,2262 \times \ln \left(\sqrt[3]{\frac{D_{mb}}{2 \times r_{mb}}} \right) \text{ (m}\Omega/\text{m)} \quad (25)$$

Onde,

D_{mb} é o diâmetro médio da blindagem, em mm;

r_{mb} é o raio médio geométrico, em mm.

3.2. NBR 14039 - Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV

A NBR 14039 estabelece os requisitos necessários para o correto dimensionamento e execução das instalações elétricas de média tensão, para níveis de tensão entre 1,0 a 36,2 kV, frequência industrial, com foco na segurança e a continuidade do serviço. Os valores de nível de tensão padrão estabelecidos pela norma são: 3 kV, 4,16 kV, 6 kV, 13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV. Essa norma abrange as instalações em empreendimentos de geração, distribuição e utilização de energia. Seu escopo se aplica a concessionárias, a partir do ponto de entrega, e a empreendimentos que contenham geração própria (ABNT, 2005).

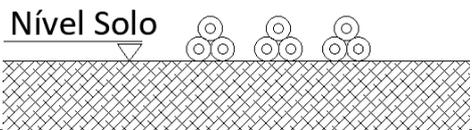
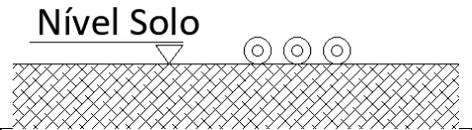
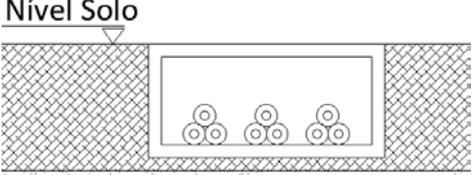
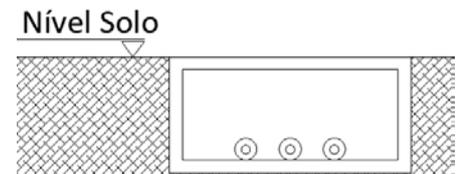
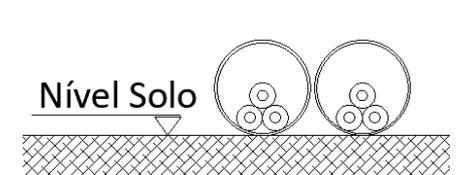
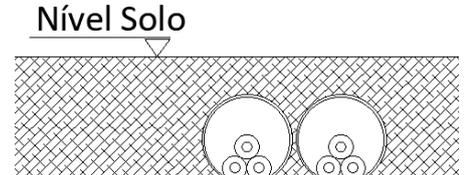
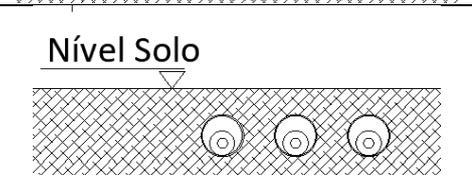
O dimensionamento dos condutores de uma rede de média tensão deve ser feito levando em consideração os seguintes parâmetros:

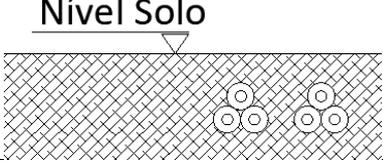
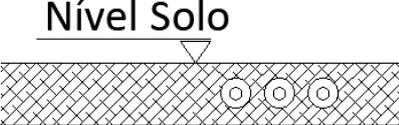
- Definição do método de referência de instalação;
- Perdas de Potência;
- Queda de Tensão;
- Correção da Capacidade de Corrente;

3.2.1. Métodos de Referência de Instalação

Os métodos de referência dizem respeito a maneira como os condutores são dispostos na instalação e influenciam diretamente na capacidade de condução dos condutores. A norma NBR 14039 apresenta nove métodos diferentes, do A ao H, conforme segue na Tabela 4

Tabela 4 - Métodos de instalação.

Método de Referência	Descrição	Imagem Ilustrativa
A	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar ao ar livre	
B	Três cabos unipolares espaçados ao ar livre	
C	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em canaleta fechada no solo	
D	Três cabos unipolares espaçados em canaleta fechada no solo	
E	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em eletroduto ao ar livre	
F	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em banco de dutos ou eletroduto enterrado no solo	
G	Três cabos unipolares em banco de dutos ou eletrodutos enterrados e espaçados – um cabo por duto ou eletroduto não condutor	

H	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar diretamente enterrados	
I	Três cabos unipolares espaçados diretamente enterrados	

Fonte: Adaptado de (ABNT, 2005)

3.2.2. Perdas De Potência

A perda de potência que ocorre nos condutores é um fator inerente a transmissão de energia, em qualquer que seja seu nível de tensão. Esse fenômeno é denominado efeito Joule, onde ocorre a dissipação de energia nos condutores através do calor, devido à resistência intrínseca do material condutor. (KAWABATA, 2018).

As perdas consideradas nesse tópico são basicamente perdas ôhmicas dos condutores. E a potência dissipada em um trecho de um circuito pode ser calculada através da Equação 26 (BARROS, 2016):

$$P_{perdas} = 3 \times Rc \times L \times I^2 \quad (26)$$

Onde,

Rc é a resistência do material condutor por unidade de comprimento (Ω/m);

L é o comprimento do condutor (m);

I é a corrente que circula no cabo (A);

O fator 3 é aplicado para que as perdas contabilizem as três fases do sistema.

O valor percentual das perdas do referido trecho, em relação ao circuito, é definido pela Equação 27:

$$\Delta P (\%) = \frac{P_{perdas}}{P_{circuito}} \times 100 \quad (27)$$

3.2.3. Queda de Tensão

Para um correto dimensionamento da seção dos condutores, se faz necessário verificar o nível de queda de tensão no final do circuito, tendo como base os valores normativos (FILHO,

2005). A NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV, em seu item 6.2.7.1, apresenta um valor limite admissível de 5% de queda de tensão entre a origem e qualquer ponto de interligação da instalação (ABNT, 2005).

Dessa forma o cálculo do nível de queda de tensão se dará através da Equação 28:

$$U_{Qt} = \sqrt{3} \times I_{max} \times (Rc \cos \phi + Xc \sin \phi) \times L \quad (28)$$

Onde,

U_{Qt} é a queda de tensão no trecho do circuito (V);

I_{max} é a máxima corrente que circula no condutor (A);

Rc é a resistência do condutor por unidade de comprimento (Ω/m);

Xc é a reatância do condutor por unidade de comprimento (Ω/m);

L é o comprimento do trecho do circuito (m);

$\cos \phi$ é o fator de potência do circuito.

Assim sendo, a queda de tensão percentual de um trecho do circuito, em relação ao circuito completo, pode ser calculada através da Equação 29:

$$\Delta U (\%) = \frac{U_{Qt}}{U_{Nominal}} \times 100 \quad (29)$$

3.2.4. Correção da Capacidade de Condução dos Condutores

Cabos elétricos aplicados durante períodos prolongados, a regime permanentes de condução, necessitam ser resistentes aos efeitos térmicos da circulação de corrente. Assim sendo, a NBR 10439: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV (2005) apresenta tabelas de capacidade de condução de corrente para cada método de instalação, visando garantir uma vida útil satisfatória para os condutores aplicados. Nessa norma, são apresentadas as capacidades de condução de cabos de cobre e de alumínio.

Essas capacidades de condução têm algumas premissas que são levadas em consideração. As principais considerações são:

- As capacidades referem-se ao funcionamento em regime permanente, em corrente contínua ou corrente alternada a frequência de 50 ou 60 Hz;
- Temperatura ambiente para cabos diretamente enterrados: 20°C;
- Temperatura ambiente para outras disposições de instalação: 30°C;
- Resistividade Térmica do solo: 2,5 K.m/W;

- Circuitos não agrupados.

Como exemplo, a Tabela 5 apresenta a capacidade de condução para cabos de média tensão, condutor de alumínio, nível de tensão entre fase e terra superior a 8,7kV e tensão entre fases superior a 15kV, isolação XLPE ou EPR, temperatura do condutor 90°C e temperatura ambiente 20°C para cabos diretamente enterrados e 30°C para outros métodos de instalação:

Tabela 5 - Capacidade de condução.

		Métodos de Instalação								
Seção (mm ²)		A	B	C	D	E	F	G	H	I
Tensão nominal maior que 8,7/15 kV	16	91	106	82	93	70	56	64	65	76
	25	119	139	107	121	91	71	82	83	97
	35	144	169	129	145	108	84	98	99	116
	50	174	201	154	172	129	100	115	117	137
	70	217	251	190	212	159	121	141	143	166
	95	264	306	230	256	192	145	168	170	196
	120	306	354	264	293	220	164	191	193	221
	150	348	402	299	330	248	183	213	216	246
	185	400	465	341	377	283	207	241	244	276
	240	472	550	399	440	333	239	280	282	316
	300	541	630	454	498	378	269	315	317	352
	400	634	740	525	575	437	306	361	363	399
	500	733	858	601	657	501	347	410	412	448
	630	845	994	686	750	572	391	465	465	502
	800	961	1119	774	837	649	437	526	522	559
1000	1081	1270	858	934	722	479	584	576	614	

Fonte: Adaptado de (ABNT, 2005)

Dessa forma, uma vez que seja definido o método de instalação, deve-se avaliar a necessidade de correção da capacidade de condução dos cabos, tendo em vista que a configuração real das instalações pode divergir das premissas adotadas como base para o cálculo da capacidade de corrente, valores apresentados na Tabela 5, e, assim, a capacidade real ser inferior aos valores tabelados.

A correção levará em consideração três fatores, são eles:

- Fator de correção por resistividade térmica do solo (F_{RT});
- Fator de correção por temperatura do solo (F_T);
- Fator de correção por agrupamentos de circuitos (F_N);

Os fatores são aplicados conforme Equação 30

$$I_{\text{corrigida}} = I_{\text{codutor}} \times F_{RT} \times F_T \times F_N \quad (30)$$

Os valores de fatores de correção para instalações subterrâneas podem ser encontrados nas Tabela 6, Tabela 7 e Tabela 8.

Tabela 6 - Fatores de correção para temperaturas de solo diferente de 20°C

Temperatura do Solo (°C)	Isolação	
	XLPE ou EPR	EPR 105
10	1,07	1,06
15	1,04	1,03
20	0,96	0,97
25	0,93	0,94
35	0,89	0,91
40	0,85	0,87
45	0,80	0,84
50	0,76	0,80
55	0,71	0,76
60	0,65	0,72
65	0,60	0,68
70	0,53	0,64
75	0,46	0,59
80	0,38	0,54

Fonte: Adaptado (ABNT, 2005)

Tabela 7 - Fator de correção para resistividade térmica.

Resistividade Térmica (K.m/W)	Fator de Correção	
	Métodos F e G	Métodos H e I
1	1,25	1,46
1,5	1,15	1,24
2,0	1,07	1,10
3	0,94	0,92

Fonte: Adaptado (ABNT, 2005)

Tabela 8 - Fator de correção para agrupamento de circuitos - Método de referência H.

Quantidade de circuitos	Fator de Correção	
	Até seção de 95mm ² , inclusive	Acima de 95mm ²
Até 3 circuitos	0,86	0,83
Até 6 circuitos	0,79	0,76
Até 9 circuitos	0,71	0,67

Fonte: Adaptado (ABNT, 2005)

Os condutores operando a 100% de sua capacidade de condução não devem exceder os valores limites de temperatura para serviço contínuo. Partindo do pressuposto que não se tenha defeitos nos condutores e que eles estejam de acordo com a NBR 6251 - Cabos de potência com isolação extrudada para tensões de 1 kV a 35 kV - Requisitos construtivos (ABNT, 2018), essa prescrição será atendida sempre que a corrente demanda pela carga for inferior ao valor de

capacidade de condução corrigida dos condutores. Os valores de temperatura características dos condutores encontram-se na Tabela 9.

Tabela 9 - Temperaturas Características dos Condutores.

Tipo de Isolação	Temperatura máxima para serviço contínuo (°C)	Temperatura limite de sobrecarga (°C)	Temperatura limite de curto-circuito (°C)
Cloreto de Polivinila (PVC)	70	100	160
Polietileno (PE)	70	100	160
Borracha etileno propileno (EPR)	90	130	250
Polietileno reticulado (XLPE)	90	130	250
Borracha etileno propileno (EPR 105)	105	140	250

Fonte: (ABNT, 2005)

Entretanto, caso se tenha uma condição de instalação que destoe das premissas utilizadas para a obtenção dos valores dos fatores de correção, ou situações que extrapolem os cenários apresentados para a aplicação dos fatores, deve-se avaliar a capacidade de condução de corrente dos condutores submetidos a essa condição de instalação. Essa análise é realizada através da NBR 11301: Cálculo da capacidade de condução de corrente de cabos isolados em regime permanente (fator de carga 100%). (ABNT, 2005)

3.3. IEC 60949: *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*

A norma 14039 - Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV (ABNT, 2005) determina que as instalações de média tensão devem ser projetadas de modo a suportar os efeitos térmicos resultantes de correntes de curto circuito. Entretanto, como a norma nacional não apresenta metodologia própria para essa análise, deve se recorrer às normativas internacionais. E sobre esse tema, a IEC 60949 - *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects* apresenta metodologia de cálculo de correntes de curto-circuito admissíveis em condutores.

Dois métodos são apresentados pela IEC 60949 - *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects* . O primeiro método permite calcular a corrente de curto-circuito máxima admissível em sistemas adiabáticos, ou

seja, onde não há transferência de calor do condutor para o meio, durante o tempo de falta. O outro método considera que, durante uma falta, ocorrerá transferência de calor para os materiais adjacentes ao condutor.

