

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

LEOCARDIA JANICE SZESKOSKI KOSUHOVSKI

**CARACTERIZAÇÃO DOS CÁLCULOS DE PERDAS TÉCNICAS E
QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUES
EÓLICOS**

FLORIANÓPOLIS, 2022.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

LEOCARDIA JANICE SZESKOSKI KOSUHOVSKI

**CARACTERIZAÇÃO DOS CÁLCULOS DE PERDAS TÉCNICAS E
QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUES
EÓLICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheira Eletricista.

Orientador:
Prof. Edison A. C. Aranha Neto, Dr.

FLORIANÓPOLIS, 2022.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Kosuhovski, Leocardia

CARACTERIZAÇÃO DOS CÁLCULOS DE PERDAS TÉCNICAS E QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUES EÓLICOS / Leocardia Kosuhovski; orientação de Edison A. C.

Aranha Neto. - Florianópolis, SC, 2022.

90 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Geração Eólica. 2. Perdas Técnicas. 3. Queda de Tensão. 4. Rede de Média Tensão. I. A. C. Aranha Neto, Edison. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. CARACTERIZAÇÃO DOS CÁLCULOS DE PERDAS TÉCNICAS E QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUES EÓLICOS.

CARACTERIZAÇÃO DOS CÁLCULOS DE PERDAS TÉCNICAS E QUEDA DE TENSÃO EM REDES DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUES EÓLICOS

LEOCARDIA JANICE SZESKOSKI KOSUHOVSKI

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 25 de fevereiro de 2022.

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO
Data: 03/03/2022 15:10:52-0300
CPF: 005.835.469-78
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

Prof. Edison A. C. Aranha Neto, Dr. Eng.

IFSC



Documento assinado digitalmente
DANIEL TENFEN
Data: 03/03/2022 15:08:19-0300
CPF: 006.828.859-08
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.

IFSC



Documento assinado digitalmente
EVERTHON TAGHORI SICA
Data: 03/03/2022 14:37:48-0300
CPF: 022.992.149-33
Verifique as assinaturas em <https://v.ifsc.edu.br>

Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.

IFSC

AGRADECIMENTOS

A minha mãe Inês Szeskoski, por fazer o possível e o impossível para que eu pudesse ter uma educação de qualidade, por ser meu ponto de apoio, minha base e por todos os ensinamentos e educação forte que me proporcionou.

Ao meu marido Thiago M. Da Silva, companheiro de vida que nunca permitiu que eu desistisse, segurando minha mão e me incentivando nos momentos mais difíceis, por compreender minha ausência pelo tempo dedicado aos estudos e por todo o apoio.

A todos da minha família e aos amigos que me apoiam e me incentivam.

Ao professor Edison A. C. Aranha Neto pela orientação e paciência durante o tempo que trabalhamos juntos nas bolsas de pesquisa e extensão e na elaboração deste trabalho.

A professora Elisa F. Luz pelas aulas incríveis que me trouxeram o incentivo necessário para seguir no curso.

Aos meus companheiros de trabalho na Araxá Engenharia em especial ao meu mentor Daniel D. Ardies, por todos os ensinamentos e apoio para realização deste trabalho.

A todos, o meu mais sincero, muito obrigada!

RESUMO

A geração eólica de energia cresce continuamente no Brasil e no mundo, e diante desse cenário, estudos e pesquisas que visam maior eficiência dos complexos eólicos tornam-se extremamente relevantes. Sendo assim, este trabalho tem por objetivo central analisar perdas técnicas e queda de tensão nas redes de Média Tensão (RMT) que interligam os complexos eólicos até a subestação coletora. Com os avanços das tecnologias voltadas para o desenvolvimento e fabricação de turbinas eólicas, objetivando gerar mais energia com menor custo, observa-se o surgimento de equipamentos com potências nominais cada vez maiores. Tal fato, somado à dificuldade de se encontrar regiões próximas à rede básica para realizar a conexão, faz com que as redes de média tensão que interligam os complexos eólicos se tornem cada vez mais robustas, ocasionando aumento de perdas técnicas e quedas de tensão nos circuitos de potência. O estudo é iniciado com a realização de uma fundamentação teórica em torno do assunto, em seguida é feito um levantamento das metodologias de cálculo de perdas técnicas e queda de tensão mais usuais, buscando a caracterização das mesmas. A análise é validada com a aplicação das metodologias em um estudo de caso, verificando fatores relevantes que influenciam no aumento ou redução das perdas técnicas e queda de tensão na RMT. Por fim, é realizada também uma breve análise técnico-financeira dos principais equipamentos que compõem a RMT, verificando-se assim a viabilidade econômica do empreendimento.

Palavras-chave: Geração Eólica. Perdas Técnicas. Queda de Tensão. Rede de Média Tensão.

ABSTRACT

Wind power generation has been growing steadily in Brazil and worldwide, and in face of this scenario, studies and research in favor of increased efficiency of wind farms become extremely relevant. The main goal of this paper is to analyze technical losses and voltage drop in medium voltage (MV) distribution networks that connects the wind farms to the collecting substation. With the advances in technologies aimed at the development and manufacture of wind turbines, aiming to generate more energy at a lower cost, there is the emergence of equipment with ever greater power ratings. This fact, added to the difficulty of finding regions close to the basic network infrastructure to make the connection to the grid, makes the MV networks that interconnect the wind farms become increasingly robust, causing an increase in technical losses and voltage drops in the power circuits. The study begins with the realization of a theoretical foundation around the subject, then a survey is made of the most common methodologies for calculating technical losses and voltage drops, aiming at their characterization. The analysis is validated with the application of methodologies through a case study, exploring other relevant factors that influence the increase or reduction of technical losses and voltage drop in the MV. Finally, a brief technical-financial analysis of the main equipment that composes the RMT is also carried out, thus verifying the economic viability of the enterprise.

Keywords: Wind Generation. Technical Losses. Voltage Drop. Medium Voltage Network.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da Capacidade Instalada no Brasil	18
Figura 2 – Turbinas com eixos horizontais e vertical.....	19
Figura 3 – Coeficiente de potência versus coeficiente de avanço para diferentes configurações de turbina eólicas	23
Figura 4 – Curva Típica de Potência	25
Figura 5 – Complexo Eólico Ventos de Araxá, subparques	41
Figura 6 – Cenário 1, divisão dos circuitos e traçado da RMT	44
Figura 7 – Cenário 1, RMT subparque I	45
Figura 8 – Cenário 1, RMT subparque II	46
Figura 9 – Cenário 1, RMT subparque III	46
Figura 10 – Cenário 1, RMT subparque IV	47
Figura 11 – Cenário 1, RMT subparque V	47
Figura 12 – Cenário 1, RMT subparque VI.....	48
Figura 13 – Cenário 1, chegada na SE	49
Figura 14 – Fatores de Correção para cabos unipolares e cabos tripolares em banco de dutos a serem aplicados às capacidades de condução de corrente pelo método F.....	50
Figura 15 – Formação típica alumínio 1350	52
Figura 16 – Cenário 3, RMT subparque I	63
Figura 17 – Cenário 3, RMT subparque VI.....	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de linhas elétricas, tabela 25 NBR 14039	29
Tabela 2 – Relação de tabelas da NBR-14039 para estimativa da bitola mínima do condutor.....	31
Tabela 3 – Relação de Tabelas da NBR-14039 para determinação do fator de correção.....	31
Tabela 4 – Complexo Eólico Ventos de Araxá, subparques	40
Tabela 5 – Cenário 1, divisão dos circuitos	43
Tabela 6 – Legenda traçado RMT	45
Tabela 7 – Cenário 1, Condutor Isolado.....	49
Tabela 8 - Cenário 1, Capacidade de condução condutores subterrâneos.....	51
Tabela 9 – Cenário 1, Condutores aéreos	53
Tabela 10 – Condições para cálculo de ampacidade	53
Tabela 11 – Cenário 1, Capacidade de Condução de Corrente.....	53
Tabela 12 – Cenário 1, Potência e corrente por Turbinas agrupadas	54
Tabela 13 – Cenário 1, Perdas e Queda de tensão	54
Tabela 14 – Cenário 2, Condutores aéreos.....	58
Tabela 15 – Cenário 2, Capacidade de Condução de Corrente	59
Tabela 16 – Cenário 2, Perdas e Queda de tensão	59
Tabela 17 - Cenário 3, divisão dos circuitos.....	62
Tabela 18 – Cenário 3, Condutor Isolado.....	65
Tabela 19 - Cenário 3, Capacidade de condução condutores subterrâneos.....	66
Tabela 20 – Cenário 3, Condutores aéreos.....	67
Tabela 21 – Cenário 3, Capacidade de Condução de Corrente.....	67
Tabela 22 – Cenário 3, Perdas e Queda de tensão	68
Tabela 23 – Panorama Geral das Perdas Técnicas e Queda de Tensão	71
Tabela 24 – Lista Estimada de Materiais cenários 1 e 2	72
Tabela 25 – Lista Estimada de Materiais cenários 3	76
Tabela 26 – Lista Estimada de Custos cenários 1, com base no mês de dezembro/2021.....	79
Tabela 27 – Lista Estimada de Custos cenários 2, com base no mês de dezembro/2021.....	80
Tabela 28 – Lista Estimada de Custos cenários 3, com base no mês de dezembro/2021.....	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BIG – Banco de Informações da Geração

CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica

CELPE – Companhia Energética de Pernambuco

GWEC – *Global Wind Energy Council*

HAWT – *Horizontal Axis Wind Turbine* (Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal)

LER – Leilão de Energia de Reserva

LEN – Leilão de Energia de Nova

LFA – Leilão de Fontes Alternativas

LT – Linha de Transmissão

MME – Ministério de Minas e Energia

MT – Média Tensão

NBR – Norma Brasileira

NR – Norma Regulamentadora

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PROEÓLICA – Programa Emergencial de Energia Eólica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RMT – Rede de Média Tensão

SE – Subestação Coletora

SIN – Sistema Interligado Nacional

TSR – *Tip Speed Ratio* (Taxa de variação de velocidade)

VAWT – *Vertical Axis Wind Turbine* (Turbinas Eólicas de Eixo Vertical)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	13
1.2	Definição do Problema	14
1.3	Objetivo Geral.....	15
1.4	Objetivos Específicos	15
1.5	Estrutura do trabalho.....	15
2	GERAÇÃO EÓLICA	17
2.1	Turbinas Eólicas	19
2.1.1	Prospecção Tecnológica	20
2.1.2	Curva de Potência e Eficiência	21
2.2	Regulamentações e Normas Técnicas	26
2.2.1	Regulatório	26
2.2.2	Normas técnicas e Procedimentos de Rede	27
3	CARACTERIZAÇÃO DOS CÁLCULO DE PERDAS ELÉTRICAS E QUEDA DE TENSÃO	28
3.1	Critério de Dimensionamento de Cabos Subterrâneos e Aéreos	28
3.1.1	Corrente Nominal de Projeto e Capacidade de Condução dos Cabos	30
3.1.1.1	<i>Capacidade de Condução nos trechos subterrâneos</i>	<i>30</i>
3.1.1.2	<i>Capacidade de Condução nos trechos aéreos</i>	<i>32</i>
3.1.2	Corrente de Curto-Circuito	33
3.2	Perdas Elétricas	34
3.3	Queda de Tensão	36
4	ESTUDO DE CASO	37
4.1	Introdução.....	37
4.2	Complexo Eólicos Ventos de Araxá	39
4.2.1	Generalidades entre cenários	39
4.2.2	Estudo dos cenários.....	42
4.3	Cenário 1.....	42
4.3.1	Dimensionamento condutores subterrâneos, Cenário 1	49
4.3.2	Dimensionamento condutores aéreos, Cenário 1	52
4.3.3	Dimensionamento pelo critério de Perdas e Queda de Tensão	54
4.4	Cenário 2.....	57
4.4.1	Dimensionamento condutores aéreos, Cenário 2	57
4.4.2	Dimensionamento pelo critério de Perdas e Queda de Tensão	59
4.5	Cenário 3.....	62
4.5.1	Dimensionamento condutores subterrâneos, Cenário 3	64
4.5.2	Dimensionamento condutores aéreos, Cenário 3	67
4.5.3	Dimensionamento pelo critério de Perdas e Queda de Tensão	67
4.6	Panorama Geral das Perdas Técnicas e Queda de Tensão.....	70
4.7	Estimativa de Materiais.....	71
4.7.1	Análise de materiais – Cenários 1 e 2.....	72
4.7.2	Quantitativo de matérias cenário 3.....	75
4.8	Panorama Geral de Estimativa de Materiais	78
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	82
5.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	83

REFERÊNCIAS.....	85
APÊNDICE A – NORMAS APLÍCAVEIS NA CONCPÇÃO DE PROJETOS DO SETOR EÓLICO	88

1 INTRODUÇÃO

O crescimento do setor elétrico é essencial para o desenvolvimento econômico, social e para melhoria da qualidade de vida da sociedade como um todo, assim como a preservação do meio ambiente.

Em decorrência dos efeitos causados pelas alterações climáticas, cresce a necessidade do desenvolvimento de uma consciência ambiental. O efeito estufa, responsável pelo aumento da temperatura no planeta é agravado pelas emissões de gases proveniente da queima de combustíveis fósseis, tais como petróleo, carvão e gás. O que ocasiona consequências nocivas ao redor do planeta e impacta a vida de praticamente todas as espécies. Em vista disso, é necessária uma mudança paradigmática buscando-se diminuir a emissão de gases que agravem este efeito. Isso tem reflexos análogos nos sistemas elétricos de energia, no tocante a produção de energia a partir da queima de combustíveis fósseis. Dessa maneira é visto que as fontes de energia renováveis cresceram em capacidade instalada e produção de energia nos últimos anos (GUAREZZI, 2019).