Diante do exposto, a seção 3.3.1 tem objetivo de apresentar o método de cálculo da corrente de curto-circuito máxima admissível em um condutor, considerando que o sistema não é adiabático.

3.3.1. Corrente de Curto Circuito Admissível no Condutor

O cálculo da corrente de curto circuito admissível no condutor, considerando um sistema não adiabático, é obtida através da Equação 31 (IEC, 1988):

$$I = I_{cc} \times \varepsilon \quad (A) \quad (31)$$

Onde,

I é a corrente de curto-circuito máxima admissível, em A;

I_{cc} é a corrente de curto-circuito adiabática, em A;

ε é o fator que leva em conta as perdas de calor nos componentes adjacentes;

A corrente de curto-circuito adiabática é calculada de acordo com a Equação 32:

$$I_{cc}^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2 \cdot \ln \left(\frac{\beta + Tf}{\beta + Ti} \right) \quad (A) \quad (32)$$

Sendo,

S a seção do condutor, em mm²;

t o tempo de duração de curto circuito, em segundos;

I_{cc} a corrente de curto circuito adiabática, em amperes;

K a constante que depende do material condutor. (A·s^{1/2}/mm²);

Tf a temperatura limite de curto-circuito, em °C;

Ti a temperatura máxima para serviço contínuo. em °C;

β o inverso do coeficiente de variação da resistência com a temperatura do condutor, em Kelvin.

Os valores para os fatores K e β para condutores de cobre e alumínio, são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Fatores K e β .

Material do Condutor	K ($A \cdot s^{1/2}/mm^2$)	β (K)
Cobre	226	234,5
Alumínio	148	228

Fonte: Adaptado de (IEC, 1988)

O fator que leva em consideração as perdas de calor nos componentes adjacentes, é obtido através da Equação 33:

$$\varepsilon = \sqrt{1 + X \cdot \sqrt{\frac{t}{Sc}} + Y \cdot \left(\frac{t}{Sc}\right)} \quad (33)$$

Onde,

Sc é a seção do condutor, em mm^2 ;

t corresponde ao tempo de duração do curto-circuito, em segundos;

X e Y são fatores de contato térmico, que dependem dos materiais adjacentes. Seus valores característicos para condutores de cobre e alumínio, são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Constates X e Y.

Tipo de Isolação		Condutor de Cobre		Condutor de Alumínio	
		X $[(mm^2/s)^{1/2}]$	Y $[(mm^2/s)^{1/2}]$	X $[(mm^2/s)^{1/2}]$	Y $[(mm^2/s)^{1/2}]$
PVC	≤ 3 kV	0,29	0,06	0,40	0,08
	> 3 kV	0,27	0,06	0,37	0,07
XLPE ou EPR	≤ 3 kV	0,41	0,12	0,57	0,16
	> 3 kV	0,38	0,10	0,52	0,14

Fonte: Adaptado de (IEC, 1988)

3.3.1. Corrente de Curto Circuito Admissível na Blindagem

Além da avaliação da corrente de curto admissível no condutor, conforme previsto na IEC 60949, também se faz necessário avaliar a corrente de curto-circuito máximo suportada pela blindagem metálica do condutor (IEC, 1988). As equações 31 e 32 serão aplicadas nessa metodologia, entretanto, o valor do fator que leva em consideração as perdas de calor nos componentes adjacentes devem ser recalculadas, utilizando a equação 34 (IEC, 1988).

$$\varepsilon = 1 + 0,61 \cdot M \cdot \sqrt{t} - 0,069 \cdot (M \cdot \sqrt{t})^2 + 0,0043 \cdot (M \cdot \sqrt{t})^3 \quad (34)$$

Onde,

t é o tempo de duração do curto, em segundos;

M é dado pela seguinte Equação 35:

$$M = \frac{\left(\sqrt{\frac{\sigma_2}{\rho_2}} + \sqrt{\frac{\sigma_3}{\rho_3}}\right)}{2 \cdot \sigma_1 \cdot \delta \cdot 10^{-3}} \cdot F \quad (35)$$

Sendo,

σ_2 e σ_3 o calor específico volumétrico do meio adjacente a blindagem (J/K·m³);

ρ_2 e ρ_3 as resistividades térmicas do meio adjacente a blindagem (K·m/W)

σ_1 o calor específico volumétrico da blindagem (J/K·m³)

δ a espessura da blindagem (mm)

F é o fator que leva em consideração a imperfeição de contato entre o condutor e materiais adjacentes. Seu valor será 0,9, para condição de conexão do condutor em um dos lados da instalação, de acordo a IEC 60949 (IEC, 1988)

Os valores de calor específico volumétricos e resistividades térmicas dos materiais são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Constantes térmicas.

Material	Resistividade Térmica (Km/W)	Calor Específico Volumétrico (J/Km ³)
Condutor:		
Cobre	$2,51 \times 10^{-3}$	$3,45 \times 10^6$
Alumínio	$4,22 \times 10^{-3}$	$2,5 \times 10^6$
Isolação:		
PE	3,5	$2,4 \times 10^6$
XLPE	3,5	$2,4 \times 10^6$
EPR	5	$2,0 \times 10^6$
Capa Externa:		
PVC	5	$1,7 \times 10^6$
PE	3,5	$2,4 \times 10^6$
Outros Componentes:		
Semicondutores XLPE e PE	2,5	$2,4 \times 10^6$
Semicondutores EPR	3,5	$2,1 \times 10^6$

Fonte: Adaptado (IEC, 1988)

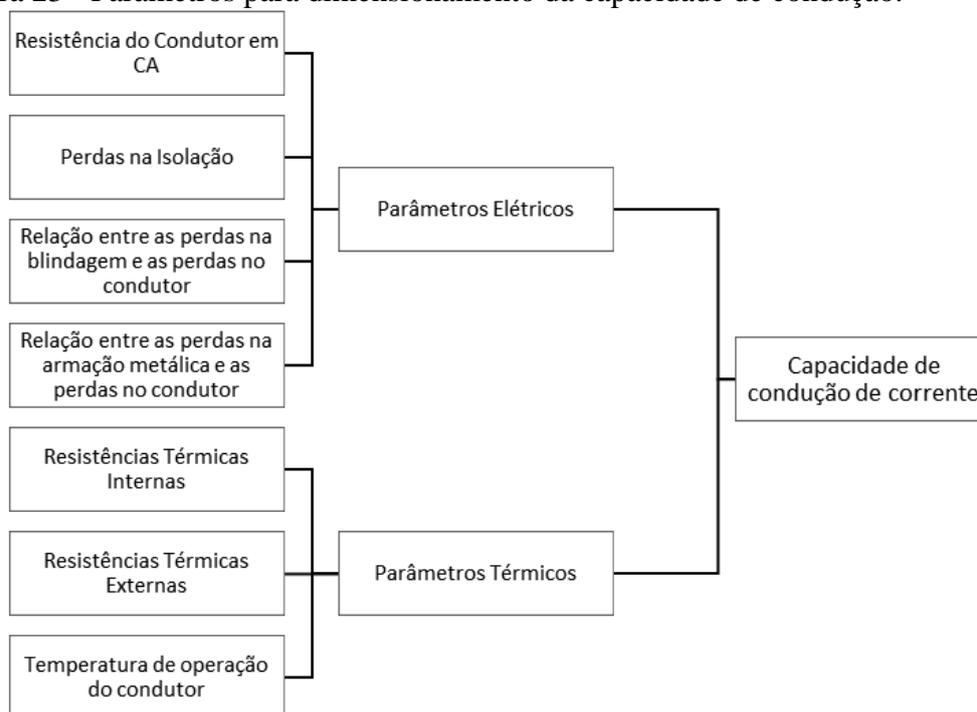
3.4. NBR 11301: Cálculo da capacidade de condução de corrente de cabos isolados em regime permanente (fator de carga 100%)

Durante o procedimento de dimensionamento de dos condutores de média tensão, podem surgir situações que fogem a algumas das premissas estabelecidas pela NBR 14039, no que tange as capacidades de condução de corrente dos condutores. Dessa forma se faz necessário utilizar de outros métodos existentes na literatura, ou em normas nacionais e internacionais.

Com relação a avaliação da capacidade de corrente dos condutores, pode-se recorrer a metodologia de cálculo da capacidade de condução de corrente de condutores apresentada na NBR 11301. Esta norma tem por objetivo apresentar o método de cálculo da capacidade de condução de corrente de cabos isolados em regime permanente, em todos os níveis de tensão alternada, limitada até 5 kV em tensões contínuas. A metodologia apresentada pela norma é aplicável para condutores diretamente enterrados, em dutos, em canaletas, em tubos de aço e em instalações ao ar livre.

Dessa maneira, a NBR 11301 estabelece a metodologia para o cálculo a capacidade de condução que levam em consideração os parâmetros térmicos e elétricos dos condutores, conforme apresentado na Figura 23.

Figura 23 - Parâmetros para dimensionamento da capacidade de condução.



Fonte: Autor

3.4.1. Capacidade de Condução de Corrente

A capacidade de condução de corrente, sem considerar efeitos de radiação solar direta, operando em corrente alternada, pode ser determinada através da equação 36

$$I = \sqrt{\left\{ \frac{\Delta\theta - W_d [0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{R_{CA}T_1 + nR_{CA}(1 + \lambda_1)T_2 + nR_{CA}(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right\}} \quad (A) \quad (36)$$

Onde,

$\Delta\theta$ é a diferença de temperatura entre o condutor e o meio ambiente, expresso em °C;

W_d representa as perdas na isolação, em W/m;

T_1 é a resistência térmica da isolação, mK/W;

T_2 é a resistência térmica do acolchoamento entre a capa e armação metálica, mK/W;

T_3 é a resistência térmica da capa externa, mK/W;

T_4 é a resistência térmica externa do cabo, mK/W;

n é o número de condutores do cabo, efetivamente carregado;

R_{CA} é a resistência elétrica do condutor em CA, em Ω/m ;

λ_1 é a relação entre as perdas da blindagem e as perdas do condutor;

λ_2 é a relação entre as perdas na armação e as perdas do condutor;

3.4.2. Perdas na Isolação

As perdas na isolação do condutor podem ser quantificadas através da Equação 37

$$W_d = 2\pi f C V_o^2 t g \delta \quad (W/m) \quad (37)$$

Onde,

f é a frequência do sistema, em 60Hz;

V_o é o valor eficaz da tensão entre o condutor e a blindagem da isolação, em kV;

$t g \delta$ representa o fator de perdas na isolação;

C representa a capacitância da isolação, em $\mu F/m$, e seu valor é obtido utilizando a Equação 38

$$C = \frac{\epsilon}{18 \ln(D_i/d_{bi})} \cdot 10^{-3} \quad (\mu F/m) \quad (38)$$

Sendo,

ε = a constante dielétrica relativa à isolação;

D_i = diâmetro sobre isolação, em mm;

d_{bi} = diâmetro do condutor, incluindo a camada semicondutora, se houver, em mm;

Os valores característicos de constante dielétrica e fator de perdas na isolação encontram-se na Tabela 13:

Tabela 13 - Valores de constante dielétrica e fator de perdas da isolação.

Materiais isolantes	Constante dielétrica relativa ε	Fator de perdas dielétrica. $\text{tg } \delta$
EPR	3	0,02
PVC	8	0,1
PE (HD e LD)	2,3	0,001
XLPE	2,5	0,004

Fonte: Adaptado (IEC, 1988)

3.4.3. Fator de Perdas na Blindagem

As correntes circulantes na blindagem e as correntes parasitas causam perdas de potência na blindagem dos condutores isolados. Entretanto, deve-se observar qual a condição de instalação desses condutores, pois, a forma de disposição dos circuitos, em trifólios ou em formação plana, e a conexão da blindagem ao aterramento influenciam diretamente na forma de cálculo das perdas na blindagem. (IEC, 1988).

Para cabos unipolares, não armados, com blindagem aterrada em apenas uma das extremidades, em formação de trifólios, as perdas de potência na blindagem ocorreram apenas pela contribuição das correntes parasitas. E seu valor pode ser obtido através das Equações 39, 40, 41, 42, 43 e 44.

$$\lambda_1 = \frac{R_b}{R_{CA}} \left[g_S \lambda_0 (1 + \Delta_1) + \frac{(\beta_1 t_S)^4}{12 \cdot 10^{12}} \right] \quad (39)$$

$$g_S = 1 + \left(\frac{t_S}{D_b} \right)^{1,74} \cdot (\beta_1 D_b 10^{-3} - 1,6) \quad (40)$$

$$\beta_1 = \sqrt{\frac{0,4\pi\omega}{\rho_b}} \quad (41)$$

$$\lambda_0 = 3 \frac{m^2}{1 + m^2} \left(\frac{d_m}{2S} \right)^2 \quad (42)$$

$$\Delta_1 = (1,14m^{2,45} + 0,33) \left(\frac{d_m}{2S} \right)^{(0,92m+1,66)} \quad (43)$$

$$m = (\omega/R_p) \cdot 10^{-7} \quad (44)$$

Onde,

R_b é a resistência da blindagem, em Ω/m ;

R_{CA} é a resistência do condutor para corrente ca, em Ω/m ;

t_s é a espessura da blindagem, em mm;

D_b é o diâmetro da blindagem, em mm;

Os valores de resistividade elétrica e coeficientes de temperatura para os condutores, cobre e alumínio, estão apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - Resistividade elétrica e coeficiente de temperatura

Material do Condutor	Resistividade a 20°C ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)	Coefficientes de temperatura K^{-1}
Cobre	0,017241	0,00393
Alumínio	0,028264	0,00403

Fonte: Adaptado (IEC, 1988)

3.4.4. Resistências Térmicas da Internas

Nesta seção será apresentada a metodologia de cálculo das resistências térmicas internas dos condutores, sendo elas a resistência térmica da isolação, a resistência térmica do acolchoamento entre a capa e a armação e a resistência térmica da cobertura.