Energia solar, eólica, hídrica, maremotriz, ondomotriz, geotérmica e biomassa como combustível, são alguns exemplos de fontes de energia elétrica consideradas renováveis. Dentre essas formas de produção de energia exemplificadas, tem-se a energia eólica como uma das fontes de energia elétrica renovável de maior expansão no cenário nacional e mundial.

1.1 Justificativa

No Brasil, de acordo com os últimos Balanços Energéticos Nacionais (EPE, 2020, 2021), a produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 57.051 GWh em 2020, no ano anterior a produção foi de 55.986 GWh o que representou um aumento de 15,5% em relação a 2018, ano em que a produção atingiu 48.475 GWh. Já de 2019 a 2020, o crescimento da produção de eletricidade a partir da fonte eólica ocorreu, porém de forma moderada, 1,9%. A potência instalada para geração eólica no país expandiu 6,9% de 2018 a 2019 e 11,4% de 2019 a 2020. Segundo o Banco

de Informações da Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o parque eólico nacional atingiu 17.131 MW (ANEEL, 2020, 2021).

No cenário mundial, de acordo com o *Global Wind Energy Council – GWEC* (2021), a capacidade instalada no mundo teve um crescimento de 14% em relação ao ano anterior, a China segue como o país com a maior potência eólica instalada em 2020, em seguida aparece Estados Unidos, Alemanha, Índia e Espanha, que juntos representaram 73% da energia eólica total no mundo.

O surgimento de novas tecnologias para a produção de energias renováveis com maior eficiência e qualidade traz grandes vantagens para o sistema de energia elétrica e conseqüentemente para meio ambiente. As fontes renováveis de energia elétrica produzem energia a um custo social relativamente menor do que as tradicionais centrais térmicas e demais fontes não renováveis. Haja vista o crescimento da utilização de fontes de energia renováveis, principalmente da energia eólica e seus benefícios, é fundamental o desenvolvimento de estudos que busquem aumentar a compreensão sobre o tema.

1.2 Definição do Problema

A energia eólica está entre as fontes de energia renováveis de maior expansão no mercado nacional e mundial de acordo com o GWEC (2021), mostrando-se uma alternativa viável para o fornecimento de energia elétrica com menor impacto ambiental, contraposta a outras fontes renováveis como, por exemplo, a energia hidrelétrica.

Tendo em vista esse cenário, ocorre um crescente avanço nas tecnologias voltadas para o desenvolvimento e fabricação de turbinas eólicas, com o objetivo gerar mais energia com menor custo, além do surgimento de equipamentos com potências nominais cada vez maiores. Esse fato somado à dificuldade de se encontrar regiões próximas à rede básica para realizar a conexão, faz com que as redes de média tensão que interligam os complexos eólicos, se tornem cada vez mais robustas, ocasionando maiores perdas técnicas e elevando os níveis de queda de tensão na rede. Com isso, surge a necessidade de se conhecer e entender melhor os métodos de cálculo para determinação das perdas técnicas e níveis de queda de tensão nas redes de média tensão que interligam os complexos eólicos. O objetivo é sempre o

fornecimento de energia elétrica de forma contínua, com menor custo e maior qualidade e segurança para o sistema.

1.3 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é analisar perdas técnicas e queda de tensão nas redes de média tensão (RMT) que interligam os complexos eólicos até a subestação coletora.

1.4 Objetivos Específicos

O presente trabalho tem como objetivos específicos:

- a) realizar uma fundamentação teórica em torno do assunto;
- b) fazer uma caracterização das metodologias de cálculo de perdas e queda de tensão na RMT a serem utilizadas no estudo de caso;
- c) apresentar um estudo de caso de um complexo eólico, analisando perdas técnicas e queda de tensão na RMT juntamente com uma breve análise econômica.

1.5 Estrutura do trabalho

O presente trabalho foi estruturado em cinco capítulos. Neste primeiro capítulo apresentou-se uma contextualização do trabalho, bem como a apresentação da definição do problema e sua justificativa, além dos objetivos geral e específicos.

O Capítulo 2 é composto de uma revisão da literatura em torno do assunto, etapa fundamental para o desenvolvimento do trabalho.

No Capítulo 3 tem-se a caracterização dos cálculos das perdas elétricas e da queda de tensão.

O Capítulo 4 apresenta o estudo de caso de uma RMT tendo como base a metodologia mostrada no capítulo anterior.

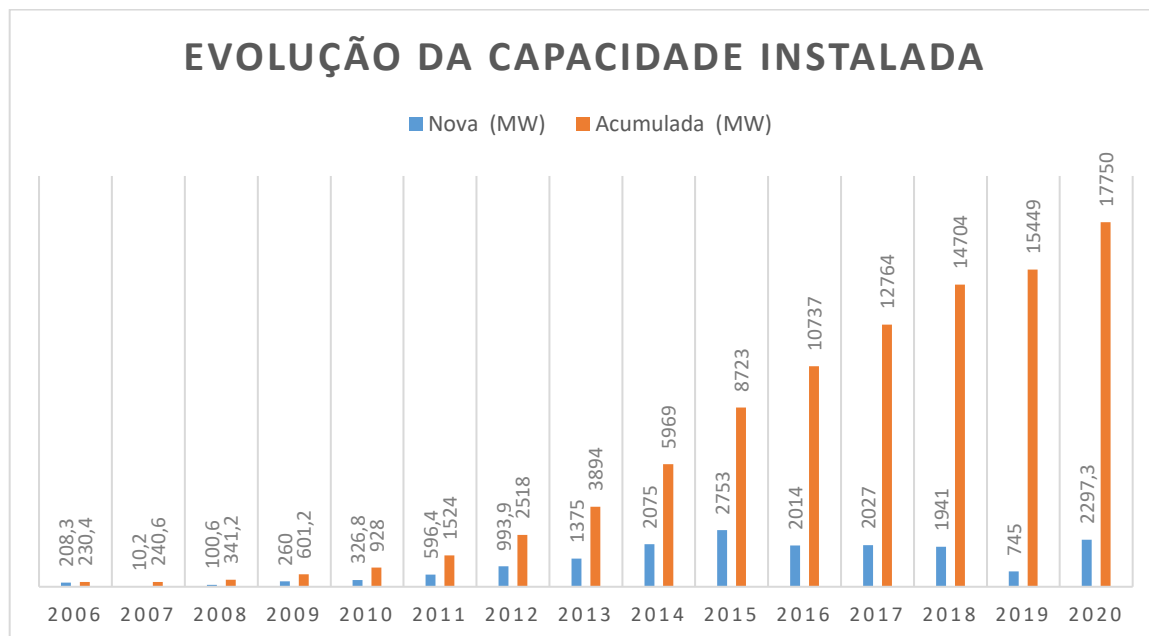
Finalmente, as considerações finais e recomendações para futuros trabalhos são expostas no Capítulo 5.

2 GERAÇÃO EÓLICA

A instalação do primeiro aerogerador no Brasil ocorreu em 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha, em decorrência de uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), com financiamento do instituto de pesquisas dinamarquês Folkecenter. Nos anos seguintes, a energia eólica teve pouco progresso no país, até que foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que abriu caminho para a fixação da indústria de componentes e turbinas eólicas no Brasil com exigências de conteúdo nacional para os aerogeradores. O primeiro leilão de comercialização de energia, denominado Leilão de Energia de Reserva (LER), ocorreu no final de 2009 e foi voltado puramente para a energia eólica, na ocasião foi realizada a contratação de 1,8 GW abrindo-se portas para novos leilões que ocorreram nos anos subsequentes (ABEEÓLICA, 2020).

Na Figura 1 é possível observar a evolução da capacidade instalada no país e como a fonte eólica inicia seu crescimento a partir do LER ocorrido em 2009. Nos anos seguintes verifica-se um crescimento contínuo em capacidade acumulada.

Figura 1 – Evolução da Capacidade Instalada no Brasil



Fonte: Adaptado de ABEEÓLICA (2021).

De acordo com o último Balanço Energético Nacional (EPE, 2021), com mais de 17 MW em capacidade instalada, a energia proveniente dos ventos atinge uma participação de 10,1% na matriz energética brasileira, sendo a segunda fonte de energia renovável em capacidade instalada no país, encontra-se atrás apenas das fontes provenientes de energia hídrica, que atualmente compõe 58,8% da capacidade instalada em virtude do Brasil possuir uma vasta gama de rios de grandes extensões, caudalosos, que correm sobre planaltos e depressões.

Diante dos efeitos das mudanças climáticas e do crescimento de uma consciência ambiental no mundo, estamos nos afastando das fontes poluentes e dando prioridade as renováveis de menor impacto ambiental, onde destaca-se neste cenário a energia eólica. Conforme o *Global Wind Energy Council – GWEC* (2019), em sua Previsão de Mercado, estima-se que o mercado global de energia eólica deve crescer em média 4% ao ano, entre 2020 a 2024 com um aumento esperado de 355 GW na capacidade instalada até 2024. O relatório da GWEC também mostra a instalação de nova capacidade de energia eólica, divididas por região e por ano. Sobre a região América Latina, prevê-se um crescimento estável anual de 4 GW. O relatório destaca também que no Brasil deve ocorrer uma transformação nos próximos 10 anos, no modelo de mercado brasileiro pelo encorajamento do mercado livre de energia, e uma possível “Modernização do Setor Elétrico” discutida pelo Ministério de Minas e

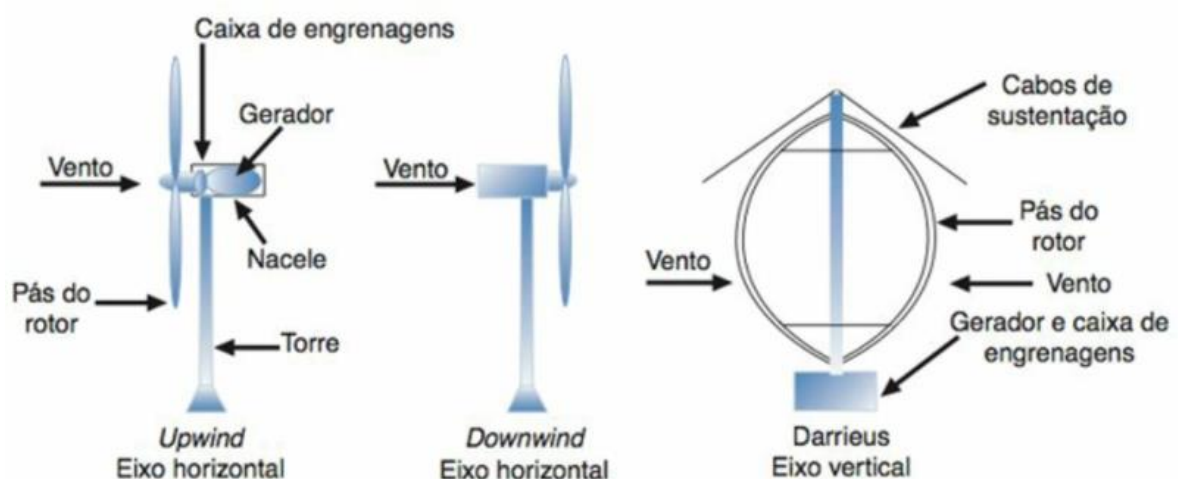
Energia (MME). No último relatório publicado pelo GWEC (2021) é mostrado que o ano de 2020 foi o melhor ano da história para a indústria eólica global apontada ano a ano, foram instalados mais de 93 GW neste ano, o que representou um crescimento global de 53%.

2.1 Turbinas Eólicas

A turbina eólica é parte constituinte de um aerogerador, que é responsável pela transformação da energia cinética presente no vento em energia elétrica. Esse processo é realizado em duas etapas: a primeira etapa consiste em absorver parte da energia cinética do vento, convertendo-a em energia mecânica de rotação; na segunda etapa a energia mecânica passa por um gerador elétrico acoplado, convertendo-se em energia elétrica, que por fim é transmitida para a rede da concessionária ou ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

As turbinas eólicas são classificadas em termos do eixo ao redor do qual as pás das turbinas giram. Atualmente as mais conhecidas e utilizadas são as turbinas eólicas de eixo horizontal (*horizontal axis wind turbine – HAWT*), porém existem algumas cujas pás giram na vertical (*vertical axis wind turbine – VAWT*). Exemplos de ambas são mostrados na Figura 2 (PINTO, 2012).

Figura 2 – Turbinas com eixos horizontais e vertical



Fonte: Pinto (2012).

Turbinas eólicas de eixo horizontal são comercialmente mais utilizadas por apresentarem vantagens como: acesso a ventos de maiores velocidades em virtude da altura da torre, melhor controle devido ao ajuste de ângulo de passo e alta eficiência, haja vista que as pás encaram o vento perpendicularmente, entretanto também apresentam desvantagens comumente associadas à dificuldade de transporte e instalação dos equipamentos.

2.1.1 Prospecção Tecnológica

Atualmente no mercado de energia eólica ocorre um crescente avanço das tecnologias voltadas para o desenvolvimento e fabricação de turbinas eólicas, objetivando gerar mais energia com menor custo.

O desenvolvimento de novos modelos de aerogeradores de maior potência segue a tendência de aumentar a altura da torre e o comprimento das pás. Em virtude disso as turbinas têm crescido em altura e diâmetro do rotor em uma velocidade superior do que suas capacidades elétricas. Tal fato gera aumento dos fatores de capacidade para as mesmas velocidades de vento (IEA, 2013).

Ainda segundo Tsuna (2016), os avanços tecnológicos são caracterizados como:

o crescente desenvolvimento das tecnologias voltadas para necessidade de construir máquinas competitivas no mercado (em termos de acréscimos e ganhos de eficiência, de melhoria dos resultados econômicos, custo-benefício e custos índices de geração) resultam na ampliação das estruturas eólicas, tanto em tamanho físico como em potência. A continuidade do crescimento precede alterações no mercado, pressionando os profissionais do meio a se renovarem constantemente. (TSUNA, 2016, p.50).