Deverão ser levadas em consideração algumas simplificações relacionadas aos componentes os cabos. Quando existirem revestimentos de blindagem, as fitas metálicas deverão ser consideradas como parte do condutor e quando houver semicondutores, eles deverão ser considerados como parte da isolação. Portanto, as espessuras dos componentes que serão considerados como únicos, deverão ser somadas. NBR 11301 (ABNT, 1990).

A metodologia de cálculo da resistência térmica do acolchoamento entre a capa e a armação será omitida, pois, ao presente trabalho não realiza análise utilizando cabos armados. E para as outras duas resistências térmica, a metodologia é limitada a configuração de três cabos unipolares, em formação de trifólios, diretamente enterrados.

3.4.4.1. Resistência Térmica da Isolação

Dada uma configuração de instalação com três cabos unipolares, diretamente enterrados, em contato, igualmente carregados, em disposição de trifólios, pode-se calcular a resistência térmica de isolação desses condutores através da Equação 45

$$T_1 = 1,07 \frac{\rho_i}{2\pi} \ln\left(1 + \frac{2 \cdot t_i}{D_c}\right) \quad (45)$$

Onde,

ρ_i é a resistividade térmica da isolação, em mK/W;

t_i é a espessura da blindagem, em mm;

D_c é o diâmetro do condutor, em mm;

Os valores de resistividade térmica dos materiais aplicados na isolação encontram-se na Tabela 12.

3.4.4.2. Resistência Térmica da Cobertura

De maneira análoga a resistência térmica da isolação, o valor da resistência térmica da cobertura será dado por:

$$T_3 = 1,6 \frac{\rho_3}{2\pi} \ln\left(1 + \frac{2 \cdot t_3}{d_c}\right) \quad (46)$$

Onde,

ρ_3 é a resistividade térmica da capa externa, em mK/W;

t_3 é a espessura da capa externa, em mm;

Os valores de resistividade térmica dos materiais aplicados nas capas externas encontram-se na Tabela 12.

3.4.5. Resistência Térmica Externa

Para a configuração de três cabos unipolares, em formação de trifólio, com blindagem metálica a fios de cobre, o valor da resistência externa é dado pela Equação 47

$$T_4 = 1,5 \frac{\rho_4}{2\pi} [\ln(2 - u) - 0,630] \quad (47)$$

Onde,

ρ_4 é a resistividade térmica do solo, em mK/W;

U é determinado pela Equação 48:

$$u = \frac{2 L_e}{D_e} \quad (48)$$

Sendo,

L_e = distância da superfície do solo ao eixo do trifólio, em mm;

D_e = diâmetro externo do condutor, em mm;

Para realizar a análise de um grupo de cabos diretamente enterrados, pode-se recorrer ao método da superposição, assumido que os condutores atuam como uma fonte de calor e que não existirá distorções no campo térmico de um condutor devido a presença dos demais. A metodologia utilizada consiste em manter o valor da temperatura de operação dos condutores constante, logo a diferença de temperatura entre o condutor e o meio ambiente ($\Delta\theta$) não irá alterar seu valor, e recalculando a resistência térmica externa (T_4) deve ser recalculada considerando a condição de instalação dos condutores.

Dessa maneira, será introduzido um fator na Equação 47, e a resistência térmica total de um grupo de cabos enterrados, distribuídos em trifólios, com blindagem metálica a fios de cobre, passa a ser realizada pela Equação 49:

$$T_4 = 1,5 \frac{\rho_4}{2\pi} \{\ln[(2 - u) F] - 0,630\} \quad (49)$$

Sendo F o fator de aquecimento mútuo, que depende da distância entre um condutor de referência e a imagem do condutor de influência. Seu valor é obtido através da Equação 50:

$$F = \prod_{\substack{K=1 \\ K \neq P}}^Q \frac{d'_{PK}}{d_{PK}} \quad (50)$$

Onde,

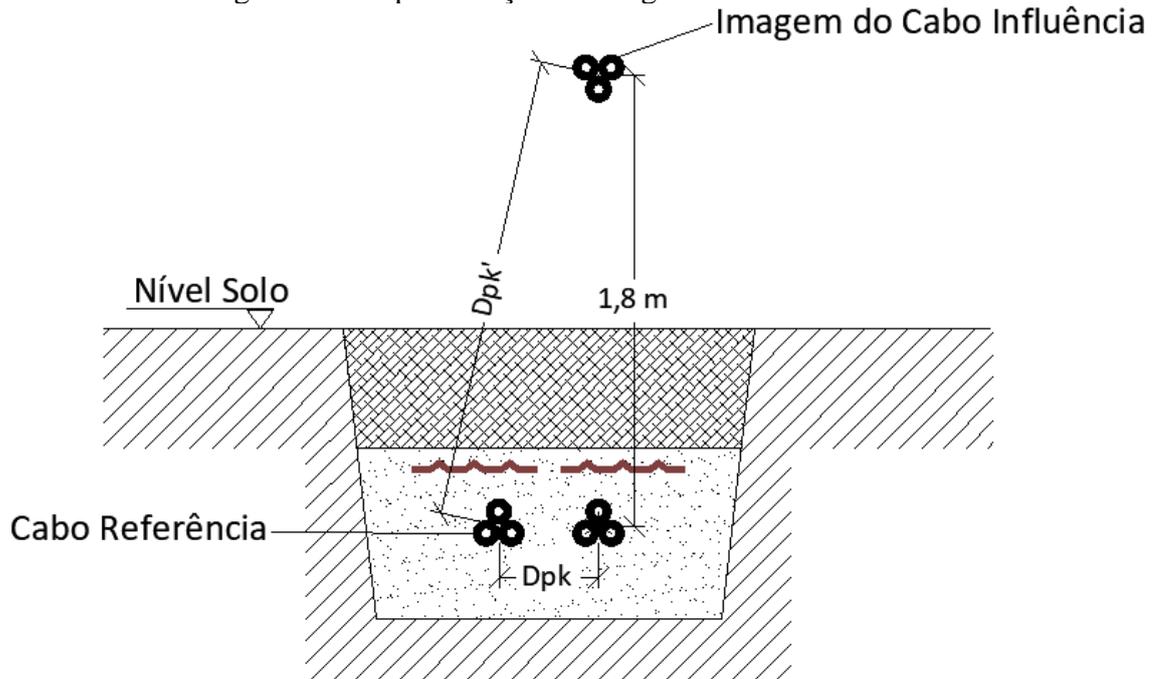
d_{PK} = Distância do cabo referência ao cabo k, em mm;

d'_{PK} = Distância do cabo referência à imagem do cabo k, em mm

Q = Quantidade de cabos no conjunto de cabo;

A Figura 24 ilustra um exemplo de disposição dos cabos enterrados, indicando como medir o distanciamento entre o cabo referência e a imagem do cabo de influência.

Figura 24 - Representação da imagem do cabo influência



Fonte: Autor

Dessa forma, obtendo-se o valor de T_4 a partir da Equação 49 e conforme as seções 3.4.1, 3.4.2, 3.4.3 e 0 pode-se realizar o cálculo da capacidade de condução de corrente levando em consideração o efeito térmico mútuo causado pela disposição dos circuitos.

Portanto, nesse capítulo foi exposto toda a base teórica e normativa necessária para ao estudo de caso que é apresentado no capítulo 4. Neste capítulo é apresentado o memorial de cálculo completo para o dimensionamento de condutores, instalados enterrados, da rede coletora de média tensão de um parque eólico. Com intuito de se colocar em prática a metodologia apresentada no capítulo 0, deve ser realizado um estudo de caso de dimensionamento de uma rede coletora de média tensão de um parque eólico. O memorial de cálculo deste dimensionamento está apresentado no capítulo 4.

4. MEMORIAL DE CÁLCULO

Este capítulo consiste em um estudo de caso, onde deve-se aplicar a metodologia apresentada no capítulo 0 para o dimensionamento de uma rede coletora de média tensão de um parque eólico.

As características gerais das instalações e as premissas estabelecidas para o dimensionamento estão apresentadas na seção 4.1. A partir disso, deve-se utilizar a metodologia da NBR 14039 (ABNT, 2005) para o dimensionamento dos condutores, observando-se os métodos de instalação, fatores de perdas na instalação e os devidos fatores de correção da capacidade de corrente. Logo em seguida, se faz uso da metodologia da IEC 60949 (IEC, 1988), expressa na seção 3.3, para se avaliar o nível de corrente de curto-circuito máxima admissível no condutor e na blindagem. E, por fim, é avaliada a capacidade de condução de corrente de um grupo de circuitos que compõe essa instalação, através da metodologia apresentada pela NBR 11301 (ABNT, 1990) expressa na seção 3.4.

4.1. Caracterização do Complexo Eólico em Estudo

O complexo eólico utilizado nesse estudo de caso será denominado de complexo eólico Beta, e terá sua abreviação utilizada como o símbolo β . O complexo tem potência nominal de 319,2 MW, é composto por 6 parques eólicos divididos em 20 circuitos de média tensão (34,5kV). Ao todo 76 aerogeradores, de potência nominal 4,2MW, compõem o empreendimento.

4.2. Características Gerais das Instalações

A rede coletora de média tensão com nível de tensão 34,5 kV, que conecta os 76 aerogeradores a subestação coletora/elevadora (34,5/500kV), é do tipo subterrânea e seu arranjo físico do tipo radial simples. As principais características das instalações estão presentes na Tabela 15.

O detalhamento da quantidade de circuitos por parque, da quantidade de aerogeradores em cada circuito e a potência nominal de cada circuito encontram-se na Tabela 16.

Tabela 15 - Características gerais da RMT.

Tensão nominal	34,5 kV
Fator de Potência	0,95
Frequência do sistema	60 Hz
Arranjo Físico	Radial Simples
Tipo de Instalação	Subterrânea
Material do Condutor	Alumínio
Quantidade de Aerogeradores	76
Quantidade de Circuitos	20
Método de Referência– NBR 14039	H, diretamente enterrado
Configuração dos condutores	Trifólio
Distância entre trifólios	200mm
Número máximo de circuitos por vala	6 circuitos
Profundidade das valas	1,10 metros
Conexão da blindagem	Aterrada em uma extremidade

Fonte: Autor

Tabela 16 - Divisão dos Circuitos

Parque	Circuito	Quantidade de Aerogeradores	Potência Nominal (MW)
β -01	Circuito 01	4	16,8
	Circuito 02	4	16,8
	Circuito 03	3	12,6
β -02	Circuito 01	4	16,8
	Circuito 02	4	16,8
β -03	Circuito 01	4	16,8
	Circuito 02	4	16,8
	Circuito 03	3	12,6
β -04	Circuito 01	3	12,6
	Circuito 02	4	16,8
	Circuito 03	4	16,8
	Circuito 04	3	12,6
β -05	Circuito 01	4	16,8
	Circuito 02	4	16,8
	Circuito 03	3	12,6
	Circuito 04	5	21,0
β -06	Circuito 01	4	16,8
	Circuito 02	4	16,8
	Circuito 03	4	16,8
	Circuito 04	4	16,8

Fonte: Autor

Diante do exposto, deve-se utilizar dos métodos da NBR 11301 (ABNT, 1990), apresentados na seção 3.4, que diz respeito a avaliação da capacidade de condução de corrente, levando-se em consideração interferência térmica mútua entre os circuitos.

4.3. Características dos Condutores Aplicados

Os cabos adotados na rede coletora de 34,5 kV do parque em estudo, são unipolares, com condutor de alumínio, isolamento composta de polietileno reticulado (XLPE), nível de isolamento de 20 kV para tensão entre fase e terra e /35kV para tensão entre fases. O condutor deve ser dotado de blindagem de material semicondutor para o condutor e para a isolamento. E ter a blindagem metálica composta por fios de cobre, dispostos helicoidalmente, de seção reta 16mm².

Para todos os cálculos, são adotadas as dimensões de referência apresentadas na Tabela 17, dados dimensionais de condutores com seções superiores a 150mm².

Tabela 17 - Informações dos condutores

Seção (mm ²)	D _c (mm)	d _{bi} (mm)	t _i (mm)	D _i (mm)	t _s (mm)	D _m (mm)	D _s (mm)	ε _{capa}	D _e (mm)
150	14	15,1	9,9	33,2	0,6	35	35,6	2	39,6
185	16	17,1	9,9	35,2	0,6	36,9	37,5	2,1	41,7
240	18,08	19,18	9,9	37,3	0,6	39	39,6	2,2	44
300	20,48	21,58	9,9	39,7	0,6	41,4	42	2,2	46,4
400	23,32	24,42	9,9	42,5	0,6	44,2	44,8	2,4	49,6
500	26,45	27,55	9,9	45,7	0,6	47,3	47,9	2,4	52,7
630	30,1	31,2	9,9	49,3	0,6	50,9	51,5	2,6	56,7

Fonte: Adaptado (PRYSMIAN GROUP, 2020)

4.3.1. Impedância de Sequência Positiva

O cálculo da resistência e da reatância indutiva de sequência positiva é realizado para todas as seções de condutores apresentados na Tabela 17. Os parâmetros que não dependem das características geométricas do condutor são:

$$K_1 = 1,04, \text{ conforme Tabela 3;}$$

$$K_2 = 1 \text{ para cabos com encordoamento compacto, conforme Tabela 3;}$$

$$K_3 = 1 \text{ pra cabos singelos, conforme Tabela 3}$$

$$\rho_{20} = 0,028264 \Omega \text{mm}^2 / \text{m}, \text{ conforme Tabela 14;}$$

$$a_{20} = 0,00403 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}, \text{ conforme Tabela 14;}$$

$$T = 90 \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ conforme Tabela 9}$$

Os parâmetros que dependem da seção de condutor, diâmetro médio geométrico (D_{mg}), raio do condutor (r_c) e seção do condutor (S), tem seus valores da Tabela 17. Utilizando as Equações 12 e 15, se obtém os valores de impedância de sequência positiva apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Impedâncias de sequência positiva calculada.