Atualmente a maior turbina eólica *onshore* do mundo é a Enercon E-126, com um diâmetro de rotor de 127 metros, altura do cubo de 135 m e altura total de 198 m. O modelo pode gerar até 7,580 MW, de acordo com dados da empresa Enercon (2021).

Essas turbinas são instaladas com algumas relevâncias: um projeto otimizado da pá inclui um *spoiler* que se estende até o cubo e uma base de concreto pré-moldado. A primeira E-126 foi instalada em Emden, na Alemanha, em 2007. Um

total de 31 turbinas desse modelo foram instaladas no mundo até 2011, 11 na Bélgica, 2 na Áustria e 18 na Alemanha (PINTO, 2012).

As turbinas eólicas *offshore* tendem a ser maiores, para se obter um melhor aproveitamento da força do vento que sopra em alto-mar, onde este alcança uma velocidade maior e mais constante, devido ao menor atrito e rugosidade. Atualmente tem-se disponível no mercado modelos *offshore* com mais de 10 MW de potência. A empresa Dinamarquesa Vestas conta com os modelos V164 de 10 MW e V236 de 15 MW, o código V164 e V236 compreende o diâmetro do rotor de cada modelo, conforme dados presentes no site da empresa (VESTAS, 2021a, 2021b). Outra gigante do setor, a Siemens Gamesa, empresa hispano-alemã, está desenvolvendo o modelo SG 14-222 DD, com potência nominal de 14 MW e rotor com 222 metros de diâmetro (SIEMENS GAMESA, 2021).

2.1.2 Curva de Potência e Eficiência

O valor teórico da potência de uma turbina eólica é diretamente influenciado pela velocidade do vento V e pelo fluxo de massa do ar m , e cada turbina possui uma curva de desempenho específica. A potência é descrita através da Equação 1 (HODGE, 2011).

$$\text{Potência} = \frac{1}{2}mV^2 \quad (1)$$

Assumindo que a densidade do ar, ρ , como constante, o que é válido para ventos de até 100 m/s, conforme Equação 2, onde A é a Área da seção transversal (PINTO, 2012).

$$m = \rho AV \quad (2)$$

A partir da relação da Equações 1 e 2, obtém-se a correspondente potência máxima disponível, conforme Equação 3 (HODGE, 2011).

$$P_{\text{disp}} = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (3)$$

Onde:

P_{disp} = Potência disponível no vento [W];

ρ = Massa específica do ar [kg/m^3];

A = Área da seção transversal [m^2];

V = Velocidade do vento [m/s].

Sabe-se que nem toda potência disponível no vento pode ser extraída pelo aerogerador devido às limitações do sistema mecânico e aerodinâmico. Portanto, é introduzido um fator na equação, denominado coeficiente de potência (CP) também chamado de coeficiente de aproveitamento aerodinâmico, que é obtido pela razão entre a potência que pode ser extraída do vento (P_{mec}) e a potência disponível neste fluxo de vento, conforme a Equação 4 (HODGE, 2011).

$$CP = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \quad (4)$$

Ao associar as Equações 3 e 4 tem-se a seguinte relação da potência da turbina eólica que pode ser vista em Hodge (2011) e Pinto (2012).

$$P = \frac{1}{2} CP \rho A V^3 \quad (5)$$

O coeficiente de potência é considerado uma das mais importantes variáveis para a produção de energia eólica. E, em conjunto com o coeficiente de avanço (Ω), que é definido matematicamente como a razão entre a velocidade da ponta da pá da turbina pela velocidade do vento, representado na Equação 6, descrevem o comportamento das diferentes turbinas eólicas conforme representado na Figura 3 (HODGE, 2011).

$$\Omega = \frac{r\omega}{V} \quad (6)$$

Onde:

r = Raio da pá [m];

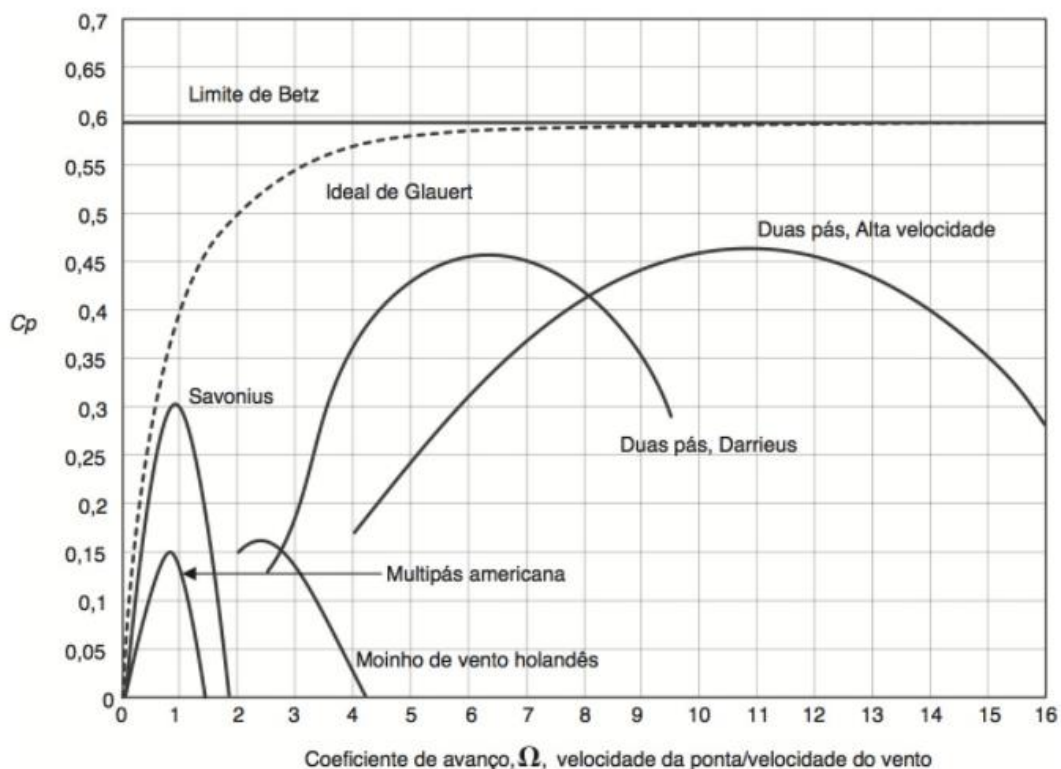
ω = Velocidade angular [rad/s];

V = Velocidade do vento [m/s].

O coeficiente de avanço também conhecido como *tip speed ratio* (TSR), corresponde a taxa de variação de velocidade nas turbinas eólicas.

A Figura 3 apresenta a curva do coeficiente de potência em relação ao coeficiente de avanço para diversos tipos de turbinas eólicas, haja em vista que cada modelo possui uma capacidade diferente de extrair potência do vento. Nota-se que no modelo de duas pás, alta velocidade o CP fica entre 0,45 e 0,5, o limite de Betz também representado na ilustração abaixo, onde o CP é de 0,593 define o coeficiente de potência máximo para uma potência extraída também maximizada.

Figura 3 – Coeficiente de potência versus coeficiente de avanço para diferentes configurações de turbina eólicas



Fonte: Hodge (2011).

Ressalta-se que a operação de um aerogerador no CP máximo não é exequível em função da segurança estrutural e em virtude de que a velocidade do vento máxima possui uma frequência relativamente baixa em um histograma de velocidade de vento (GUAREZZI, 2019). Tendo em vista tal fato e ao observar novamente a Figura 3, verifica-se que o limite de Betz não é ultrapassado, e tem-se a

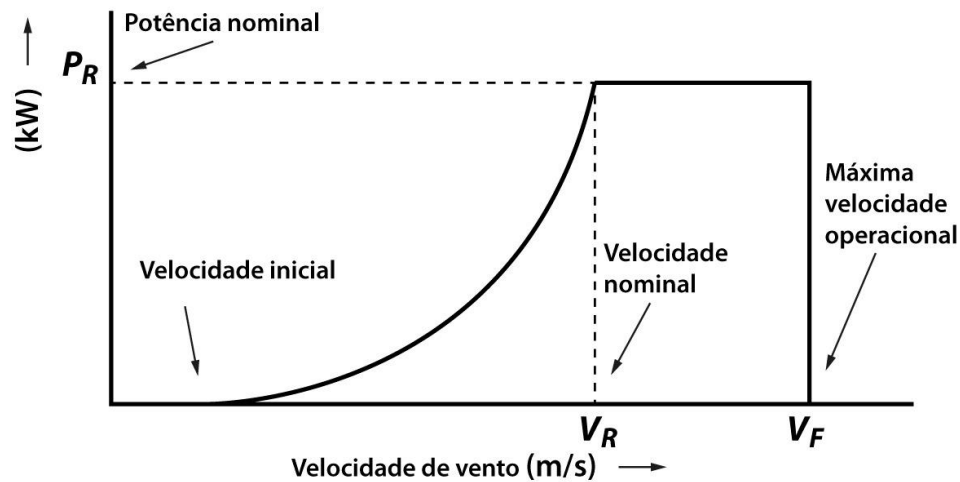
curva Ideal de Glauert como a que mais se aproxima do limite. O Ideal de Glauert resulta de uma análise mais detalhada que envolve também o coeficiente de avanço. Essa análise não será apresentada no decorrer do presente trabalho, mas pode ser vista de forma detalhada em Hodge (2011).

Pinto (2012) explica que o limite de Betz é apenas uma parte do processo, os 59,3% em questão é o limite aerodinâmico. A segunda parte do processo é a conversão em energia elétrica, que também terá perdas e reduzirá a potência final. O que se deve pensar é quanto o gerador converterá em energia elétrica. Em condições ideais de operações, chega-se a 80% do limite, o que as coloca em uma faixa de 45% a 50% de eficiência em transformar a potência do vento em potência de um eixo de geração.

Vale complementar que apesar de aceito pela grande maioria dos engenheiros e pesquisadores, o limite de Betz não chega a ser uma total unanimidade. Existe abordagens diferentes como o modelo GGS de Gorban, Gorlov e Silantyev e limite de Sabinin, abordados com mais detalhes em Pinto (2012).

As turbinas eólicas são projetadas para gerar máxima potência em uma determinada velocidade do vento e cada tipo de aerogerador possui uma curva de potência específica. A curva típica de potência, representada pela Figura 4, apresenta a energia elétrica máxima produzida para uma determinada velocidade de vento, tendo três principais fatores: velocidade em que a turbina começa a gerar energia (VC), velocidade em que a turbina apresenta sua energia nominal (VR), e velocidade em que a turbina eólica é retirada de operação a fim de não trabalhar em condições prejudiciais (VF), também chamada de velocidade de corte.

Figura 4 – Curva Típica de Potência



Fonte: Adaptado de Silva (2013).

A velocidade inicial é definida pelo valor de velocidade de vento cuja eficiência do conjunto que compõe o aerogerador é excessivamente baixa, logo, não é interessante a operação abaixo desse valor de velocidade. Os valores de velocidade de vento instantaneamente maiores que a velocidade inicial configuraram o regime em que o sistema é operado com o coeficiente de potência constante. Nesse regime, a turbina é configurada para que o conjunto consiga extrair a máxima potência possível do vento. Quando a velocidade do vento atinge valores relativamente altos, ocorre que a potência extraída do vento, ultrapassa o limite do gerador. Então, o valor de CP passa a ser variável, de modo a manter a potência constante. A velocidade de corte define o limite de velocidade de vento máxima para uma operação segura do aerogerador. Na hipótese de o vento atingir velocidade superior a esta, a inclinação das pás é ajustada para descarregar o rotor e o freio é acionado para travá-lo (HODGE, 2011).

Guarezzi (2019) ainda complementa sobre outro fator complicador para a operação de uma turbina eólica, que é a variabilidade da velocidade de vento, visto que se considera velocidades médias de vento, e ao longo do dia ocorre grandes variações, possibilitando a ocorrência da situação descrita no parágrafo anterior, tendo em vista a Equação (3).

As curvas de potência são geradas a partir das informações registradas de um anemômetro, instalado no mastro perto da turbina eólica. Se os ventos não

mudarem de forma abrupta, é possível usar a leitura do aparelho e obter o gráfico ilustrado na Figura 4.

2.2 Regulamentações e Normas Técnicas

Durante a crise energética de 2001 ficou evidente que o país se encontrava vulnerável e dependente da fonte hídrica, tornando-se imprescindível encontrar novas fontes que garantissem o abastecimento energético. Houve então a tentativa de incentivar a contratação de empreendimentos de geração de energia eólica no país, sendo criado o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) que mais tarde foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA (ABEEÓLICA, 2020).

Diante disso e considerando às pressões internacionais pela implantação de fontes alternativas que provoquem o menor impacto ambiental e minimizem o efeito estufa, fez o Brasil adotar um novo modelo de políticas públicas, fomentando pesquisa e desenvolvimento ao setor.

2.2.1 Regulatório

O PROEÓLICA, considerado o primeiro programa com ênfase unicamente no desenvolvimento da energia eólica no Brasil, foi desenvolvido com o objetivo de contratar 1.050 MW de projetos até dezembro de 2003, porém o programa não foi regulamentado pela ANEEL e passou por uma série de obstáculos operacionais e burocráticos (CENÁRIOS EÓLICA, 2018).

Em seguida, criou-se PROINFA, pela Lei nº 10.438/02, como o objetivo principal de diversificar a matriz energética brasileira não apenas com fontes eólicas, mas também com pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. O PROINFA se dissociou em duas fases, na primeira fase, o programa estabeleceu a criação de 3.300 MW de potência instalada, e na segunda determinou como meta que as energias renováveis passariam a participar de 10% da matriz energética do país até 2020 (CENÁRIOS EÓLICA, 2018).

A criação e implementação do PROINFA abriu caminho para a instalação de fábricas de componentes e aerogeradores no país e gerou parcerias com a

iniciativa privada por meio de leilões e concessões públicas para empresas interessadas, assumindo papel de destaque os chamados leilões dedicados (BRASIL, 2007).

Ainda sobre os leilões em Cenários Eólica (2018) comenta-se sobre:

Os leilões de fontes alternativas (LFA) foram instituídos com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética. Além desses, as fontes eólicas também passaram a participar de leilões de energia nova (LEN) e leilões de energia de reserva (LER) (CENÁRIOS EÓLICA, 2018, p.1).

2.2.2 Normas técnicas e Procedimentos de Rede

No âmbito de projetos básicos e projetos executivos, relacionados à implementação de complexos eólicos, são aplicadas prioritariamente as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e os procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Na ausência desses, é aceitável a utilização de outras normas técnicas reconhecidas no âmbito da engenharia brasileira ou aceitas pelo meio técnico nacional ou internacional como parâmetro. No Apêndice A, são elencadas algumas das normas aplicáveis ao tema.

No que se refere a cálculo de perdas técnicas e queda de tensão na RMT que interliga os complexos eólicos com a subestação coletora, também há o documento da ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição.

Outras normas utilizadas em projetos básicos e projetos executivos, relacionados à implementação de complexos eólicos são mencionadas no Apêndice A.

É muito importante que projetos básicos, projetos executivos, e obras de implementação de complexos eólicos sejam concebidos dentro dos parâmetros presentes nas normas técnicas e regulamentações, buscando além do funcionamento pleno dos equipamentos, maior eficiência no complexo eólico, qualidade e segurança.

3 CARACTERIZAÇÃO DOS CÁLCULO DE PERDAS ELÉTRICAS E QUEDA DE TENSÃO

A rede de media tensão (RMT) de complexos eólicos tem por objetivo transportar a energia gerada pelos aerogeradores até a Subestação Coletora. A RMT é comumente dividida em trechos distintos: aéreo e subterrâneo.

Neste capítulo são apresentados parâmetros importantes considerados na modelagem e cálculo de perdas elétricas e queda de tensão nos trechos aéreos e subterrâneos de uma RMT.

3.1 Critério de Dimensionamento de Cabos Subterrâneos e Aéreos

O critério de dimensionamento das seções dos cabos subterrâneos e aéreos de média tensão (MT) deve estar de acordo com os pré-requisitos e critérios mencionados pela NBR 14039 que se refere a Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 a 36,2 kV. Para o dimensionamento são considerados corrente nominal do circuito, condições de instalação, corrente de curto circuito, queda de tensão e perdas de potência em corrente alternada (ABNT, 2005).

Atualmente existem no mercado diversas opções de cabos de potência isolados, os mais utilizados nos trechos subterrâneos de RMT são do grupo com isolação composta por materiais termorrígidos, fabricados de acordo com as seguintes normas de referência: ABNT NBR 7286 – Cabos de potência com isolação extrudada de borracha etileno propileno (EPR) para tensões de 1 kV a 35 kV – Requisitos de desempenho; NBR 7287 – Cabos de potência com isolação sólida extrudada de polietileno reticulado (XLPE) para tensões de isolamento de 1 kV a 35 kV – Requisitos de desempenho; ABNT NBR NM 280 – Condutores de cabos isolados (IEC 60228).

O outro grupo de isolação é a isolação composta por materiais termoplásticos como o cloreto de polivinila (PVC) utilizado em linhas de até 10 kV ou o polietileno (PE) utilizado em cabos de até 400 kV de tensão (TEIXEIRA, 2015).

A composição dos cabos pode variar conforme o fabricante e a classe de tensão, porém normalmente é composta por condutor, blindagem do condutor, isolação, blindagem da isolação e cobertura.

A primeira verificação a ser feita no dimensionamento das seções dos cabos subterrâneos é o método de instalação que será executado do trecho subterrâneo, para então delinear o método de referência a ser utilizado na análise e cálculo da capacidade de condução de corrente. Essas premissas podem ser conferidas na tabela 25 – Tipos de linhas elétricas da NBR 14039 mostrada na Tabela 1, informações mais detalhadas das instalações podem ser conferidas na tabela 26 – Seleção e instalações de linhas elétricas em função as influências externas, da mesma norma.

Tabela 1 – Tipos de linhas elétricas, tabela 25 NBR 14039

Métodos de instalação número	Descrição	Método de referência a utilizar para a capacidade de condução de corrente
1	3 cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar ao ar livre	A
2	3 cabos unipolares espaçados ao ar livre	B
3	3 cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em canaleta fechada no solo	C
4	3 cabos unipolares espaçados em canaleta fechada no solo	D
5	3 cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em eletroduto ar livre	E
6	3 cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em banco de dutos ou eletroduto enterrado no solo	F
7	3 cabos unipolares em banco de dutos ou eletroduto enterrado e espaçados - um cabo por dutos ou eletroduto não condutor	G
8	3 cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar diretamente enterrado	H
9	3 cabos unipolares espaçados diretamente enterrados	I

Fonte: ABNT (2005).

Nos trechos aéreos das redes de alta e média tensão os cabos de alumínio nu com ou sem alma de aço são os mais utilizados. Dentre as vantagens está o custo mais baixo e o peso inferior em comparação com os cabos de cobre.

As ligas de alumínio mais conhecidas e usadas como materiais condutores e mecanicamente resistentes são três: liga EC 1350, liga 6201 e/ou 6202 e liga 1120. Essas ligas são aquelas economicamente viáveis no processo de metalurgia de purificação dos minérios em alumínio com um resíduo de contaminantes (O SETOR ELÉTRICO, 2018).

3.1.1 Corrente Nominal de Projeto e Capacidade de Condução dos Cabos

O cálculo da corrente nominal do circuito tem como objetivo determinar a corrente máxima que um cabo elétrico pode suportar. O intuito é garantir uma vida útil satisfatória aos cabos elétricos, que são submetidos aos efeitos térmicos produzidos pela circulação de corrente de valores iguais as capacidades de condução de correntes durante períodos prolongados em serviço normal (ABNT, 2005). A Equação 7 que define a corrente nominal do circuito é apresentada abaixo (FUCHS, 1977).

$$I_b = \frac{N_{UGE} Pn_{UGE}}{\sqrt{3}V_L FP} \quad (7)$$

Onde:

I_b = Corrente nominal que circula em cada trecho do circuito (A);

N_{UGE} = Número de aerogeradores alimentando o trecho correspondente do circuito;

Pn_{UGE} = Potência nominal do transformador associado a cada aerogerador (W);

V_L = Tensão nominal do circuito alimentador (V);

FP = Fator de potência do transformador do aerogerador.

Ressalta-se que a corrente nominal I_b deve ser inferior a corrente máxima corrigida segundo a seção do cabo correspondente.

3.1.1.1 Capacidade de Condução nos trechos subterrâneos

Tendo em vista os materiais condutores e isolante do cabo, verificam-se as condições de instalação através da tabela 25 da NBR 14039 (ABNT, 2005), mostrada na Tabela 1. Os valores de capacidade de condução de corrente são obtidos por meio

das tabelas 28, 29, 30 e 31 da NBR 14039 (ABNT, 2005). A relação das tabelas para estimativa da bitola mínima é mostrada na Tabela 2.

Tabela 2 – Relação de tabelas da NBR-14039 para estimativa da bitola mínima do condutor

Tabela da NBR-14039	Material Condutor	Material isolante
28	Cobre	XLPE e EPR
29	Alumínio	XLPE e EPR
30	Cobre	EPR
31	Alumínio	EPR

Fonte: Adaptado de Teixeira (2015).

A capacidade de condução de corrente (I_0) é a corrente máxima que o cabo pode suportar em condições específicas. Faz-se necessário corrigi-la atendendo a alguns fatores, que quando multiplicados pela capacidade de condução de corrente resultam em uma nova capacidade de condução de corrente, a qual chamamos de capacidade de condução de corrente corrigida (I_z). Os fatores considerados para o ajuste da capacidade de condução de corrente dos condutores utilizados no projeto podem ser divididos em quatro, conforme NBR 14039 (ABNT, 2005), sendo eles: K1 – Fator de correção de temperatura do solo; K2 – Fator de agrupamento dos circuitos; K3 – Fator de profundidade e K4 – Fator de resistividade térmica do solo/ar (AXARÁ ENGENHARIA, 2021). Os fatores de correção podem ser verificados dentre as tabelas 32 a 37 da NBR 14039 (ABNT, 2005), conforme relação apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Relação de Tabelas da NBR-14039 para determinação do fator de correção

Tabela	Método de Instalação	Fator de Correção
32	Todos	Temperatura
33	F, G, H e I	Resistividade térmica do solo
34	B	Agrupamentos de cabos
35 e 36	A	Agrupamentos de cabos
37	F e G	Agrupamentos de cabos
38	H e I	Agrupamentos de cabos

Fonte: Adaptado de Teixeira (2015).

Quando considerados os fatores de correção, a corrente máxima corrigida será calculada conforme a Equação 8 (ABNT, 2018).

$$I_z = I_o * K_1 * K_2 * K_3 * K_4 \quad (8)$$

3.1.1.2 Capacidade de Condução nos trechos aéreos

Na verificação da capacidade de condução nos trechos aéreos é levado em consideração a ampacidade do condutor.

Para determinar a ampacidade de um condutor deve-se considerar o equilíbrio térmico entre o aquecimento gerado pelo Efeito Joule e o calor perdido por convecção e por radiação solar no cabo. O aquecimento gerado pela luz solar sobre o condutor pode ser desprezado devido a sua pequena contribuição ao aquecimento final quando comparado com o calor gerado pelo Efeito Joule (ABB T&D COMPANY INC., 1997).

Para os cálculos da capacidade de corrente são utilizadas as seguintes Equações¹ (ABB T&D COMPANY INC., 1997):

$$I_m = \sqrt{\frac{37,7 \times (W_R + W_C) \times D_c \times 10^6}{R_{ca}}} \quad (9)$$

Sendo, W_R , perda de calor por radiação.

$$W_R = 36,8 \times \varepsilon \times \left[\left(\frac{T_c}{1000} \right)^4 - \left(\frac{T_o}{1000} \right)^4 \right] \quad (10)$$

Sendo, W_C , perda de calor por convecção:

$$W_C = \frac{0,0128 \times (T_c - T_o) \times \sqrt{P_{atm} \times V}}{T_a^{0,123} \times \sqrt{D_c}} \quad (11)$$

Onde:

¹ Para a utilização das equações a seguir, deve-se utilizar as unidades no sistema imperial, conforme descrito na literatura de referência.

I_m = Capacidade máxima de corrente no condutor [A];

W_R = Perda de calor por radiação [W/in²];

W_C = Perda de calor por convecção [W/in²];

D_c = Diâmetro externo do condutor [in];

R_{ca} = Resistencia do cabo a 75°C [$\mu\Omega$ /ft];

ε = Coeficiente de Emissividade do condutor;

T_C = Temperatura máxima de operação no condutor [K];

T_O = Temperatura ambiente [K];

T_A = Temperatura média cabo-ar [K];

P_{atm} = Pressão atmosférica [atm];

V = Velocidade do vento [ft/s].

3.1.2 Corrente de Curto-Circuito

O critério de corrente de curto-circuito é muito importante, pois segundo Teixeira (2015), o principal limitante na capacidade de condução de corrente de um cabo é a temperatura. Uma situação severa do ponto de vista térmico, quando a temperatura atinge seu maior valor, é no momento de um curto-circuito e o cabo deve estar dimensionado adequadamente de modo que sua isolação e suas conexões não sofram danos.

Com a temperatura limite de curto-circuito é possível calcular a corrente de curto-circuito máxima admitida para os condutores isolados através da Equação 12 abaixo.

$$I_{cc}^{máx} = XS \sqrt{\frac{1}{t} \log \left(\frac{T_1 + \beta}{T_2 + \beta} \right)} \quad (12)$$

Onde:

$I_{cc}^{máx}$ = Máxima corrente admissível [A];

X = Constante que depende da isolação do material, para condutores isolados: Cobre é 340,1 e para o alumínio é 220,7;

S = Seção nominal do condutor [mm²];

t = Tempo de duração do curto circuito [s];

T_1 = Temperatura do condutor durante o curto circuito [°C];

T_2 = Temperatura do condutor em operação normal [°C];

β = Constante, para cobre é 234 e para o alumínio é 228.

Já para a corrente de curto-circuito máxima admitida para os condutores nus utiliza-se a Equação 13.

$$I_{cc}máx = \frac{XS}{\sqrt{t}} \quad (13)$$

Onde:

X = Constante que depende da isolação do material, para condutores nus: alumínio é 0,086.

3.2 Perdas Elétricas

As perdas elétricas, inevitáveis em qualquer sistema elétrico são um fator determinante no dimensionamento de condutores em uma RMT, com o intuito de se chegar nos limites ideais de perdas em um projeto é justificável o aumento da bitola dos condutores. Na conversão da energia elétrica em energia térmica, quando a corrente passa pelo condutor devido à resistência do material, ocorrem as perdas por efeito Joule, que nos casos dos cabos isolados ainda ocorrem na blindagem (KAWABATA, 2018).

Os valores de perda de potência ativa em cada trecho podem ser calculados através da soma das perdas no condutor e no dielétrico, de acordo com a Equação 14.

Outra premissa importante é o fator de capacidade (FC) do complexo eólico que de acordo com Barros (2016), é a relação entre energia gerada durante um período de tempo, considerando a intermitência do vento, e a quantidade de energia que seria produzida para operação em potência nominal durante o mesmo período de tempo. Adaptando a Equação 15 é possível calcular as perdas para FC diferente de 1.

$$P_{Trecho} = P_{joule} + P_{dielétrico} \quad (14)$$

Sendo que P_{joule} é definido na Equação 15:

$$P_{joule} = 3 * n * In^2 * Rca * l * 10^{-6} \quad (15)$$

Onde:

P_{joule} – Perdas por efeito joule [kW];

n – número de condutores por fase;

In – Corrente nominal do condutor;

Rca – Resistencia do cabo [Ω /km];

l – Comprimento do trecho [km].