Seção do Condutor	Resistência de Seq. Positiva (mΩ/m)	Reatância Indutiva de Seq. Positiva (mΩ/m)
150 mm ²	0,2477	0,1493
185 mm ²	0,2012	0,1423
240 mm ²	0,1556	0,1384
300 mm ²	0,1252	0,1330
400 mm ²	0,0950	0,1282
500 mm ²	0,0772	0,1232
630 mm ²	0,0629	0,1191

Fonte: Autor

4.4. Resultados

4.4.1. Cálculo da Corrente Nominal.

Nessa sessão são apresentados os cálculos utilizados para dimensionar os condutores do trecho final dos circuitos, ou seja, a corrente que circula nos cabos que saem do último aerogerador de cada circuito e se interligam o barramento da subestação coletora. Uma vez que o arranjo físico das instalações é o radial simples, os aerogeradores de um mesmo circuito são conectados em série, assim sendo, a corrente nominal do circuito é igual a soma das correntes de cada aerogerador.

O cálculo da corrente nominal será realizado através da equação 51:

$$I_N = \frac{n \times P_N}{\sqrt{3} \times V_{MT} \times fp} \quad (51)$$

Onde,

P_N é a potência ativa do aerogerador, em kW, conforme Tabela 16;

V_{MT} é o valor da tensão entre fases da rede coletora, em kV, conforme Tabela 15;

fp é o fator de potência considerado nas instalações, conforme Tabela 15;

E n é a quantidade de aerogeradores por circuito, valores na Tabela 16. Exemplo, parque β -01, circuito 01, tem 4 aerogeradores logo $n = 4$.

Os resultados de corrente calculada estão apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 - Corrente nominal dos circuitos.

Parque	Trecho	Circuito	I_N (A)
β -I	I-AEG-4/SE	C1	294,94
	I-AEG-8/SE	C2	295,94
	I-AEG-11/SE	C3	221,96
β -II	II-AEG-4/SE	C1	294,94
	II-AEG-8/SE	C2	295,94
β -III	III-AEG-10/SE	C1	294,94
	III-AEG-4/SE	C2	295,94
	III-AEG-7/SE	C3	221,96
β -IV	IV-AEG-7/SE	C1	221,96
	IV-AEG-3/SE	C2	294,94
	IV-AEG-11/SE	C3	295,94
	IV-AEG-1/SE	C4	221,96
β -V	V-AEG-4/SE	C1	294,94
	V-AEG-5/SE	C2	294,94
	V-AEG-9/SE	C3	221,96
	V-AEG-12/SE	C4	369,93
β -VI	VI-AEG-4/SE	C1	294,94
	VI-AEG-8/SE	C2	294,94
	VI-AEG-12/SE	C3	294,94
	VI-AEG-13/SE	C4	294,94

Fonte: Autor

Os valores de corrente calculados para todos os trechos de cada circuito, encontram-se no Apêndice A.

4.4.2. Perdas de Potência

O cálculo das perdas de potência é realizado através das Equações 26 e 27. Conforme seção 4.4.1, se limitou a apresentar os cálculos de perda de potência nos trechos finais dos circuitos, trechos entre o último aerogerador de cada circuito e a subestação coletora/elevadora.

Os valores de comprimento dos trechos, bem como os resultados para o cálculo da perda de potência calculados, encontram-se na Tabela 20.

Observa-se que o a maior perda de potência ocorre parque β -I, trecho I-AEG-4/SE, valor de 1,38%. Isso se dá devido ao comprimento desse trecho, uma vez que a perda de potência é diretamente proporcional ao comprimento do trecho.

Os resultados dos cálculos das perdas de potência para todos os trechos entre aerogeradores, encontram-se no Apêndice A.

Tabela 20 - Resultados de perdas de potência

Parque	Trecho	Comprimento (m)	Perdas (W)	Perdas (%)
β -I	I-AEG-4/SE	14002	231.387,05	1,38%
	I-AEG-8/SE	12779	211.176,63	1,26%
	I-AEG-11/SE	11341	159.252,25	1,26%
β -II	II-AEG-4/SE	9085	150.132,22	0,89%
	II-AEG-8/SE	5931	98.011,47	0,58%
β -III	III-AEG-10/SE	927	15.318,94	0,09%
	III-AEG-4/SE	4439	73.355,74	0,44%
	III-AEG-7/SE	1776	24.938,89	0,20%
β -IV	IV-AEG-7/SE	5253	73.763,52	0,59%
	IV-AEG-3/SE	3958	65.407,08	0,39%
	IV-AEG-11/SE	4061	67.109,19	0,40%
	IV-AEG-1/SE	2299	32.282,95	0,26%
β -V	V-AEG-4/SE	3138	47.222,83	0,28%
	V-AEG-5/SE	3010	47.222,83	0,28%
	V-AEG-9/SE	4364	61.280,03	0,49%
	V-AEG-12/SE	6248	161.328,10	0,77%
β -VI	VI-AEG-4/SE	8576	141.720,85	0,84%
	VI-AEG-8/SE	7212	119.180,36	0,71%
	VI-AEG-12/SE	5862	96.871,22	0,58%
	VI-AEG-13/SE	6253	103.332,61	0,62%

Fonte: Autor

4.4.3. Queda de Tensão

Para o cálculo da queda de tensão, se trabalhou com um percentual máximo de queda admissível de 2,5% entre a origem das instalações e qualquer ponto de interligação da instalação. O valor considerado no estudo de caso respeita o limite de 5% estabelecido na NBR 14039 (ABNT, 2005), conforme apresentado na seção 3.2.3

Utiliza-se dos valores de corrente calculados em 4.4.1, resultados apresentados na Tabela 19 Tabela 19 - Corrente nominal dos circuitos., e dos valores de impedância calculados na seção 4.3.1, resultados expostos na Tabela 18, nas Equações 28 e 29.

O cálculo da queda de tensão depende da impedância de sequência positiva dos condutores, que é uma propriedade diretamente ligada as características geométricas dos cabos. Com isso, para dar prosseguimento aos cálculos se atribuiu uma seção de cabo para cada circuito, com base na corrente nominal e na capacidade de condução de corrente dos condutores, apresentada na Tabela 5. Os resultados de queda de tensão encontram-se na Tabela 21.

Tabela 21 - Resultados da queda de tensão.

Parque	Trecho	Seção do Conductor (mm ²)	Queda de Tensão (V)	Queda de Tensão (%)
β -I	I-AEG-4/SE	630	695,74	2,017%
	I-AEG-8/SE	630	634,97	1,840%
	I-AEG-11/SE	400	568,08	1,647%
β -II	II-AEG-4/SE	630	451,42	1,308%
	II-AEG-8/SE	630	294,70	0,854%
β -III	III-AEG-10/SE	630	46,06	0,134%
	III-AEG-4/SE	630	220,57	0,639%
	III-AEG-7/SE	400	88,96	0,258%
β -IV	IV-AEG-7/SE	400	263,13	0,763%
	IV-AEG-3/SE	630	196,67	0,570%
	IV-AEG-11/SE	630	201,78	0,585%
	IV-AEG-1/SE	400	115,16	0,334%
β -V	V-AEG-4/SE	630	155,92	0,452%
	V-AEG-5/SE	630	149,56	0,434%
	V-AEG-9/SE	400	218,60	0,634%
	V-AEG-12/SE	630	388,07	1,125%
β -VI	VI-AEG-4/SE	630	426,13	1,2352%
	VI-AEG-8/SE	630	358,35	1,039%
	VI-AEG-12/SE	630	291,27	0,844%
	VI-AEG-13/SE	630	310,70	0,901%

Fonte: Autor

Como a queda de tensão é diretamente proporcional ao comprimento dos circuitos, são apresentados os resultados apenas do último trecho de cada circuito, pois, estes apresentam maior comprimento, logo, são as situações mais críticas para quedas de tensão.

Observa-se que o a maior queda de tensão ocorre parque β -I, trecho I-AEG-4/SE, sendo o valor de 2,017%. Isso se dá devido ao comprimento desse trecho, uma vez que a perda de potência é diretamente proporcional ao comprimento do trecho. O resultado da queda de tensão para todos os trechos está apresentado no Apêndice A.

4.4.4. Corrente Corrigida

Conforme apresentado na seção 3.2.4, deve-se avaliar, através das condições das instalações, a necessidade de correção dos valores de capacidade de condução dos condutores, utilizando os fatores de correção.

No complexo eólico em estudo é previsto que os circuitos compartilhem as valas, gerando assim a necessidade da aplicação do fator de correção para agrupamento de circuitos. Os parâmetros térmicos do solo considerados para a instalação são:

- Temperatura de solo considerada de 35°C;
- Resistividade Térmica do solo 2,5 K.m/W

Portanto, se faz necessário aplicar fatores de correção apenas para temperatura do solo.

Utiliza-se a equação 30, os fatores contidos nas Tabelas Tabela 6, Tabela 7 e Tabela 8 e as capacidades de condução de corrente, Tabela 5, com base nas seções adotadas na seção 4.4.3. Os resultados de capacidade de condução corrigida são expostos na Tabela 22.

Tabela 22 - Resultados de correção de corrente.

Parque	Trecho	Seção do Conductor (mm ²)	I_{cabo} (A)	F_N	F_T	$I_{corrigida}$ (A)
β -I	I-AEG-4/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	I-AEG-8/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	I-AEG-11/SE	400	363	0,83	0,89	268,15
β -II	II-AEG-4/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	II-AEG-8/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
β -III	III-AEG-10/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	III-AEG-4/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	III-AEG-7/SE	400	363	0,83	0,89	268,15
β -IV	IV-AEG-7/SE	400	363	0,83	0,89	268,15
	IV-AEG-3/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	IV-AEG-11/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	IV-AEG-1/SE	400	363	0,83	0,89	268,15
β -V	V-AEG-4/SE	630	465	1	0,89	413,85
	V-AEG-5/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	V-AEG-9/SE	400	363	0,83	0,89	268,15
	V-AEG-12/SE	630	465	1	0,89	413,85
β -VI	VI-AEG-4/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	VI-AEG-8/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	VI-AEG-12/SE	630	465	0,83	0,89	343,50
	VI-AEG-13/SE	630	465	0,83	0,89	343,50

Fonte: Autor

Os resultados apresentados na Tabela 22, restringe-se aos condutores de final de cada circuito, pois, no complexo eólico em estudo, estes são os trechos que apresentam situações mais crítica de agrupamento de circuitos.

Nesse contexto, se faz necessário salientar que a situação apresentada na seção 4.2, de uma vala próxima a subestação conter 10 circuitos de MT, foi desconsiderada nesta seção, pois, deve-se realizar uma avaliação dessa condição através da NBR 11301 (ABNT, 1990), que é apresentada na seção 4.4.6.

4.4.5. Corrente de Curto-Circuito Admissível no Condutor e na Blindagem

A determinação do curto circuito admissível no condutor, conforme apresentado na seção 3.3.1, necessita de parâmetros que dependem dos materiais constituintes do cabo assim como a seção do condutor. Uma vez definidas suas características na seção 4.3, têm-se:

$$K = 148 \text{ A} \cdot \text{s}^{1/2}/\text{mm}^2, \text{ conforme Tabela 10};$$

$$T_f = 250 \text{ }^\circ\text{C}, \text{ conforme Tabela 9};$$

$$T_i = 90 \text{ }^\circ\text{C}, \text{ conforme Tabela 9};$$

$$\beta = 228 \text{ K}, \text{ conforme, Tabela 10.}$$

$$X \text{ e } Y = 0,52 \text{ e } 0,14, \text{ respectivamente, conforme Tabela 11};$$

$$t = 0,5\text{s}, \text{ valor estipulado};$$

Aplicando os fatores na Equação 31, obtém-se os valores de corrente de curto-circuito máximas admissíveis. Resultados apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 - Correntes de curtos-circuitos admissíveis.

Seção do Condutor (mm ²)	ϵ	I _{cc} (A)	I admissível (A)
150	1,0166	20.043,0	20.375,4
240	1,01308	32.068,8	32.488,6
400	1,0101	53.448,1	53.989,2
630	1,0081	84.180,7	84.859,2

Fonte: Autor

Para o cálculo da corrente admissível na blindagem, para uma blindagem de fios helicoidais de cobre, de seção reta 16mm², obtém-se os seguintes parâmetros da Tabela 12:

$$\sigma_2 \text{ e } \sigma_3 = 2,4 \times 10^6 \text{ J/K} \cdot \text{m}^3;$$

$$\rho_2 = 2,5 \text{ K} \cdot \text{m/W};$$

$$\rho_3 = 3,5 \text{ K} \cdot \text{m/W};$$

$$\sigma_1 = 2,4 \times 10^6 \text{ J/K} \cdot \text{m}^3;$$

$$\delta = 1 \times 10^{-3} \text{ mm}$$

$$F = 0,9.$$

Diante disso, o valor da corrente de curto circuito suportada pela blindagem é obtido através das Equações 31, 34 e 35 e seus resultados estão na Tabela 24.