E $P_{dielétrico}$ na Equação 16:

$$P_{dielétrico} = \frac{(E^2 * l * tng\delta)}{Xc} * 10^{-3} \quad (16)$$

Onde:

$P_{dielétrico}$ – Perdas no dielétrico;

$tn\delta$ – Fator de perdas no dielétrico, para XLPE 0,005, para EPR 0,04;

Xc – Reatância capacitiva do condutor [Ω *km];

E – Tensão nominal da RMT [V];

l – Comprimento do trecho [km].

Sendo que:

$$P_{joule} = 3 * n * (fc * In)^2 * Rca * l * 10^{-6} \quad (17)$$

3.3 Queda de Tensão

O critério de queda de tensão também é utilizado para delimitar a seção mínima do condutor. Para que a queda de tensão não seja superior à queda máxima estipulada para o circuito ou trecho do circuito é justificável o aumento da bitola dos condutores. De acordo com o item 6.2.7.1 da NBR 14039, a queda de tensão expressada conforme a Equação 18, entre a origem de uma instalação e qualquer ponto de utilização deve ser sempre menor ou igual a 5% (ABNT, 2005).

Kawabata (2018) complementa que a queda de tensão é uns dos itens que garantem a qualidade de suprimento da energia, necessitando ter a menor variação possível entre a tensão de origem e a tensão nominal do sistema.

$$\Delta V (\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot d \cdot (R_{ca} \cdot \cos \varphi + X_L \cdot \sin \varphi)}{V_n} \cdot 100\% \quad (18)$$

Onde:

ΔV – Queda de tensão;

I_n – Corrente nominal do trecho [A];

d – Distância do trecho [km];

R_{ca} – resistência do cabo [Ω /km];

$\cos \varphi$ – Fator de potência do circuito;

X_L – Indutância do cabo [Ω /km];

V_n – Tensão Nominal.

4 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo são exemplificados os conceitos apresentados nos capítulos anteriores com um caso real de um complexo eólico localizado na Bahia. O nome e a localização do complexo não serão divulgados a fim de proteger os interesses da empresa. Sendo assim, o empreendimento será chamado de complexo eólico Ventos de Araxá.

O estudo será realizado analisando-se 3 cenários diferentes para o complexo eólico Ventos de Araxá. Localização e quantidade de turbinas eólicas juntamente com o traçado de acesso as turbinas eólicas serão mantidas análogos, porém com dimensionamentos de condutores e outros fatores distintos. O objetivo principal é determinar em qual cenário melhor atende aos critérios de perdas técnicas e queda de tensão e em paralelo analisar qual representa melhor viabilidade econômica.

4.1 Introdução

O estudo de uma RMT que interligará um complexo eólico a uma subestação coletora (SE) é executado após serem realizados estudos topográficos e ambientais na região pretendida para implementação do complexo eólico. Essa análise é importante para mapear a região e levantar as informações geográficas do local, visando verificar a melhor localização para as turbinas eólicas bem como as vias de acesso a elas, e gerar o menor impacto ambiental possível. Uma vez estabelecido o local de instalação, é feita a medição dos ventos por um período que pode compreender um ano ou mais, para se estabelecer uma velocidade média anual para a geração de energia elétrica.

Tendo em vista que o objetivo final dos empreendimentos de energia eólica é a maximização da produção através do posicionamento ótimo das turbinas eólicas, todas essas etapas e estudos são essenciais para o sucesso do complexo eólico, tal procedimento é conhecido como *micrositing*.

Segundo Kawabata (2018), o processo de definição do *micrositing* constitui-se no estudo do *layout*, por meio da definição da potência e do aerogerador, analisados juntamente com o relevo, clima e vento local objetivando-se obter o maior

potencial de geração da região. No estudo do *micrositing* as turbinas eólicas são posicionadas de modo a evitar as áreas de “sombras²” e extrair o melhor aproveitamento da área escolhida. Qualquer alteração na disposição altera a potência do parque.

Com a definição das vias de acesso e localização ótima, quantidade e potência nominal das turbinas eólicas, é possível realizar o estudo de perdas e queda de tensão. Isso é um importante passo para a concepção do projeto básico de um complexo eólico.

A primeira etapa a ser realizada no estudo, é a definição do traçado da RMT, que preferencialmente deverá ser paralelo aos acessos existentes, favorecendo a execução, operação e manutenção da rede de média tensão aérea. Premissas importantes a serem consideradas na definição do traçado da RMT são, definição da rede, que pode ser do tipo aérea convencional ou subterrânea, vale ressaltar que a RMT do tipo aérea convencional é o tipo mais encontrado e utilizado principalmente por ter menor custo de implantação, e quantidade de circuitos instalados nas estruturas de concreto.

O dimensionamento da RMT do complexo eólico é iniciado, dividindo-se o complexo em subparques e circuitos, e posteriormente são levantados todos os trechos que cada circuito percorre. Em seguida, verifica-se os condutores mais adequados, que são dimensionados para atender principalmente aos critérios de: capacidade de corrente, corrente de curto-circuito, queda de tensão e perdas elétricas.

Perdas técnicas e queda de tensão são analisadas pelos trechos de cada circuito e compreendem o percurso da subestação coletora até a turbina eólica. As perdas elétricas são inevitáveis e o percentual máximo de perdas técnica para cada estudo é definido pelo cliente, enquanto a queda de tensão deve ser sempre menor ou igual a 5%, segundo o item 6.2.7.1 da NBR 14039 (ABNT, 2005). Os cálculos dos valores de perdas técnicas e queda de tensão são abordados na sequência.

² O efeito sombra também conhecido como efeito estroboscópico é causado pelos aerogeradores e pode ser danoso à saúde devido as longas distâncias de sombras que um aerogerador pode ocasionar. O acompanhamento dos efeitos sombras são importantes para garantir a redução de impactos sonoros e visuais, considerando o conforto acústico e a preservação da saúde da comunidade que vive nas proximidades dos complexos eólicos (ECOSSIS, 2018).

4.2 Complexo Eólicos Ventos de Araxá

O empreendimento objeto deste estudo está localizado no estado da Bahia, Brasil, em um local estratégico em decorrência da grande frequência dos ventos, porém de difícil acesso. Isto acarreta algumas dificuldades para a concepção da RMT, principalmente aumentando sua extensão devido aos desvios necessários a serem feitos para se evitar o relevo com fortes desníveis, tendo em vista as informações levantadas nos estudos topográficos.

O complexo eólico Ventos de Araxá será composto por 42 turbinas eólicas. A energia produzida será coletada através da RMT 34,5 kV e levada até a subestação coletora, onde será transmitida para a rede da concessionária.

A RMT será formada por rede mista, sendo a saída dos aerogeradores composta por rede subterrânea e o restante da rede, inclusive a chegada na SE composta por rede aérea, travessias sobre o acesso também serão aéreas seguindo as preferencias do contratante. Porém no caso dos cabos de fibra óptica (FO) onde ocorre travessias sobre o acesso, estes serão subterrâneos.

4.2.1 Generalidades entre cenários

Alguns parâmetros da RMT do complexo eólico Ventos de Araxá são comuns para os 3 cenários: localização e quantidade das unidades geradoras, traçado do acesso que perfaz todas as turbinas eólicas até a SE e as seguintes premissas de concepção do estudo definidas pela empresa contratante:

- I. Os circuitos não poderão acumular potência instalada superior a 25 MW;
- II. Perdas máximas para a RMT de 1% para o item IV;
- III. Queda de tensão máxima de 5%, segundo o item 6.2.7.1 da NBR 14039 (ABNT, 2005);
- IV. Considerar fator de carga de 84%.

O complexo foi inicialmente dividido em seis subparques, distribuídos da seguinte forma, conforme Tabela 4 e Figura 5.

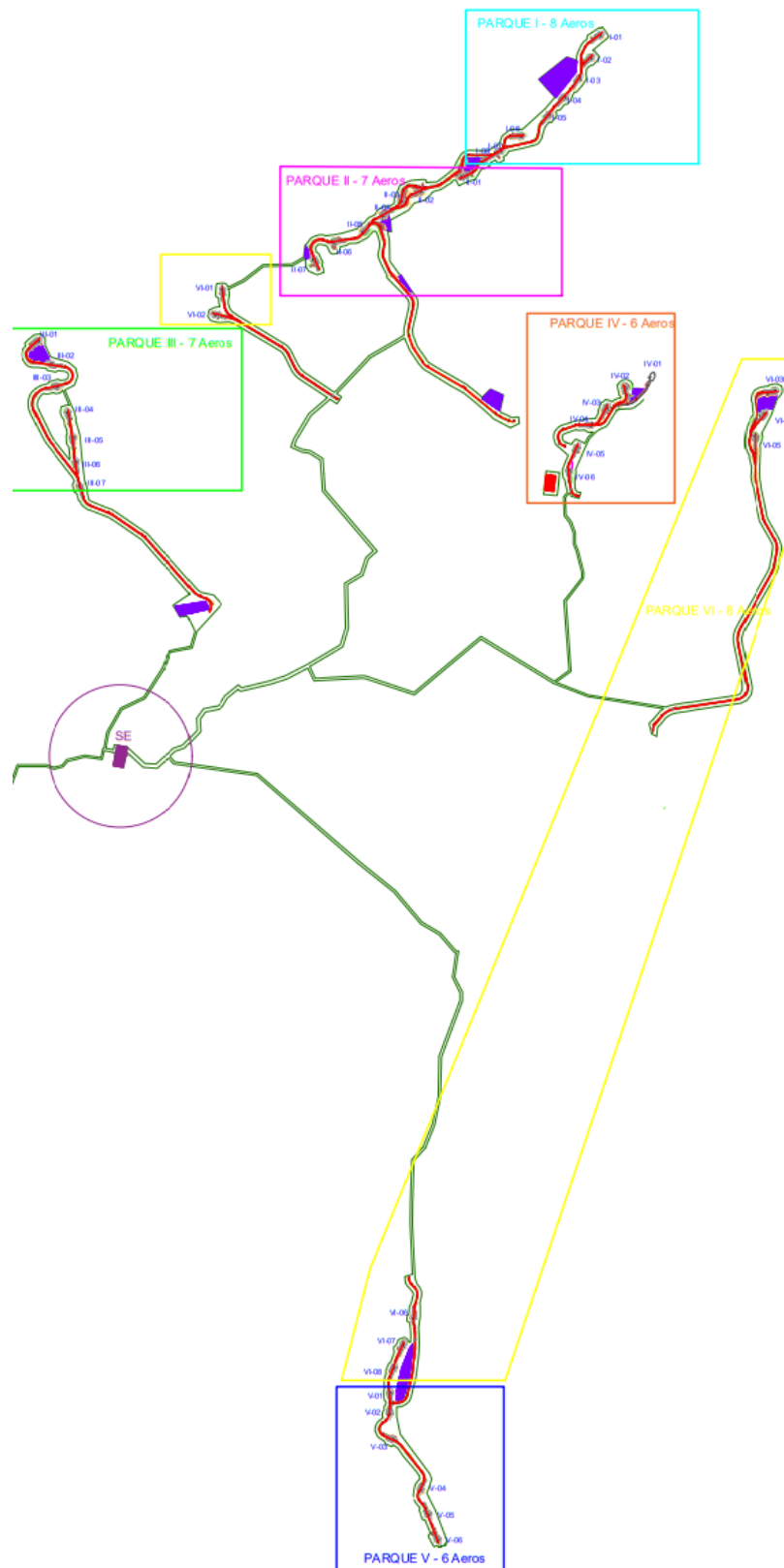
Tabela 4 – Complexo Eólico Ventos de Araxá, subparques

Subparques	Cor	Qtd. Turbinas eólicas
1	Ciano	8
2	Magenta	7
3	Verde	7
4	Laranja	6
5	Azul	6
6	Amarelo	8
Total de turbinas eólicas		42

Fonte: Elaboração própria (2021).

Na Figura 5, a área circular em roxo é onde se encontra a SE e os trechos em verde escuro e vermelho representam o traçado do acesso que interliga as unidades geradoras até a SE, sendo vermelho o eixo da via de acesso.

Figura 5 – Complexo Eólico Ventos de Araxá, subparques



Fonte: Acervo Araxá Engenharia (2021).

4.2.2 Estudo dos cenários

A primeira etapa a ser realizada no estudo, é a definição do traçado da RMT, que sempre que possível, deverá ser paralelo aos acessos existentes. Isto favorece a execução, operação e manutenção da rede de média tensão aérea, salvo casos em que seja possível otimizar a RMT a fim de reduzir consideravelmente sua extensão. O traçado da RMT será realizado com auxílio do *software* AutoCAD 2018 e Google Earth.

Nas análises a seguir, o traçado da RMT poderá apresentar algumas divergências de um cenário para o outro, a fim de se adequar melhor ao dimensionamento de cada cenário.

4.3 Cenário 1

Neste cenário além dos parâmetros abordados no item 4.2.1 serão consideradas as seguintes definições:

- I. Turbinas eólicas de 5,8 MW, totalizando uma potência instalada de 243,6 MW;
- II. Redes simples e duplas (até 2 circuitos no mesmo poste);
- III. Não mesclar redes de subparques;
- IV. Condutores aéreos CAA liga 1350;
- V. Fator de potência de 0,9 do aerogerador.

Seguindo a primeira premissa do item 4.2.1 em que os circuitos não poderão acumular potência instalada superior a 25 MW e a definição I para este cenário onde informa a potência unitária das turbinas eólicas, tem-se que circuitos serão compostos por no máximo 4 turbinas eólicas.