Tabela 24 - Corrente de curto-circuito admissível na blindagem.

Seção da Blindagem (mm ²)	m	ϵ	I _{cc} (A)	I admissível (A)
16	0,2358	1,09213	3237,61	3535,88

Fonte: Autor

4.4.6. Avaliação da Capacidade de Condução - NBR 11301

Conforme exposto nas seções 4.2 e 4.4.3, a topologia das instalações do complexo eólico em estudo apresentou situação peculiar quanto à disposição dos circuitos em uma vala próxima a subestação coletora/elevadora.

Vinte circuitos compõem a rede coletora de média tensão do complexo eólico em estudo. Devido ao seu arranjo ser radial simples, uma certa quantidade de aerogeradores é interligada em série e o último aerogerador da série se interliga no barramento da subestação coletora/elevadora (34,5/500 kV). Dentre os vinte circuitos, dez deles compartilham uma vala nas proximidades da SE.

Avaliando essa configuração, com vistas apenas na NBR 14039, se torna perceptível um problema, pois, a norma não disponibiliza um fator de correção da capacidade de condução de corrente para um agrupamento desse porte, tampouco delimita a partir de qual distância entre os trifólios poderá ser desconsiderada uma situação de agrupamento, para o método de referência de instalação H.

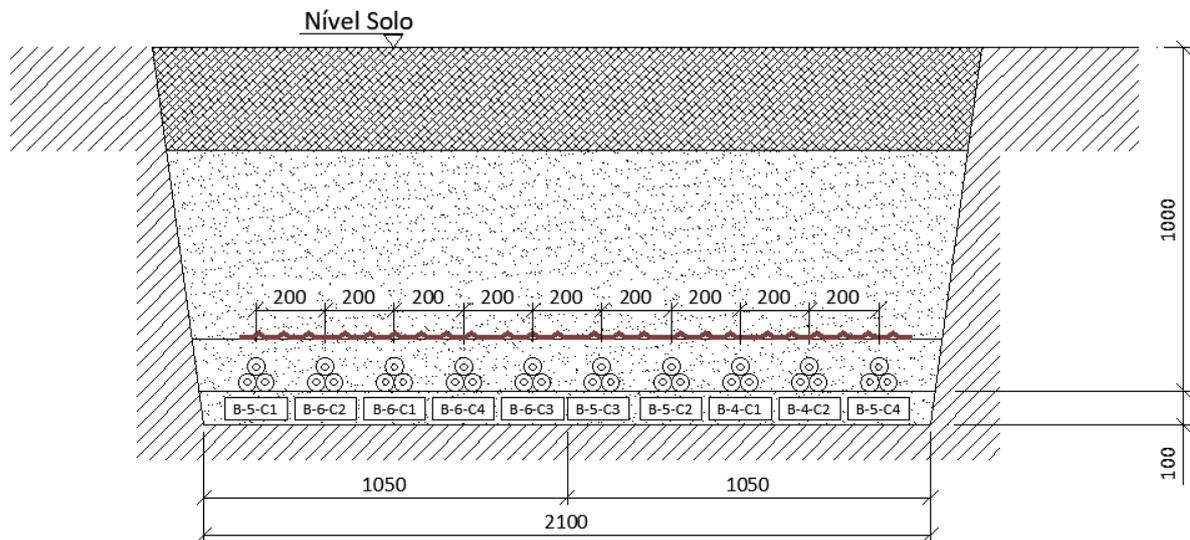
Assim sendo, se faz necessário avaliar o impacto que o efeito térmico mútuo terá sobre os condutores. A metodologia adotada será a estabelecida pela NBR 11301 (ABNT, 1990), onde pretende-se avaliar a capacidade de condução de corrente dos condutores que estão submetidos a essa condição de agrupamento. Existindo impacto significativo na capacidade de condução, são calculados os valores de distâncias entre os trifólios que permitam o correto funcionamento das instalações, ou seja, corrente nominal do circuito seja menor que a capacidade de condução de corrente.

Os circuitos avaliados nessa seção são listados a baixo. E na Figura 26 é apresentada a condição de instalação preliminar, considerando como padrão uma distância entre trifólios de 200mm. Essa condição de instalação de cabos é denominada daqui para frente como cenário 01.

O estudo limita-se apenas 10 dos 20 circuitos do parque, pois somente estes estão dispostos em vala, conforme o cenário 01, o restante encontra-se em agrupamentos menores que 7 circuitos. A baixo são listados os circuitos que são estudo dessa seção, por parques:

- Parque β -04: C1 e C2;
- Parque β -05: C1, C2, C3 e C4;
- Parque β -06: C1, C2, C3 e C4.

Figura 26 – Cenário 01 - Disposição Preliminar dos Circuitos



Fonte: Autor

Para os circuitos submetidos a essa condição de instalação são adotados condutores de 400 e 630mm², portanto, todos os cálculos de parâmetros térmicos e elétricos, que dependem das características geométricas dos condutores, são limitados as seções de 400mm² e 630m².

4.4.6.1. Perdas na Isolação

A análise se inicia com a obtenção dos parâmetros elétricos dos condutores, onde, são calculadas as perdas na isolação através das Equações 37 e 38. Os parâmetros e fatores utilizados nas equações dependem das características geométricas do condutor, bem como, de características de materiais que compõem o condutor. O cálculo será limitado as seções dos condutores utilizados nos circuitos em a análise, ou seja, 400mm² e 630mm².

Utilizando dos valores da Tabela 13 e Tabela 14, obtêm-se os valores apresentados na Tabela 25:

Tabela 25 - Parâmetros de perdas de isolamento.

Parâmetro/ Fatores	Valores para condutor de 630mm ²	Valores para condutor de 400mm ²
Diâmetro sobre isolamento (Di)	49,3	42,5
Diâmetro sobre condutor (Dbi)	31,2	24,42
Vrms condutor e blindagem (Vo)	19,92	
Constante dielétrica relativa da isolamento (ϵ)	2,5	
Fator de potência dielétrica. ($Tg\delta$)	0,004	

Fonte: Autor

Aplicando os valores da Tabela 25 - Parâmetros de perdas de isolamento à Equação 37, se obtêm os valores apresentados na Tabela 26.

Tabela 26 - Perdas na isolamento.

	Condutor de 630mm ²	Condutor de 400mm ²
Perdas na isolamento (W_d) (W/m)	0,1816	0,15

Fonte: Autor

4.4.6.2. Fator de Perdas na Blindagem

Para o cálculo do fator de perdas na blindagem se utiliza as equações 39, 40, 41, 42, 43 e 44. O cálculo dos parâmetros R_b e R_{ca} , foram obtidos conforme metodologia apresentada na seção 3.1. Os parâmetros t_s e D_b foram retirados da Tabela 17. Os resultados encontram-se na Tabela 27.

Tabela 27 - Parâmetros de cálculo de perdas na blindagem

Parâmetro/ Fatores	Condutor de 630mm ²	Condutor de 400mm ²
Resistência da Blindagem (R_b) (Ω/m)	$2,1346 \times 10^{-3}$	$2,1346 \times 10^{-3}$
Resistência do Condutor (R_{ca}) (Ω/m)	$0,0629 \times 10^{-3}$	$0,0950 \times 10^{-3}$
Fator g_s	1,002561	1,0027190
Fator λ_0	$0,456638 \times 10^{-3}$	$0,44997 \times 10^{-3}$
Fator Δ_1	0,7220	0,5691
Fator β_1	147,9413423	147,9413423
Fator m	0,02787	0,02787

Fonte: Autor

Aplicando os valores contidos na Tabela 27 na Equação 39, obtém-se o resultado das perdas nas blindagens para os cabos de seção 400mm² e 630mm², conforme mostrado na Tabela 28.

Tabela 28 - Perdas nas blindagens.

	Condutor de 630mm ²	Condutor de 400mm ²
Perdas na blindagem (λ_1) (W/m)	0,01672	0,009455

Fonte: Autor

4.4.6.3. Resistências Térmicas Internas

4.4.6.3.1. Resistência Térmica da Isolação

O cálculo da resistência térmica da isolação é realizado conforme metodologia exposta na seção 3.4.4.1, utilizando a equação 45. Sendo a isolação do condutor adotado no estudo composta por polietileno reticulado (XLPE), os valores de resistividade térmica da isolação são obtidos da Tabela 12, e os fatores geométricos dos cabos retirados da Tabela 17. Os valores de resistência térmica da isolação (T_1) encontram-se na Tabela 29.

Tabela 29 - Resistências térmicas de isolação.

	Condutor de 630mm ²	Condutor de 400mm ²
Resistência térmica da isolação – T_1 (mK/W)	0,3013	0,3664

Fonte: Autor

4.4.6.3.1. Resistência Térmica da Cobertura

Para o cálculo da resistência térmica da cobertura é utilizada a Equação 46, conforme apresentado na seção 3.4.4.2. O valor de resistividade térmica da cobertura é retirado da Tabela 11, e os fatores dimensionais dos cabos, da Tabela 17. Os resultados do cálculo das resistências térmica das coberturas, para cabos de 400mm² e 630mm², encontram-se na Tabela 30.

Tabela 30 - Perdas na cobertura.

	Condutor de 630mm ²	Condutor de 400mm ²
Resistência térmica da isolação – T_3 (mK/W)	0,07820	0,08233

Fonte: Autor

4.4.6.4. Capacidade de Condução de Corrente

Conforme discutido na seção 3.4.5 esse estudo de caso utilizava da superposição, que consiste em assumir que os condutores atuam como uma fonte de calor independente, que não distorcem o campo térmico dos demais.

A lógica de cálculo aplicada para a capacidade de condução consiste em manter o valor de operação dos condutores constante e calcular um novo valor da resistência térmica externa (T_4), considerando um fator de aquecimento mútuo, ou seja, a diferença de temperatura entre o

condutor e o meio ($\Delta\theta$) se mantém constante e o valor da resistência térmica externa (T_4) irá variar conforme condição de instalação.

O cálculo da capacidade de condução de corrente se dá conforme o método descrito na seção 3.4.1. Entretanto, devido ao cabo adotado no estudo de caso, é possível realizar algumas simplificações no equacionamento. O cabo adotado no projeto não possui armação metálica, isso incorre em tornar todos os parâmetros que dependem da geometria ou de parâmetros térmicos da armadura em valores nulos. Dessa forma, λ_2 e T_2 são considerados zero e a Equação 36, se reduz a expressão da Equação 52:

$$I = \sqrt{\left\{ \frac{\Delta\theta - W_d[0,5T_1 + n(T_3 + T_4)]}{R_{CA}T_1 + nR_{CA}(1 + \lambda_1)(T_3 + T_4)} \right\}} \quad (A) \quad (52)$$

Os valores calculados nas seções 4.4.6.1, 4.4.6.2 e 4.4.6.3 encontram-se compilados na Tabela 31.

Tabela 31 - Fatores de cálculo da capacidade de corrente.

	Condutor de 630mm ²	Condutor de 400mm ²
Resistência da Blindagem (R_b) (Ω/m)	2,1346 x 10 ⁻³	2,1346 x 10 ⁻³
Resistência do Condutor (R_{ca}) (Ω/m)	0,0629 x 10 ⁻³	0,0950 x 10 ⁻³
Perdas na isolação (Wd) (W/m)	0,1816	0,15
Perdas na blindagem (λ_1) (W/m)	0,01672	0,009455
Resistência térmica da isolação - T1 (mK/W)	0,3013	0,3664
Resistência térmica da isolação - T3 (mK/W)	0,07820	0,08233

Fonte: Autor

A primeira análise de capacidade de corrente é realizada utilizando a condição de instalação do cenário 01, Figura 26, onde se é considerando a distância padrão de 200mm entre trifólios. O cálculo das resistências térmicas externas (T_4), considerando os efeitos térmicos mútuos entre os condutores, se dá conforme método apresentado na seção 3.4.5. Para o cálculo do valor da capacidade de corrente dos circuitos, aplicam-se os valores de T_4 calculados através da Equação 49, juntamente com os valores da Tabela 31, aplicados na Equação 52. Os resultados encontram-se na Tabela 32, onde, I_N é a corrente nominal de cada circuito.

Tabela 32 - Capacidade de condução - cenário 1.

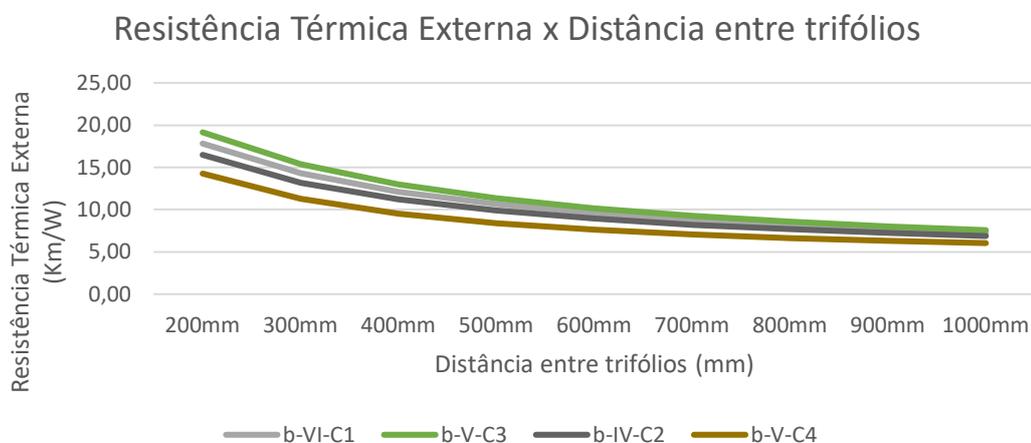
Circuito	I_N (A)	T_4 (K m/W)	I_{C1} (A)
β -V-C1	294,94	14,27	208,65
β -VI-C2	294,94	16,49	203,97
β -VI-C1	294,94	17,82	201,86
β -VI-C4	294,94	18,61	160,63
β -VI-C3	294,94	18,98	203,97
β -V-C3	221,96	19,15	165,90
β -V-C2	294,94	18,61	217,26
β -IV-C1	221,96	17,99	234,02
β -IV-C2	294,94	16,48	208,65
β -V-C4	369,93	14,27	203,97

Fonte: Autor

Através dos resultados apresentados na Tabela 32, pode-se perceber que no cenário 01, adotando distância de 200mm entre trifólios, o efeito térmico mútuo entre os condutores reduz consideravelmente a capacidade de condução, de forma que para todos os circuitos a corrente nominal do circuito apresenta valores superiores a capacidade de condução dos condutores aplicados.

Dessa forma, se faz necessário avaliar como a capacidade de condução se comporta para outros cenários de disposições de circuitos. Calculou-se então os valores de T_4 , através da Equação 49, considerando outras distâncias entre trifólios. Os resultados seguem no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Resistência Térmica Externa x Distância entre trifólios



Fonte: Autor

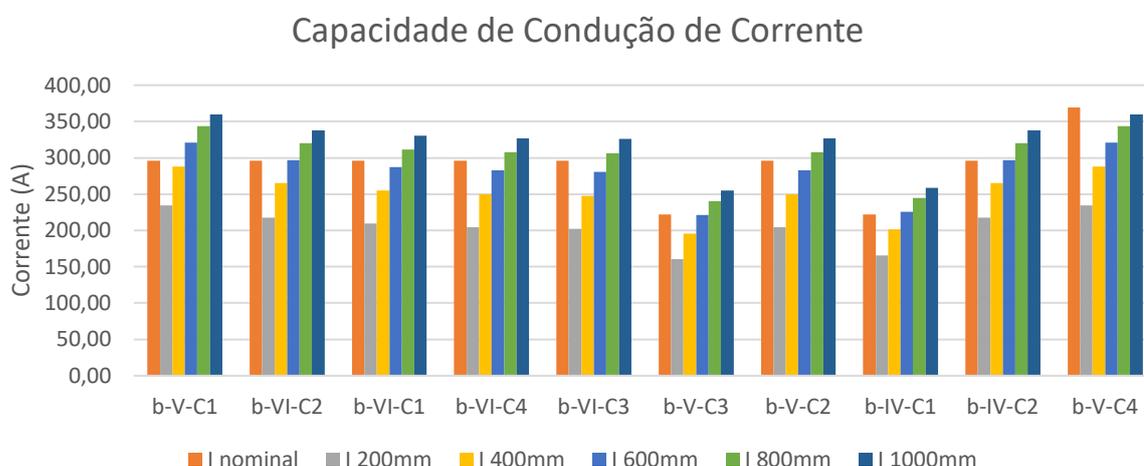
Estão plotados no Gráfico 1 os resultados de resistência térmica, que se calculou para a faixa de distância entre trifólios de 300 a 1000mm, com passo de 100mm para o cálculo de T_4 . No Gráfico 1, apresentaram-se os resultados de variação da resistência térmica apenas para os

circuitos VI-C1, V-C3, IV-C2 e V-C4, para uma melhor visualização do comportamento da curva. Para todos os circuitos a curva resistência x distância teve seu comportamento semelhante, pois, depende apenas do distanciamento entre os trifólios.

Pode-se observar no Gráfico 1 como o agrupamento de circuitos impacta na resistência térmica externa e, conseqüentemente, na capacidade de condução de corrente. Conforme esperado, existe uma relação inversa entre a resistência térmica externa e o distanciamento entre trifólios à medida que os trifólios se distanciam, ocorre uma redução no fator de aquecimento mútuo (F) e da resistência térmica, que no limite, tende ao valor da resistência térmica externa do próprio do condutor.

Utilizando os valores de T_4 apresentados Gráfico 1, calcula-se os valores de capacidade de corrente, para os mesmos distanciamentos considerados no cálculo de T_4 . Estes valores encontram-se no Gráfico 2.

Gráfico 2 - Capacidade de Condução de Corrente.



Fonte: Autor

O Gráfico 2 apresenta os valores de capacidade de condução de corrente dos condutores que estão submetidos a situações diversas de agrupamento, considerando cinco distanciamentos distintos entre trifólios. Onde, $I_{nominal}$ é a corrente nominal do circuito e I com subíndice de comprimento é a capacidade de condução de corrente do condutor, estando os trifólios distanciados ao valor do subíndice.

As colunas do Gráfico 2 estão organizadas na mesma seqüência da disposição dos circuitos na vala. Pode-se observar como a capacidade de condução aumenta, à medida que o distanciamento entre os trifólios aumenta e decresce à medida em que os trifólios se aproximam. Destaca-se, também, um impacto mais significativo na redução da capacidade de condução nos

condutores que estão próximos ao centro da vala. Ao mesmo passo que os condutores de mesma seção transversal, situados nas extremidades das valas, tendem a apresentar capacidade de condução superior à dos condutores que estão centralizados na vala.

Isto ocorre, pois, os cabos que estão ao centro recebem contribuições de aquecimento mútuo mais significativas do que os condutores situados nas extremidades, devido a maior proximidade entre os trifólios centrais e o restante dos circuitos. Dessa forma, deve-se aplicar um distanciamento maior entre os trifólios centrais e os circuitos adjacentes.

Observa-se, também, que a capacidade de condução de corrente do circuito B-V-C4, mesmo após se considerar uma distância de 1000mm entre trifólios, continua sendo inferior a corrente nominal. Isso se deve ao fato de que o circuito V-C4 tem corrente nominal superior aos demais, pois, seu circuito é composto por 5 aerogeradores. Por tanto, deve-se aplicar um distanciamento maior entre o trifólio desse circuito e os trifólios adjacentes.

Dessa forma, se faz necessário propor outro cenário de instalação, alterando os distanciamentos entre os trifólios. Estipulou-se então o cenário 02, onde as distâncias seguem conforme Tabela 33.

Tabela 33 - Distanciamento do Cenário 02.

Circuito	Distância entre trifólios (mm)
β -V-C1 - β -VI-C2	600
β -VI-C2 - β -VI-C1	650
β -VI-C1 - β -VI-C4	650
β -VI-C4 - β -VI-C3	650
β -VI-C3 - β -V-C3	1300
β -V-C3 - β -V-C2	600
β -V-C2 - β -IV-C1	600
β -IV-C1 - β -IV-C2	600
β -IV-C2 - β -V-C4	1800

Fonte: Autor

Refazendo os cálculos através da Equação 52, utilizando os distanciamentos da Tabela 33. As capacidades de condução são apresentadas na Tabela 34.

Tabela 34 - Capacidade de condução - cenário 02

Circuito	I_N (A)	T_4 (K m/W)	I_{C2} (A)
β -V-C1	294,94	7,357	326,85
β -VI-C2	294,94	8,467	305,08
β -VI-C1	294,94	8,864	298,25

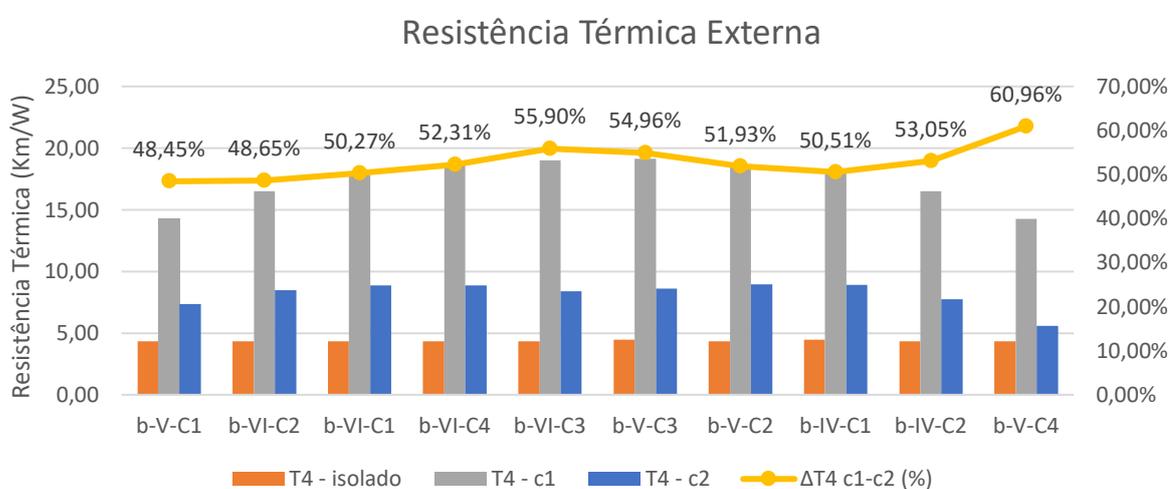
β -VI-C4	294,94	8,878	298,02
β -VI-C3	294,94	8,374	306,74
β -V-C3	221,96	8,626	239,66
β -V-C2	294,94	8,949	296,84
β -IV-C1	221,96	8,903	236,01
β -IV-C2	294,94	7,741	318,82
β -V-C4	369,93	5,571	373,82

Fonte: Autor

Os valores obtidos na Tabela 34 mostram que os distanciamentos adotados são viáveis a aplicação, pois a capacidade de condução dos de todos os condutores foi superior a carga nominal dos circuitos.

Os gráficos Gráfico 3 e Gráfico 4, apresentam um comparativo dos cenários 01 e 02 com relação as resistências térmicas e capacidade de condução de corrente, respectivamente.

Gráfico 3 - Comparação da Resistências Térmicas Externas.



Fonte: Autor

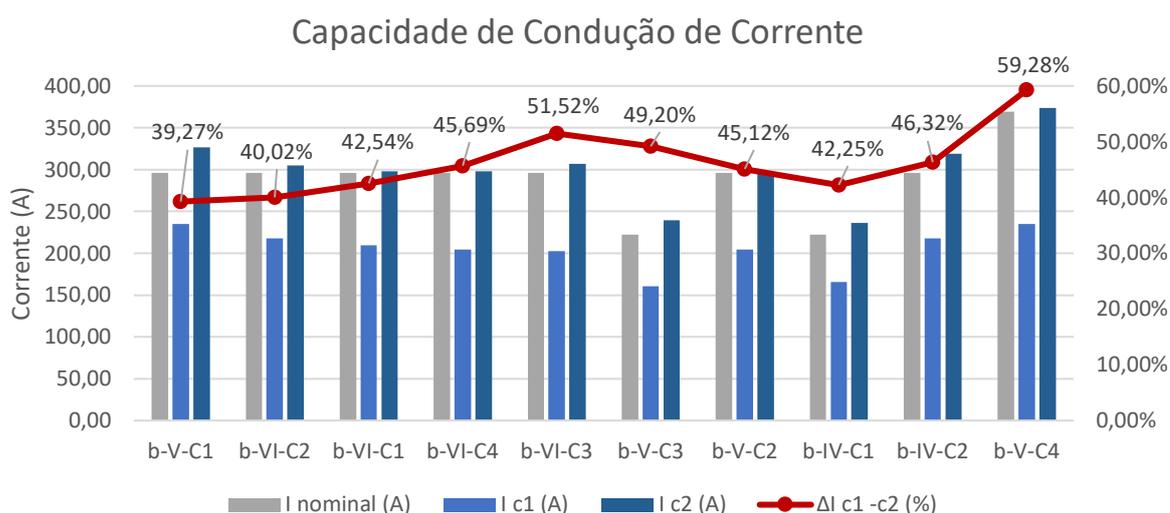
O Gráfico 3 apresenta valores de resistência térmica externa para três situações, onde T4 – isolado é o valor da resistividade térmica do condutor operando em regime permanente e isolado, T4-c1 é o valor de resistividade térmica externa calculada para os condutores operando em regime permanente na configuração de disposição apresentada no cenário 01, e T4-c2 os valores de T4 para condição de instalação do cenário 02.

Como pode-se observar no Gráfico 3, os valores de resistividade térmicas externas assumem valores, em condição de agrupamento, bem superiores ao valor na condição de trifólio isolado. Percebe-se uma variação significante entre o cenário 01, circuitos distanciados por

200mm, e o cenário 02, distâncias conforme Tabela 34, chegando essa diferença a um valor de decremento máximo de 60,96%, com relação ao valor do cenário 01.

O Gráfico 4 apresenta um comparativo entre as capacidades de condução de correntes dos condutores no cenário 1 e no cenário 02, bem como, apresenta o valor de corrente nominal dos circuitos presentes nas valas. (I nominal). Observa-se que ao aplicar um distanciamento, conforme Tabela 34, todos os condutores assumem um valor de capacidade de condução superiores aos valores de corrente nominal dos circuitos.

Gráfico 4 - Comparação das Capacidades de Condução



Fonte: Autor

. Além disso, é apresentada a diferença percentual entre a capacidade de condução no cenário 01 e a capacidade de condução no cenário 02, com relação a capacidade do cenário 01. Destaca-se nesse ponto que os circuitos B-V-C4 e B-VI-C3 tem os maiores valores percentuais de acréscimo de capacidade de condução, alcançando 59,28% e 51,52%, respectivamente.