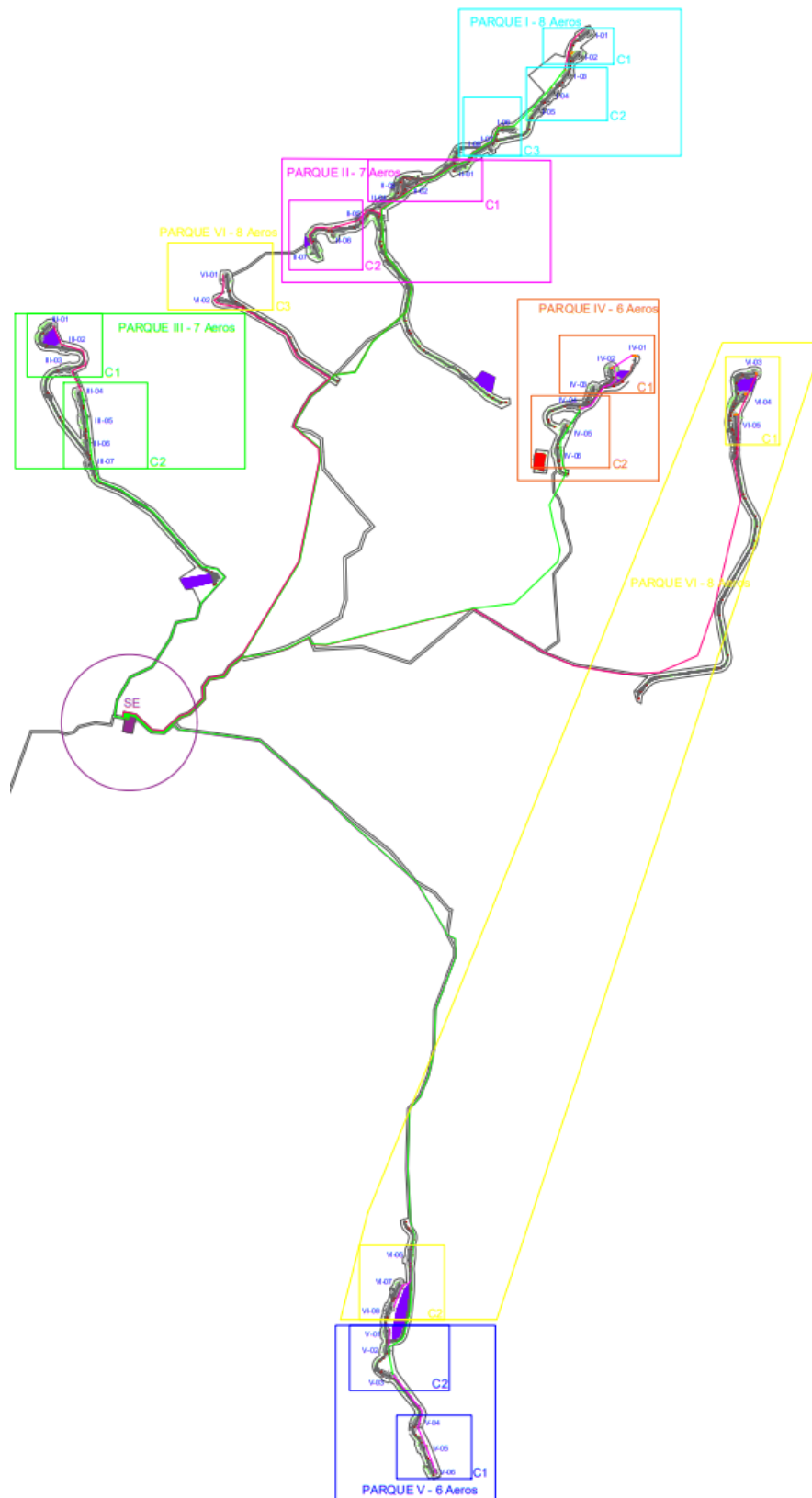
Em seguida, buscou-se fazer uma divisão que melhor se enquadre no *layout* do complexo, para este primeiro cenário foi adotada a divisão mostrada na Tabela 5 e na Figura 6.

Tabela 5 – Cenário 1, divisão dos circuitos

Subparque	Circuito	Turbinas eólicas [Qtd.]	Geração [MW]
1	C1	2	11,6
	C2	3	17,4
	C3	3	17,4
2	C1	4	23,2
	C2	3	17,4
3	C1	3	17,4
	C2	4	23,2
4	C1	3	17,4
	C2	3	17,4
5	C1	3	17,4
	C2	3	17,4
6	C1	3	17,4
	C2	3	17,4
	C3	2	11,6
Total	14	42	243,6

Fonte: Elaboração própria (2021).

Figura 6 – Cenário 1, divisão dos circuitos e traçado da RMT



Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2021).

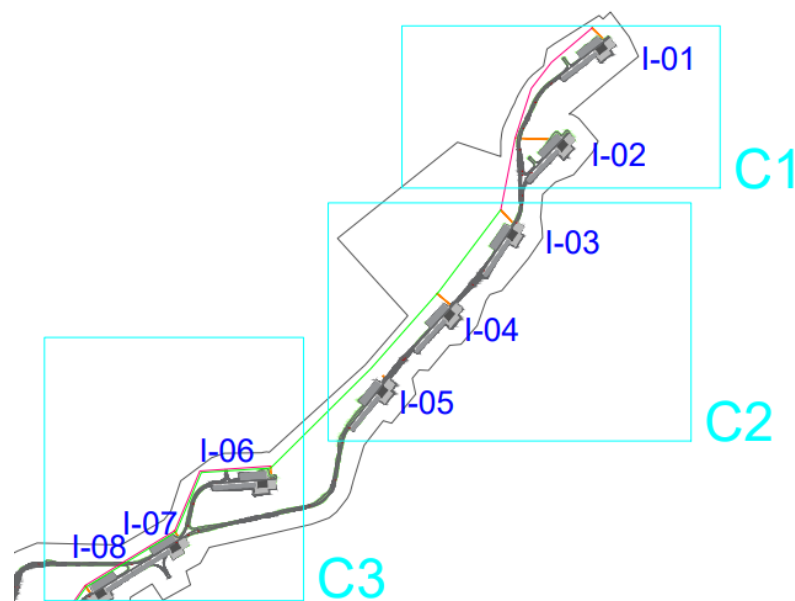
O traçado desta RMT segue o acesso em grande parte, porém em alguns trechos onde é viável manter a rede o mais reta possível tem-se desvios, conforme alguns trechos da Figura 6. Essa proposta é executada pois em cada ponto de vértice na rede é necessário que sejam instalados postes de ancoragem de maior carga nominal, que são mais onerosos do que os postes de suspensão, como pode ser verificado comparando-se os itens 3.1 e 3.2 na Tabela 26. Posteriormente são levantados todos os trechos da RMT que cada circuito percorre, a fim de dimensionar os condutores mais adequados, que são estimados para atender principalmente aos critérios de: capacidade de corrente, corrente de curto-circuito, queda de tensão e perdas elétricas. Nas imagens, Figura 7, Figura 8, Figura 9, Figura 10, Figura 11 e Figura 12, é possível visualizar melhor a divisão dos circuitos e o traçado da RMT para cada subparque (legenda conforme Tabela 6).

Tabela 6 – Legenda traçado RMT

RMT	Descrição 1:	Descrição 2:
Laranja	Subterrânea	Circuito simples
Magenta	Aérea	Circuito simples
Verde	Aérea	Circuito duplo

Fonte: Elaboração própria (2021).

Figura 7 – Cenário 1, RMT subparque I

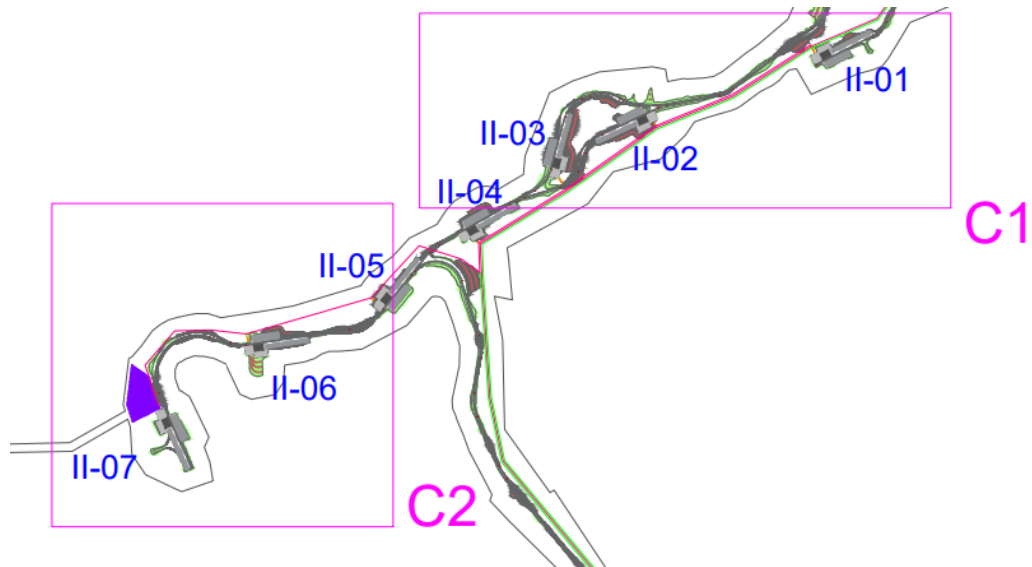


Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2021).

No subparque I, circuito 1 segue em rede simples até chegar ao circuito 2, em seguida percorre em rede dupla até a SE, tendo em vistas as premissas II e III deste cenário, o circuito 3 segue todo em rede simples.

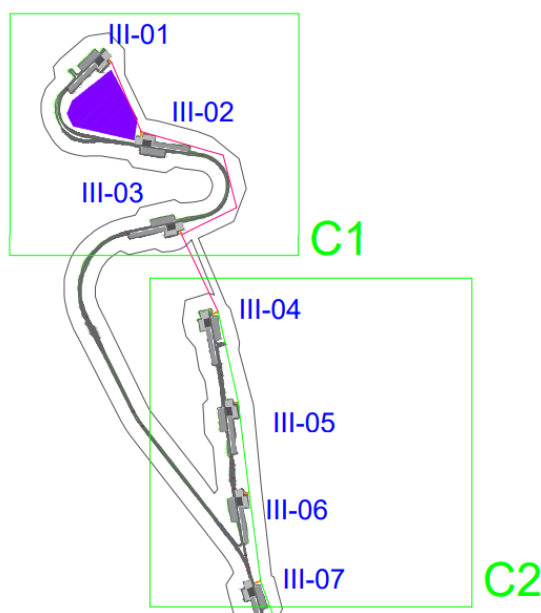
Nos demais subparques com apenas 2 circuitos, a rede inicia simples e percorre dupla até a SE ao passar pelo segundo circuito.

Figura 8 – Cenário 1, RMT subparque II



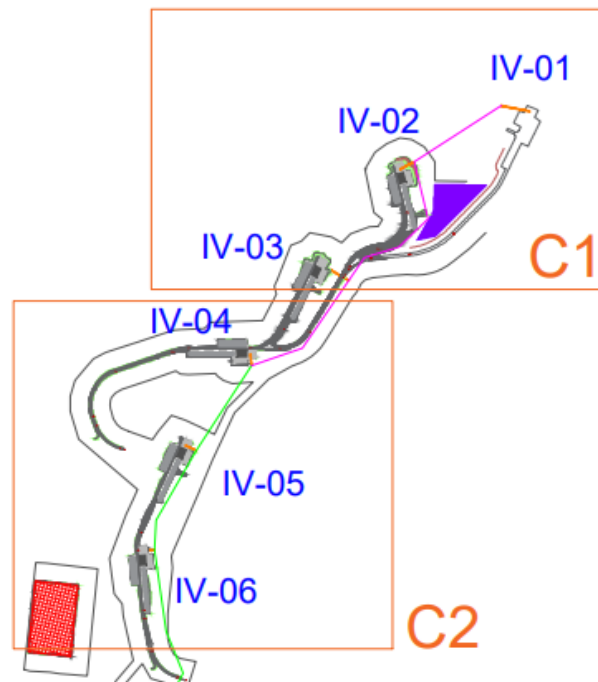
Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2021).

Figura 9 – Cenário 1, RMT subparque III



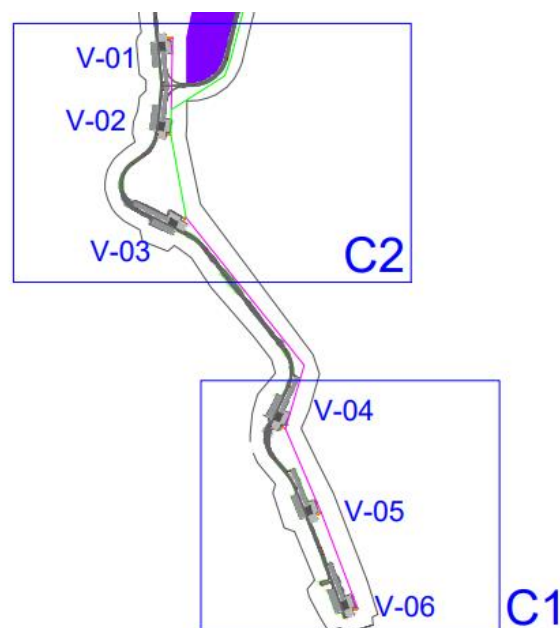
Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2021).

Figura 10 – Cenário 1, RMT subparque IV



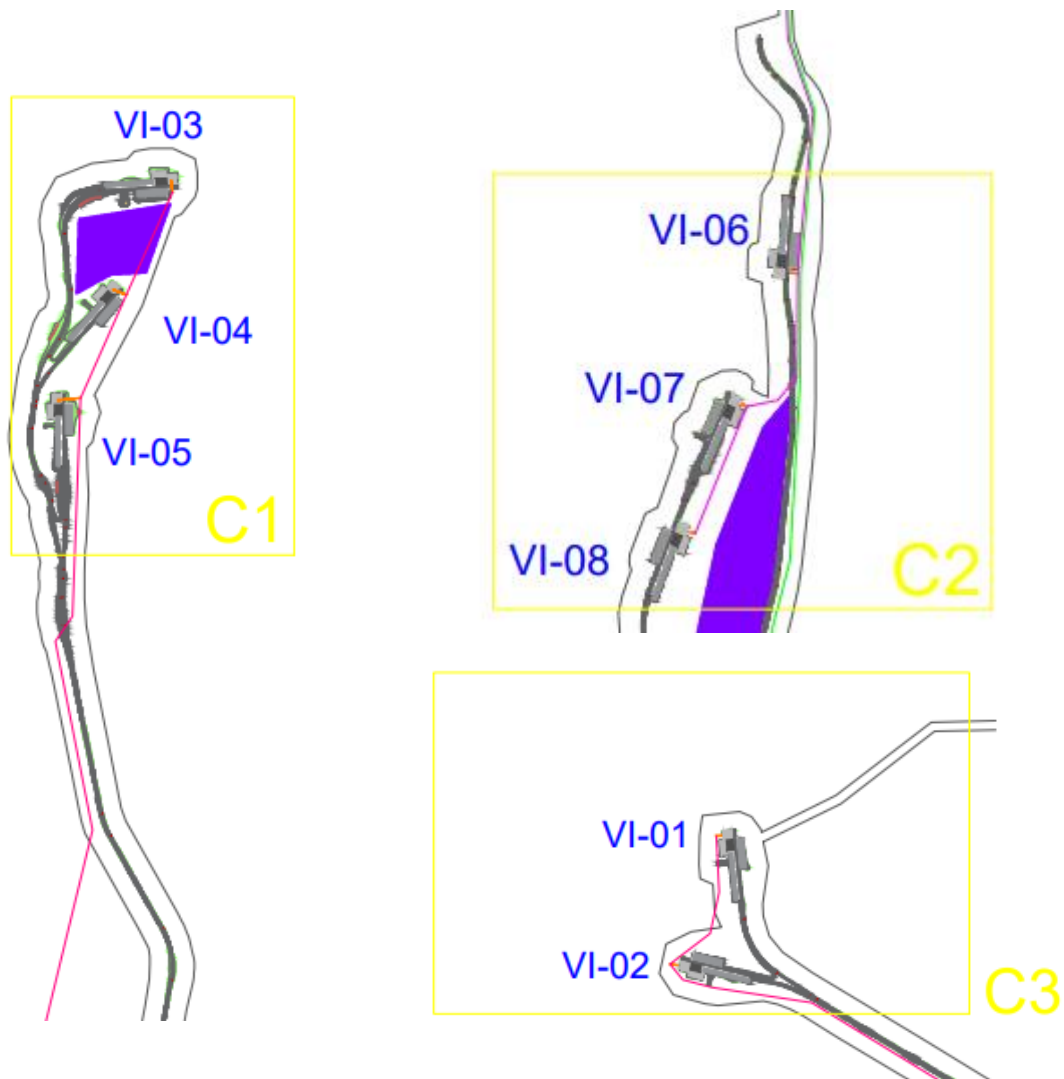
Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2021).

Figura 11 – Cenário 1, RMT subparque V



Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2021).

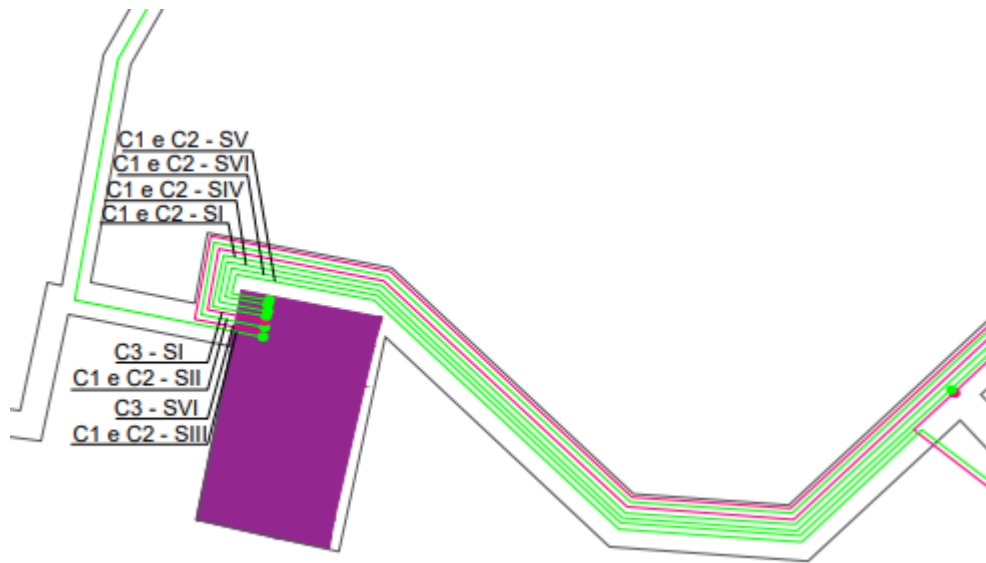
Figura 12 – Cenário 1, RMT subparque VI



Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2021).

O subparque VI possui os circuitos mais dispersos entre si, fazendo com que seja necessária uma grande extensão de rede simples, atendendo aos itens II e III das premissas do cenário em análise: circuitos 1 e 2 se encontram próximos a SE, percorrendo um pequeno trecho duplo, circuito 3 segue todo em rede simples.

Na Figura 13 é possível verificar a distribuição na chegada da SE, onde se tem seis redes duplas e duas redes simples.

Figura 13 – Cenário 1, chegada na SE

Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2021).

4.3.1 Dimensionamento condutores subterrâneos, Cenário 1

Os trechos subterrâneos compõem a saída das turbinas eólicas. Para o dimensionamento da rede subterrânea os condutores de média tensão, as seções dos cabos são dimensionadas de acordo com a norma ABNT NBR 14039 em sua última versão. As características dos cabos subterrâneos são observadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Cenário 1, Conductor Isolado

Tipo	Unid.	Alumínio duro H19
Fabricante	-	Prysmian Group
Modelo	-	VOLTALENE GRID AIB B16B 20/35 kV
Seção nominal	mm ²	90
Diâmetro Externo	mm	37,6
Temperatura de operação	°C	90
Forma e tipo	-	Redondo compacto, Classe 2
Isolação	-	XLPE
Blindagem	mm ²	16
Norma de Fabricação	-	NBR-7287

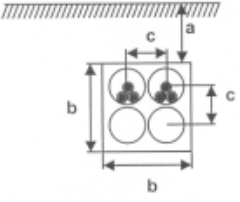
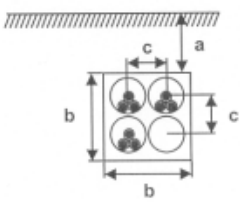
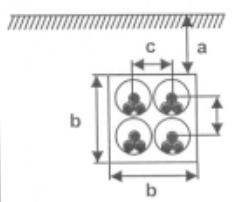
Fonte: Elaboração própria (2021).

Para o dimensionamento dos condutores a serem utilizados nos trechos subterrâneos, a corrente de projeto dos circuitos foi calculada considerando a potência

nominal de cada aerogerador de 5,8 MW e fator de potência igual à 0,90. Em conformidade com ABNT NBR 14039 (ABNT, 2005), foram determinadas as capacidades de condução de corrente para os condutores adotados para cada um dos trechos dos circuitos de média tensão conforme o item 3.1.1.1 Capacidade de Condução nos trechos subterrâneos.

A temperatura do solo utilizada nos cálculos deste estudo é de 25°C, com base neste valor, consultando a Tabela 32 da ABNT NBR 14039 estipula-se o valor do coeficiente K1 como sendo igual a 0,96 (ABNT, 2005). O fator de correção por agrupamento pode ser obtido através da Tabela 37 da NBR14039 para os Métodos F, conforme Figura 14 (ABNT, 2005).

Figura 14 – Fatores de Correção para cabos unipolares e cabos tripolares em banco de dutos a serem aplicados às capacidades de condução de corrente pelo método F

Multiplicar pelos valores do método de referência F (três cabos unipolares em trifólio por duto)	  		
	Até seção 95 mm ² inclusive	Acima de 95 mm ²	
	0,91	0,85	0,79
	0,88	0,81	0,73

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 14039 (2005).

Os cabos estarão dispostos em trifólio diretamente enterrados a 90 cm da superfície, conformes métodos de referência F da ABNT NBR 14039. Dessa forma, o fator de correção por profundidade K3 adotado é igual a 1,00 para as situações de instalação (ABNT, 2005).

Será considerado neste estudo uma resistividade térmica de 2,5 K.m/W. Com isto é possível determinar que K4 será igual a 1,0 com base na Tabela 33 da ABNT NBR 14039 (ABNT, 2005).

Utilizando a equação 8, os valores de capacidade de condução de corrente bem como os fatores de correção são apresentados na Tabela 8, juntamente com a corrente de projeto e o método de instalação considerado para cada trecho. É possível observar que a capacidade de condução corrigida de todos os condutores atende todas as correntes de projeto dos trechos.

Tabela 8 - Cenário 1, Capacidade de condução condutores subterrâneos

Circuito	De	Para	TIPO	Seção do cabo escolhido	Comp. Total [m]	Mét. Ref. NBR	K1	K2	K3	K4	I _{proj} trecho [A]	I° [A]	I _Z [A]	Carregamento [%]
I-C1	I-01	P1	SUB.	95mm ²	92	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	I-02	P2	SUB.	95mm ²	185	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
I-C2	I-03	P3	SUB.	95mm ²	97	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	I-04	P4	SUB.	95mm ²	95	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	I-05	P4	SUB.	95mm ²	94	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
I-C3	I-06	P6	SUB.	95mm ²	75	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	I-07	P7	SUB.	95mm ²	67	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	I-08	P8	SUB.	95mm ²	69	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
II-C1	II-01	P1	SUB.	95mm ²	64	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	II-02	P2	SUB.	95mm ²	51	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	II-03	P3	SUB.	95mm ²	81	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	II-04	P4	SUB.	95mm ²	65	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
II-C2	II-07	P7	SUB.	95mm ²	51	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	II-06	P6	SUB.	95mm ²	68	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	II-05	P5	SUB.	95mm ²	54	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
III-C1	III-01	P1	SUB.	95mm ²	52	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	III-02	P2	SUB.	95mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	III-03	P3	SUB.	95mm ²	54	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
III-C2	III-04	P4	SUB.	95mm ²	68	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	III-05	P5	SUB.	95mm ²	56	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	III-06	P6	SUB.	95mm ²	58	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	III-07	P7	SUB.	95mm ²	66	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
IV-C1	IV-01	P1	SUB.	95mm ²	103	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	IV-02	P2	SUB.	95mm ²	66	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	IV-03	P3	SUB.	95mm ²	113	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
IV-C2	IV-04	P4	SUB.	95mm ²	54	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	IV-05	P5	SUB.	95mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	IV-06	P6	SUB.	95mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
V-C1	V-06	P6	SUB.	95mm ²	56	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	V-05	P5	SUB.	95mm ²	56	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	V-04	P4	SUB.	95mm ²	58	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
V-C2	V-03	P3	SUB.	95mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	V-02	P2	SUB.	95mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	V-01	P1	SUB.	95mm ²	57	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
VI-C1	VI-08	P8	SUB.	95mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	VI-07	P7	SUB.	95mm ²	54	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	VI-06	P6	SUB.	95mm ²	62	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
VI-C2	VI-01	P1	SUB.	95mm ²	54	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	VI-02	P2	SUB.	95mm ²	66	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
VI-C3	VI-03	P3	SUB.	95mm ²	52	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	VI-04	P4	SUB.	95mm ²	59	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%
	VI-05	P5	SUB.	95mm ²	81	F	0,96	0,91	1,00	1,00	107,85	145	126,67	87,36%

Fonte: Elaboração própria (2021).

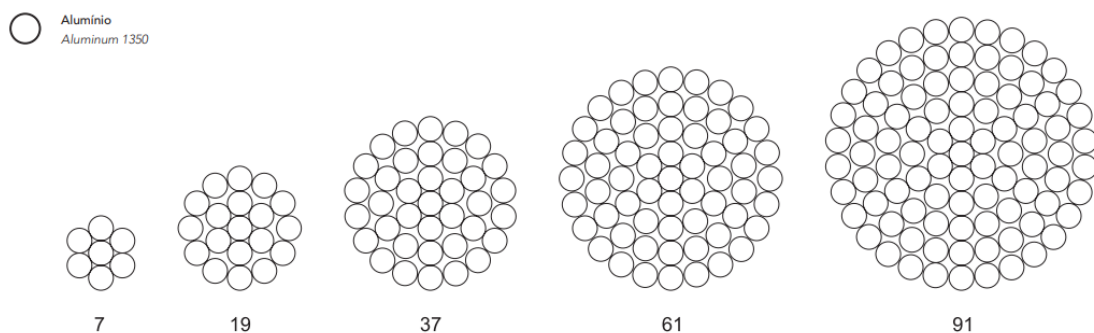
Ressalta-se que em relação aos comprimentos levantados através do traçado da RMT, foram consideradas curvatura de 2% e folga de 4%. Essas considerações são importantes tendo em vista os défices que ocorrem no processo de instalação dos condutores.

4.3.2 Dimensionamento condutores aéreos, Cenário 1

Os cabos de potência de média tensão em corrente alternada nos trechos aéreos operarão com frequência de 60 Hz, em circuitos trifásicos. Os cabos são compostos por condutores de alumínio (CA), composto por fios de alumínio 1350 encordoados em coroas concêntricas, fabricados de acordo com a norma NBR 7271, e irão compor parte dos circuitos entre turbinas eólicas e a SE em uma tensão de 34,5 kV.

O cabo CA é um condutor encordoadado concêntrico, composto de uma ou mais camadas (coroas) de fios de alumínio 1350. O CA pode ser fornecido em diversas classes de encordoamento e têmperas para melhor satisfazer as exigências de aplicação, na Figura 15 é possível visualizar a formação típica (ALUBAR ALTEC, 2015).