Pode-se concluir que a aplicação de maiores distâncias entre os trifólios dos circuitos B-V-C4 e B-VI-C3, conforme Tabela 33, apresenta resultado satisfatório, pois, consegue-se corrigir o decréscimo excessivo da capacidade de condução dos condutores centralizados na vala e garantir que todos os circuitos tenham capacidade de condução suficiente para circulação da corrente nominal. A figura com seção da vala proposta no cenário 02, encontra-se no Apêndice B.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho são apresentados o embasamento teórico e um estudo de caso de dimensionamento de rede coletora de média tensão subterrânea de um parque eólico. Nesse contexto, relatou-se brevemente como ocorre a inserção da energia eólica no cenário da matriz elétrica nacional.

Logo em seguida, apresentou-se uma breve discussão sobre redes de média tensão, quanto a seus tipos de instalação, em redes aéreas ou redes subterrâneas, características básicas e principais aplicações. Dando prosseguimento, discutiu-se sobre as redes de média tensão aplicadas em parques eólicos, onde apresentou-se os possíveis arranjos físicos das RMTs e suas implicações, apontadas pela literatura. Após isso, abordou-se sobre os condutores isolados aplicados em RMTs subterrâneas, quanto a suas características físicas, materiais aplicados e função de cada camada existente nos cabos.

A metodologia aplicada ao dimensionamento da RMT é apresentada logo em sequência, onde são expostos os conceitos e equacionamentos utilizados para a obtenção dos parâmetros de dimensionamento, contidos em três normas. As normas utilizadas são a NBR 14039 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV, a NBR 11301 - Cálculo da Capacidade de Condução de Corrente de Cabos Isolado em Regime Permanente (fator de carga 100%) e a IEC 60949 - *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*. Os parâmetros considerados no dimensionamento dos cabos da RMT são: perda de potência; nível de queda de tensão; correção da capacidade de condução de corrente; corrente de curto-circuito admissível no condutor e na blindagem e, por fim, avaliação da capacidade de condução de corrente.

Realizou-se um estudo de caso de um parque eólico com 76 aerogeradores, distribuídos em 20 circuitos, onde dimensionou-se a rede coletora de média tensão subterrânea, com cabos diretamente enterrados, utilizando-se da metodologia apresentada. Os valores alcançados para perda de potência e queda de tensão máximos são de 1,38% e 2,017%, respectivamente. Os dois valores são referentes ao parque β -I, trecho AEG-4/SE. Obtiveram-se os valores de corrente de curto-circuito máxima no condutor e na blindagem, sendo o maior valor de corrente de 84,180 kA para o cabo de 630mm², enquanto para a blindagem de seção única, com 16mm², tem-se um valor de corrente de 3,535 kA.

A avaliação de corrente é realizada para um grupo de circuito que estão dispostos a em situação peculiar de agrupamento. Observou-se que para uma disposição de circuitos com distanciamento de 200mm entre trifólios, para cenário 01. O efeito térmico mútuo entre os

condutores causa impacto significativo na capacidade de condução dos condutores, fazendo com que essa seja consideravelmente menor que a corrente nominal do circuito. Dessa forma, se fez necessário propor uma nova configuração de disposição, o cenário 02, e refizeram-se os cálculos. Observou-se um aumento significativo da capacidade de condução de corrente, fazendo com que as capacidades sejam superiores as correntes nominais de projeto de cada circuito, as quais podem destacar os maiores aumentos percentuais nos circuitos β -IV-C2 e β -V-C4, com valores de 46,32% e 59,28% respectivamente.

Observa-se que os valores das quedas de tensão, perdas de potência e correção de corrente foram devidamente calculados e respeitando-se os limites e fatores de referência. Obteve-se as correntes máximas admissíveis de curto-circuito conforme método normativo. E, por fim, se propôs uma nova configuração de disposição dos circuitos para que se obtivesse uma capacidade de condução suficiente para a aplicação no parque em estudo. Dessa forma, pode-se concluir que o dimensionamento da rede coletora de média tensão subterrânea se faz satisfatório.

Diante dos resultados obtidos, verifica-se que a metodologia apresentada neste trabalho resultou em soluções satisfatórias para seu escopo, podendo então ser utilizada em outros cenários, desde que as premissas sejam ajustadas a realidade de cada caso. Dessa forma entende-se que a contribuição desse trabalho é positiva para a aérea em que está inserida, pois o método apresentado pode ser aplicado a outras RMT, desde que essas possuam características semelhantes a estudada nesse trabalho.

Dentre as possibilidades de continuidade dessa linha de pesquisa, podem ser considerados as seguintes sugestões de trabalhos futuros:

- Realizar o estudo de capacidade de condução de corrente, considerando os efeitos térmicos das várias configurações possíveis de aterramento das blindagens, os quais são: aterramento em uma ou duas extremidades, multi-aterado, com cruzamento de blindagens.
- Desenvolver um algoritmo/software de dimensionamento de RMT considerado a avaliação de capacidade de condução, para que se possa realizar essa análise qualquer que seja a configuração de instalação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT, A. B. D. N. T. **NBR 11301: Cálculo da Capacidade de Condução de Corrente de Cabos Isolado em Regime Permanente (fator de carga 100%)**. Rio de Janeiro, p. 48. 1990.
- ABNT, A. B. D. N. T. **NBR14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro. 2005.
- ABNT, A. B. D. N. T. **NBR 6251: Cabos de potência com isolamento extrudada para tensões de 1 kV a 35 kV - Requisitos construtivos**. Rio de Janeiro, p. 38. 2018.
- AP ENERGIAS RENOVÁVEIS. Componentes de Um Aerogerador, 2018. Disponível em: <<https://apenergiasrenovaveis.wordpress.com/eolica/componentes-de-um-aerogerador/>>. Acesso em: 04 set. 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA E ENERGIA EÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2019**. São Paulo , p. 27. 2020.
- BARROS, P. K. D. S. **Metodologia para Cálculo de Perdas Elétricas em Sistemas com Geração Eólica**. UFRJ, Escola Politécnica. Rio de Janeiro , p. 59. 2016.
- BRASIL. **PORTARIA Nº 29, DE 28 DE JANEIRO DE 2011**. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Brasília. 2011.
- CABRAL, D. S. **ESTUDO DE AMPACIDADE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO SUBTERRÂNEAS**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, p. 112. 2018.
- CAMPOS., F. R. N. **Diversificação da matriz energética baseada em recursos renováveis: impactos sobre a segurança elétrica brasileira**. Universidade Federal. São Mateus, p. 127. 2018.
- COELHO, V. L. **Análise do desempenho de redes aéreas de distribuição de média tensão frente à ação das descargas atmosféricas**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 172. 2010.
- EPE., E. D. P. E. **Balanco Energético Nacional 2020: Ano base 2019**. Rio de Janeiro, p. 292. 2020.
- EPE., E. D. P. E. **Matriz Energética e Elétrica, 2021, 2021**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 09 abr. 2021.
- FILHO, J. M. **Manual de equipamentos elétricos**. 3ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, v. I, 2005.
- GAVA, P. **BENEFÍCIOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA**. UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO. Itatiba, p. 64. 2011.
- GOMES, B. B. **Otimização do cabeamento interconector de aerogeradores em parques eólicos offshore**. Universidade Federal do Pampa. Alegrete, p. 57. 2018.
- IEC, I. E. C. **60494: Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects**. Worcester, p. 25. 1988.

IEC, I. E. C. **60287: Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses - General**. Worcester, p. 65. 2006.

INACIO, E. C.; GOMES, W. M. **REDES DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEAS DE ENERGIA ELÉTRICA: COMPARATIVO ENTRE OS REQUISITOS DAS CONCESSIONÁRIAS CELESC D, CPFL ENERGIA E CEMIG D UTILIZANDO MODELOS BIM**. UNIVERSIDADE DO SUL DE SANTA CATARINA. Palhoça, p. 167. 2018.

KAGAN, N. et al. **Introdução a Sistemas Elétrico de Potência: Componentes Simétricas**. 2ª. ed. São Paulo: EDGARD BUCHLER LTDA, 2000.

KAWABATA, D. M. T. **AVALIAÇÃO DE CUSTOS PARA IMPLANTAÇÃO DE REDES COLETORAS DE ENERGIA PARA CENTRAIS EÓLICAS**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Curitiba, p. 67. 2018.

KINDERMANN, G. **Curto Circuito**. 2ª. ed. Porto Alegre: Sagra Luzatto, 1997.

LUCIO, G. C. **A influência da temperatura nas impedâncias de sequência de condutores utilizados na rede primária de distribuição**. Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá. Guaratinguetá, p. 59. 2014.

MENDONÇA, G. A. **Avaliação das Abordagens Empregadas em Estudos de Propagação Harmônica em Sistemas Elétricos**. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, p. 110. 2012.

MOURA, L. P. et al. **ESTRUTURA FÍSICA DE PARQUES EÓLICOS E OS PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DAS TOPOLOGIAS DE GERAÇÃO**. In: **XVI CEEL – Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica**, Uberlândia, 2018.

NITSCH, M. O programa do biocombustíveis Proalcool no contexto da estratégia energética brasileira. **Revista Economia Política**, São Paulo, 11, n. 2, 01 jun. 1991.

OLIVEIRA, F. A. L. **Estudo numérico-analítico dos efeitos de cargas axiais sobre o comportamento vibratório de pás eólicas**. Universidade de Brasília. Brasília, p. 125. 2015.

OLIVEIRA, K. L. M. D. **Otimização da rede coletora de média tensão de parques eólicos utilizando um algoritmo genético modificado**. Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, p. 140. 2016.

OLIVEIRA, N. C. C. D. A grande aceleração e a construção de barragens hidrelétricas no Brasil. **Varia Historia**, Belo Horizonte, 16 ago. 2018. 315-346.

PINTO, M. D. O. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

PRICE, T. J. James Blyth – Britain's first modern wind power pioneer. **WIND ENGINEERING**, 01 maio 2005. 191-200.

PRYSMIAN GROUP. **Dados Técnicos: Cabo VOLTALENE GRID AL B16B 20/35 kV**. Sorocaba, p. 2. 2020.

SAADAT, H. **Power System Analysis**. 1ª. ed. Boston: WBC McGraw-Hill, 1999. 712 p.

SECO, G. P. **Procedimento para estudo de coordenação das proteções elétricas em centrais eólicas**. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 125. 2015.

SIMAS, M. S. **Energia Eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: Estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz de insumo-produto aplicada**. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 220. 2012.

SOUZA, G. M. D. **Impacto da modelagem de cabos isolados com cruzamento de blindagens na avaliação de corrente d curto-circuito**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 63. 2019.

SPINO, I. A. **ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA MANUTENÇÃO CORRETIVA NA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA: ESTUDO DE CASO DE UM COMPLEXO EÓLICO DA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL**. UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE. Natal, p. 64. 2019.

VELASCO, G. D. N.; LIMA, A. M. L. P.; COUTO, H. T. Z. D. **ANÁLISE COMPARATIVA DOS CUSTOS DE DIFERENTES REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTEXTO DA ARBORIZAÇÃO URBANA**. *Árvore*, Viçosa, 2006. 679-68.

WANG, Y. et al. Wind Farm Collector System Research. **Applied Mechanics and Materials**, Zurique, 700, 09 out. 2015. 47-52.

WENCESLAU, F. F. **PROINFA: uma contribuição para a diversificação da matriz energética no Rio Grande do Sul?** Universidade de Santa Cruz do Sul. Santa Cruz do Sul, p. 168. 2013.

WERKHAUSER, R. D. S. **Engenharia Elétrica na Construção de Parques Eólicos**. SENAI. Natal, p. 68. 2011.

APÊNDICE A – RESULTADOS DO DIMENSIONAMENTO DA RMT

Tabela 35 – Resultados Dimensionamento do Parque Beta-I.

Trecho	Seção do cabo (mm ²)	Comprimento (m)	Pot. (MW)	Corrente (A)	I _{cabo}	FT	FN	I _{corrigida}	R (ohm/m) Trecho	X (ohm/m) Trecho	Perdas (W)	Perdas (%)	Queda de Tensão (%)	Queda de Tensão (V)
CIRCUITO 1														
B-I-1/2	150 mm ² AL XLPE	475	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1176	0,0709	1.931,78	0,01%	0,050%	17,16
B-I-2/3	240 mm ² AL XLPE	487	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0758	0,0674	4.978,60	0,03%	0,069%	23,85
B-I-3/4	400 mm ² AL XLPE	457	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0434	0,0586	6.417,27	0,04%	0,066%	22,89
B-I-4/SE	630 mm ² AL XLPE	14002	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,8807	1,6675	231.387,05	1,38%	2,017%	695,74
CIRCUITO 2														
B-I-5/6	150 mm ² AL XLPE	461	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1142	0,0688	1.874,84	0,01%	0,048%	16,65
B-I-6/7	240 mm ² AL XLPE	475	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0739	0,0657	4.855,93	0,03%	0,067%	23,26
B-I-7/8	400 mm ² AL XLPE	461	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0438	0,0591	6.473,44	0,04%	0,067%	23,09
B-I-8/SE	630 mm ² AL XLPE	12779	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,8037	1,5219	211.176,63	1,26%	1,840%	634,97
CIRCUITO 3														
B-I-9/10	150 mm ² AL XLPE	499	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1236	0,0745	2.029,39	0,02%	0,052%	18,03
B-I-10/11	240 mm ² AL XLPE	529	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0823	0,0732	5.407,97	0,04%	0,075%	25,91
B-I-11 - SE	400 mm ² AL XLPE	11341	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	1,0775	1,4541	159.252,25	1,26%	1,647%	568,08

Fonte: Autor

Tabela 36 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-II

Trecho	Seção do cabo (mm ²)	Comprimento (m)	Pot. (MW)	Corrente (A)	I _{cabo}	FT	FN	I _{corrigida}	R (ohm/m) Trecho	X (ohm/m) Trecho	Perdas (W)	Perdas (%)	Queda de Tensão (%)	Queda de Tensão (V)
CIRCUITO 1														
B-II-1/2	150 mm ² AL XLPE	519	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1285	0,0775	2.110,72	0,01%	0,054%	18,75
B-II-2/3	240 mm ² AL XLPE	467	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0727	0,0646	4.774,14	0,03%	0,066%	22,87
B-II-3/4	400 mm ² AL XLPE	467	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0444	0,0599	6.557,69	0,04%	0,068%	23,39
B-II-4/SE	630 mm ² AL XLPE	9085	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,5714	1,0819	150.132,22	0,89%	1,308%	451,42
CIRCUITO 2														
B-II-5/6	150 mm ² AL XLPE	489	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1211	0,0730	1.988,72	0,01%	0,051%	17,67
B-II-6/7	240 mm ² AL XLPE	3234	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,5033	0,4476	33.061,19	0,20%	0,459%	158,37
B-II-7/8	400 mm ² AL XLPE	735	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0698	0,0942	10.321,00	0,06%	0,107%	36,82
B-II-8/SE	630 mm ² AL XLPE	5931	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,3730	0,7063	98.011,47	0,58%	0,854%	294,70

Fonte: Autor

Tabela 37 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-III.

Trecho	Seção do cabo (mm ²)	Comprimento (m)	Pot. (MW)	Corrente (A)	I _{cabo}	FT	FN	I _{corrigida}	R (ohm/m) Trecho	X (ohm/m) Trecho	Perdas (W)	Perdas (%)	Queda de Tensão (%)	Queda de Tensão (V)
CIRCUITO 1														
B-III-08/09	240 mm ² AL XLPE	461	4,2	73,99	282	0,9	0,83	208,31	0,0717	0,0638	1.178,20	0,01%	0,033%	11,29
B-III-09/10	240 mm ² AL XLPE	593	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0923	0,0821	6.062,24	0,04%	0,084%	29,04
B-III-11/10	240 mm ² AL XLPE	461	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,0717	0,0638	1.178,20	0,01%	0,033%	11,29
B-III-10/SE	630 mm ² AL XLPE	927	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,0583	0,1104	15.318,94	0,09%	0,134%	46,06
CIRCUITO 2														
B-III-1/2	150 mm ² AL XLPE	512	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1268	0,0765	2.082,26	0,01%	0,054%	18,50
B-III-2/3	240 mm ² AL XLPE	495	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0770	0,0685	5.060,39	0,03%	0,070%	24,24
B-III-3/4	400 mm ² AL XLPE	880	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0836	0,1128	12.357,11	0,07%	0,128%	44,08
B-III-4/SE	630 mm ² AL XLPE	4439	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,2792	0,5286	73.355,74	0,44%	0,639%	220,57
CIRCUITO 3														
B-III-5/6	240 mm ² AL XLPE	509	4,2	73,99	282	0,9	0,83	208,31	0,0792	0,0705	1.300,88	0,01%	0,036%	12,46
B-III-6/7	240 mm ² AL XLPE	503	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0783	0,0696	5.142,17	0,04%	0,071%	24,63
B-III-7/SE	400 mm ² AL XLPE	1776	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,1687	0,2277	24.938,89	0,20%	0,258%	88,96

Fonte: Autor

Tabela 38 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-IV

Trecho	Seção do cabo (mm ²)	Comprimento (m)	Pot. (MW)	Corrente (A)	I _{cabo}	FT	FN	I _{corrigida}	R (ohm/m) Trecho	X (ohm/m) Trecho	Perdas (W)	Perdas (%)	Queda de Tensão (%)	Queda de Tensão (V)
CIRCUITO 1														
B-IV-9/8	150 mm ² AL XLPE	463	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1147	0,0691	1.882,98	0,01%	0,048%	16,73
B-IV-8/7	240 mm ² AL XLPE	468	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0728	0,0648	4.784,37	0,04%	0,066%	22,92
B-IV-7/SE	400 mm ² AL XLPE	5253	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,4991	0,6735	73.763,52	0,59%	0,763%	263,13
CIRCUITO 2														
B-IV-6/5	240 mm ² AL XLPE	465	4,2	73,99	282	0,9	0,83	208,31	0,0724	0,0644	1.188,42	0,01%	0,033%	11,39
B-IV-5/4	240 mm ² AL XLPE	465	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0724	0,0644	4.753,70	0,03%	0,066%	22,77
B-IV-4/3	400 mm ² AL XLPE	465	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0442	0,0596	6.529,61	0,04%	0,068%	23,29
B-IV-3/SE	630 mm ² AL XLPE	3958	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,2489	0,4714	65.407,08	0,39%	0,570%	196,67
CIRCUITO 3														
B-IV-14/13	240 mm ² AL XLPE	457	4,2	73,99	282	0,9	0,83	208,31	0,0711	0,0633	1.167,98	0,01%	0,032%	11,19
B-IV-13/12	240 mm ² AL XLPE	460	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0716	0,0637	4.702,58	0,03%	0,065%	22,53
B-IV-12/11	400 mm ² AL XLPE	459	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0436	0,0588	6.445,36	0,04%	0,067%	22,99
B-IV-11/SE	630 mm ² AL XLPE	4061	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,2554	0,4836	67.109,19	0,40%	0,585%	201,78
CIRCUITO 4														
B-IV-10/02	150 mm ² AL XLPE	2131	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,5278	0,3182	8.666,58	0,07%	0,223%	76,98
B-IV-02/01	240 mm ² AL XLPE	671	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,1044	0,0929	6.859,63	0,05%	0,095%	32,86
B-IV-01/SE	400 mm ² AL XLPE	2299	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,2184	0,2948	32.282,95	0,26%	0,334%	115,16

Fonte: Autor

Tabela 39 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-V

Trecho	Seção do cabo (mm ²)	Comprimento (m)	Pot. (MW)	Corrente (A)	I _{cabo}	FT	FN	I _{corrigida}	R (ohm/m) Trecho	X (ohm/m) Trecho	Perdas (W)	Perdas (%)	Queda de Tensão (%)	Queda de Tensão (V)
CIRCUITO 1														
B-V-1/2	240 mm ² AL XLPE	537	4,2	73,99	282	0,9	1	250,98	0,0836	0,0743	1.372,44	0,01%	0,038%	13,15
B-V-2/3	240 mm ² AL XLPE	466	8,4	147,97	282	0,9	1	250,98	0,0725	0,0645	3.709,16	0,02%	0,066%	22,82
B-V-3/4	400 mm ² AL XLPE	465	12,6	221,96	363	0,9	1	323,07	0,0442	0,0596	5.280,04	0,03%	0,068%	23,29
B-V-4/SE	630 mm ² AL XLPE	3138	16,8	295,94	465	0,9	1	413,85	0,1974	0,3737	47.222,83	0,28%	0,452%	155,92
CIRCUITO 2														
B-V-8/7	240 mm ² AL XLPE	514	4,2	73,99	282	0,9	0,83	208,31	0,0800	0,0711	1.313,66	0,01%	0,036%	12,59
B-V-7/6	240 mm ² AL XLPE	465	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0724	0,0644	3.709,16	0,02%	0,066%	22,77
B-V-6/5	400 mm ² AL XLPE	463	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0440	0,0594	5.280,04	0,03%	0,067%	23,19
B-V-5/SE	630 mm ² AL XLPE	3010	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,1893	0,3585	47.222,83	0,28%	0,434%	149,56
CIRCUITO 3														
B-V-11/10	150 mm ² AL XLPE	793	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1964	0,1184	3.225,06	0,03%	0,083%	28,65
B-V-10/9	240 mm ² AL XLPE	657	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,1023	0,0909	6.716,51	0,05%	0,093%	32,17
B-V-9/SE	400 mm ² AL XLPE	4364	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,4146	0,5595	61.280,03	0,49%	0,634%	218,60
CIRCUITO 4														
B-V-16/15	150 mm ² AL XLPE	470	4,2	73,99	216	0,9	1	192,24	0,1164	0,0702	1.911,45	0,01%	0,049%	16,98
B-V-15/14	240 mm ² AL XLPE	462	8,4	147,97	282	0,9	1	250,98	0,0719	0,0639	4.723,03	0,02%	0,066%	22,62
B-V-14/13	400 mm ² AL XLPE	533	12,6	221,96	363	0,9	1	323,07	0,0506	0,0683	7.484,48	0,04%	0,077%	26,70
B-V-13/12	630 mm ² AL XLPE	418	16,8	295,94	465	0,9	1	413,85	0,0263	0,0498	6.907,57	0,03%	0,060%	20,77
B-V-12/SE	630 mm ² AL XLPE	6248	21	369,93	465	0,9	1	413,85	0,3930	0,7441	161.328,10	0,77%	1,125%	388,07

Fonte: Autor

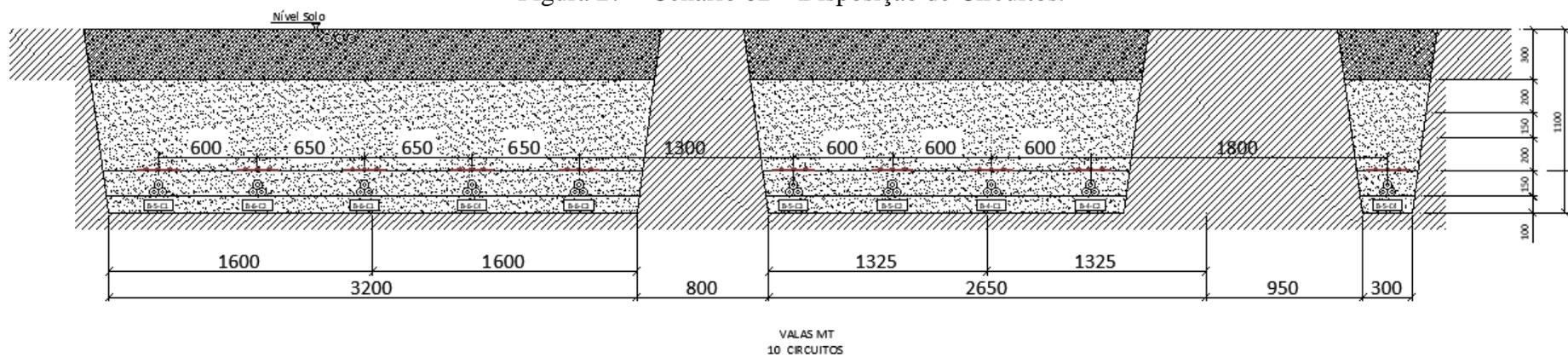
Tabela 40 - Resultados Dimensionamento do Parque Beta-VI

Trecho	Seção do cabo (mm ²)	Comprimento (m)	Pot. (MW)	Corrente (A)	I _{cabo}	FT	FN	I _{corrigida}	R (ohm/m) Trecho	X (ohm/m) Trecho	Perdas (W)	Perdas (%)	Queda de Tensão (%)	Queda de Tensão (V)
CIRCUITO 1														
B-VI-1/2	150 mm ² AL XLPE	482	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1194	0,0720	1.960,25	0,01%	0,0505%	17,41
B-VI-2/3	240 mm ² AL XLPE	660	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,1027	0,0914	6.747,18	0,04%	0,0937%	32,32
B-VI-3/4	400 mm ² AL XLPE	468	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0445	0,0600	6.571,74	0,04%	0,0679%	23,44
B-VI-4/SE	630 mm ² AL XLPE	8576	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,5394	1,0213	141.720,85	0,84%	1,2352%	426,13
CIRCUITO 2														
B-VI-5/6	150 mm ² AL XLPE	481	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1191	0,0718	1.956,18	0,01%	0,050%	17,38
B-VI-6/7	240 mm ² AL XLPE	476	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0741	0,0659	4.866,15	0,03%	0,068%	23,31
B-VI-7/8	400 mm ² AL XLPE	466	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0443	0,0597	6.543,65	0,04%	0,068%	23,34
B-VI-8/SE	630 mm ² AL XLPE	7212	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,4536	0,8589	119.180,36	0,71%	1,039%	358,35
CIRCUITO 3														
B-VI-9/10	150 mm ² AL XLPE	490	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1214	0,0732	1.992,78	0,01%	0,051%	17,70
B-VI-10/11	240 mm ² AL XLPE	466	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0725	0,0645	4.763,92	0,03%	0,066%	22,82
B-VI-11/12	400 mm ² AL XLPE	493	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0468	0,0632	6.922,79	0,04%	0,072%	24,69
B-VI-12/SE	630 mm ² AL XLPE	5862	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,3687	0,6981	96.871,22	0,58%	0,844%	291,27
CIRCUITO 4														
B-VI-16/15	150 mm ² AL XLPE	480	4,2	73,99	216	0,9	0,83	159,56	0,1189	0,0717	1.952,12	0,01%	0,050%	17,34
B-VI-15 /14	240 mm ² AL XLPE	493	8,4	147,97	282	0,9	0,83	208,31	0,0767	0,0682	5.039,94	0,03%	0,070%	24,14
B-VI-14/13	400 mm ² AL XLPE	481	12,6	221,96	363	0,9	0,83	268,15	0,0457	0,0617	6.754,28	0,04%	0,070%	24,09
B-VI-13/SE	630 mm ² AL XLPE	6253	16,8	295,94	465	0,9	0,83	343,50	0,3933	0,7447	103.332,61	0,62%	0,901%	310,70

Fonte: Autor

APÊNDICE B – CENÁRIO 02 - VALA PROPOSTA

Figura 27 – Cenário 02 – Disposição de Circuitos.



Fonte: Autor