Figura 15 – Formação típica alumínio 1350



Fonte: Alubar Altec (2015).

As características dos cabos utilizados nos trechos de média tensão aéreos podem ser observados Tabela 9.

Tabela 9 – Cenário 1, Condutores aéreos

Característica	Unid.	Condutor	Condutor
Bitola		CA 450	CA 1192,5
Formação		19 fios x 3,91 mm	61 fios x 3,55 mm
Seção transversal	mm ²	228,14	603,78
Peso unitário	kg/km	629	1665
Diâmetro	mm	19,55	31,95
Resistência Elétrica Máxima (CC) a 20°C	ohm/km	0,1259	0,0476
Resistência Elétrica Máxima (CA / 60Hz) a 50/75°C	ohm/km	0,1345	0,0556
Reatância Indutiva	ohm/km	0,3678	0,3314
Capacidade de corrente	A	692	1260
Fabricante	Alubar Altec		
Norma de Fabricação	NBR-7271		

Fonte: Adaptado de Alubar Altec (2015).

Na Tabela 10 e na Tabela 11 são apresentadas as condições para o cálculo de ampacidade e as máximas correntes que circulam por cada cabo, bem como sua capacidade máxima e a relação aos cabos utilizados.

Tabela 10 – Condições para cálculo de ampacidade

Temperatura ambiente	25°C com sol
Velocidade do vento	1m/s
Frequência	60 Hz
Temperatura do condutor	75°C

Fonte: Adaptado de Alubar Altec (2015).

Tabela 11 – Cenário 1, Capacidade de Condução de Corrente

Cabo [CA]	Máxima Corrente trecho /cabo [A]	Ampacidade do Cabos [A]	Carregamento [%]
450	271,772	692	39%
1192,5	362,363	1260	29%

Fonte: Elaboração própria (2021).

4.3.3 Dimensionamento pelo critério de Perdas e Queda de Tensão

Os cálculos foram realizados utilizando-se das equações descritas nos tópicos 3.2 Perdas Elétricas e 3.3 Queda de Tensão e com os dados dos condutores presentes na Tabela 7 e na Tabela 9. Ressalta-se que em relação aos comprimentos levantados através do traçado da RMT, foram consideradas curvatura de 2% e folga de 4% em todos os trechos. Potência e corrente de cada trecho seguem Tabela 12.

Tabela 12 – Cenário 1, Potência e corrente por Turbinas agrupadas

Número de Turbinas Agrupadas	Pot. do trecho [MVA]	Corrente trecho /cabo [A]
1	5,4133	90,590
2	10,827	181,181
3	16,240	271,772
4	21,653	362,363

Fonte: Elaboração própria (2021).

Tabela 13 – Cenário 1, Perdas e Queda de tensão

Circ.	De	Para	TIPO	Comp. Total [m]	Seção do cabo escolhido	Perdas dielétricas [kW]	Perdas Totais [kW]	Perda Circ. [kW]	Perda Circ. [%]	Queda Tensão [V]	Queda Tensão	Queda Tensão Final
I - C1	I-01	P1	SUB.	92,4	95mm ²	0,033	0,968	77,77	0,80%	7,60	0,022%	2,92%
	I-02	P2	SUB.	185,2	95mm ²	0,066	1,939			15,22	0,044%	
	P1	P2	AÉREO	313,1	CA 1350 - 450	0,000	1,195			17,54	0,051%	
	P2	SE	AÉREO	13.453,8	CA 1350 - 1192,5	0,000	73,667			976,19	2,830%	
I-C2	I-03	P3	SUB.	96,5	95mm ²	0,035	1,010	159,19	1,09%	7,93	0,023%	4,07%
	I-04	P4	SUB.	95,5	95mm ²	0,034	1,000			7,85	0,023%	
	I-05	P4	SUB.	94,5	95mm ²	0,034	0,989			7,76	0,023%	
	P3	P4	AÉREO	321,3	CA 1350 - 1192,5	0,000	0,440			11,66	0,034%	
	P4	P4	AÉREO	318,2	CA 1350 - 1192,5	0,000	1,743			23,09	0,067%	
	P4	SE	AÉREO	12.501,1	CA 1350 - 1192,5	0,000	154,013			1360,60	3,944%	
I-C3	I-06	P6	SUB.	75,1	95mm ²	0,027	0,786	148,31	1,01%	6,17	0,018%	3,76%
	I-07	P7	SUB.	66,9	95mm ²	0,024	0,701			5,50	0,016%	
	I-08	P8	SUB.	69,0	95mm ²	0,025	0,722			5,67	0,016%	
	P6	P7	AÉREO	418,2	CA 1350 - 450	0,000	1,596			23,42	0,068%	
	P7	P8	AÉREO	323,3	CA 1350 - 450	0,000	4,936			36,22	0,105%	
	P8	SE	AÉREO	11.329,1	CA 1350 - 1192,5	0,000	139,574			1233,04	3,574%	

Continua.

Circ.	De	Para	TIPO	Comp. Total [m]	Seção do cabo escolhido	Perdas dielétricas [kW]	Perdas Totais [kW]	Perda Circ. [kW]	Perda Circ. [%]	Queda Tensão [V]	Queda Tensão	Queda Tensão Final
II-C1	II-01	P1	SUB.	63,9	95mm ²	0,023	0,669	235,76	1,21%	5,25	0,015%	4,50%
	II-02	P2	SUB.	50,6	95mm ²	0,018	0,530			4,16	0,012%	
	II-03	P3	SUB.	81,2	95mm ²	0,029	0,850			6,67	0,019%	
	II-04	P4	SUB.	64,9	95mm ²	0,023	0,679			5,33	0,015%	
	P1	P2	AÉREO	522,2	CA 1350 - 450	0,000	1,993			29,25	0,085%	
	P2	P3	AÉREO	326,4	CA 1350 - 450	0,000	4,982			36,56	0,106%	
	P3	P4	AÉREO	305,0	CA 1350 - 450	0,000	10,475			51,24	0,149%	
	P4	SE	AÉREO	9.843,0	CA 1350 - 1192,5	0,000	215,583			1428,39	4,140%	
II-C2	II-07	P7	SUB.	50,6	95mm ²	0,018	0,530	134,76	0,92%	4,16	0,012%	3,43%
	II-06	P6	SUB.	67,9	95mm ²	0,024	0,711			5,58	0,016%	
	II-05	P5	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562			4,41	0,013%	
	P7	P6	AÉREO	477,4	CA 1350 - 450	0,000	1,822			26,73	0,077%	
	P6	P5	AÉREO	386,6	CA 1350 - 450	0,000	5,901			43,30	0,126%	
	P5	SE	AÉREO	10.165,3	CA 1350 - 1192,5	0,000	125,236			1106,37	3,207%	
III-C1	III-01	P1	SUB.	51,6	95mm ²	0,018	0,540	95,16	0,65%	4,24	0,012%	2,38%
	III-02	P2	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572			4,49	0,013%	
	III-03	P3	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562			4,41	0,013%	
	P1	P2	AÉREO	274,4	CA 1350 - 450	0,000	1,047			15,37	0,045%	
	P2	P3	AÉREO	722,2	CA 1350 - 450	0,000	11,023			80,89	0,234%	
	P3	SE	AÉREO	6.608,6	CA 1350 - 1192,5	0,000	81,417			719,26	2,085%	
III-C2	III-04	P4	SUB.	67,9	95mm ²	0,024	0,711	125,24	0,64%	5,58	0,016%	2,46%
	III-05	P5	SUB.	55,7	95mm ²	0,020	0,583			4,58	0,013%	
	III-06	P6	SUB.	57,7	95mm ²	0,021	0,605			4,75	0,014%	
	III-07	P7	SUB.	65,9	95mm ²	0,024	0,690			5,42	0,016%	
	P4	P5	AÉREO	336,6	CA 1350 - 1192,5	0,000	0,461			12,21	0,035%	
	P5	P6	AÉREO	326,4	CA 1350 - 1192,5	0,000	1,787			23,68	0,069%	
	P6	P7	AÉREO	322,3	CA 1350 - 1192,5	0,000	3,971			35,08	0,102%	
	P7	SE	AÉREO	5.316,2	CA 1350 - 1192,5	0,000	116,437			771,48	2,236%	
IV-C1	IV-01	P1	SUB.	102,6	95mm ²	0,037	1,074	131,49	0,90%	8,43	0,024%	3,31%
	IV-02	P2	SUB.	65,9	95mm ²	0,024	0,690			5,42	0,016%	
	IV-03	P3	SUB.	112,8	95mm ²	0,040	1,181			9,27	0,027%	
	P1	P2	AÉREO	296,8	CA 1350 - 450	0,000	1,133			16,62	0,048%	
	P2	P3	AÉREO	466,1	CA 1350 - 450	0,000	7,115			52,21	0,151%	
	P3	SE	AÉREO	9.764,5	CA 1350 - 1192,5	0,000	120,298			1062,74	3,080%	
IV-C2	IV-04	P4	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562	111,86	0,77%	4,41	0,013%	2,88%
	IV-05	P5	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572			4,49	0,013%	
	IV-06	P6	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572			4,49	0,013%	
	P4	P5	AÉREO	276,4	CA 1350 - 1192,5	0,000	0,378			10,03	0,029%	
	P5	P6	AÉREO	315,2	CA 1350 - 1192,5	0,000	1,726			22,87	0,066%	
	P6	SE	AÉREO	8.770,0	CA 1350 - 1192,5	0,000	108,045			954,50	2,767%	

Continua.

Circ.	De	Para	TIPO	Comp. Total [m]	Seção do cabo escolhido	Perdas dielétricas [kW]	Perdas Totais [kW]	Perda Circ. [kW]	Perda Circ. [%]	Queda Tensão [V]	Queda Tensão	Queda Tensão Final
V-C1	V-06	P6	SUB.	55,7	95mm ²	0,020	0,583	170,02	1,16%	4,58	0,013%	4,32%
	V-05	P5	SUB.	55,7	95mm ²	0,020	0,583			4,58	0,013%	
	V-04	P4	SUB.	57,7	95mm ²	0,021	0,605			4,75	0,014%	
	P6	P5	AÉREO	358,0	CA 1350 - 450	0,000	1,366			20,05	0,058%	
	P5	P4	AÉREO	317,2	CA 1350 - 450	0,000	4,842			35,53	0,103%	
	P4	SE	AÉREO	13.152,9	CA 1350 - 1192,5	0,000	162,043			1431,54	4,149%	
V-C2	V-03	P3	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572	149,37	1,02%	4,49	0,013%	3,84%
	V-02	P2	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572			4,49	0,013%	
	V-01	P1	SUB.	56,7	95mm ²	0,020	0,594			4,66	0,014%	
	P3	P2	AÉREO	291,7	CA 1350 - 1192,5	0,000	0,399			10,58	0,031%	
	P2	T8	AÉREO	87,7	CA 1350 - 1192,5	0,000	0,480			6,36	0,018%	
	P1	T8	AÉREO	249,9	CA 1350 - 1192,5	0,000	0,342			9,07	0,026%	
	T8	SE	AÉREO	11.884,0	CA 1350 - 1192,5	0,000	146,410			1293,43	3,749%	
VI-C1	VI-08	P8	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572	139,56	0,95%	4,49	0,013%	3,54%
	VI-07	P7	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562			4,41	0,013%	
	VI-06	P6	SUB.	61,8	95mm ²	0,022	0,647			5,08	0,015%	
	P8	P7	AÉREO	323,3	CA 1350 - 450	0,000	1,234			18,11	0,052%	
	P7	P6	AÉREO	388,6	CA 1350 - 450	0,000	5,932			43,53	0,126%	
	P6	SE	AÉREO	10.601,9	CA 1350 - 1192,5	0,000	130,615			1153,89	3,345%	
VI-C2	VI-01	P1	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562	51,20	0,53%	4,41	0,013%	1,94%
	VI-02	P2	SUB.	65,9	95mm ²	0,024	0,690			5,42	0,016%	
	P1	P2	AÉREO	404,9	CA 1350 - 450	0,000	1,545			22,68	0,066%	
	P2	SE	AÉREO	8.839,3	CA 1350 - 1192,5	0,000	48,400			641,37	1,859%	
VI-C3	VI-03	P3	SUB.	51,6	95mm ²	0,018	0,540	161,52	1,11%	4,24	0,012%	4,10%
	VI-04	P4	SUB.	58,8	95mm ²	0,021	0,615			4,83	0,014%	
	VI-05	P5	SUB.	81,2	95mm ²	0,029	0,850			6,67	0,019%	
	P3	P4	AÉREO	295,8	CA 1350 - 450	0,000	1,129			16,57	0,048%	
	P4	P5	AÉREO	298,9	CA 1350 - 450	0,000	4,562			33,48	0,097%	
	P5	SE	AÉREO	12.485,8	CA 1350 - 1192,5	0,000	153,825			1358,93	3,939%	

Fonte: Elaboração própria (2021).

A queda de tensão total nos circuitos de média tensão deve ser calculada considerando a plena carga dos aerogeradores, ou seja, para fator de carregamento unitário. A Equação 18 é aplicada a cada trecho da RMT de forma individual. Dessa maneira, para o cálculo da queda de tensão de cada circuito, é considerado o percurso da SE até o aerogerador que resulta na maior queda de tensão no respectivo circuito, ou seja, é verificada a queda de tensão entre a subestação coletora e o aerogerador mais distante de cada circuito. Além disso, para este estudo, foi estipulado que as

quedas de tensão não devem ultrapassar o valor máximo correspondente a 5,00% da tensão nominal (34.500 V) da Rede de Média Tensão (RMT). Estando em conformidade com a norma vigente NBR 14039 (ABNT, 2005) que estabelece 5% como máximo admissível.

Como pode ser observado na Tabela 13 a queda de tensão máxima foi de 4,50% no circuito C1 do subparque II. Dessa maneira, o critério de máxima queda de tensão admissível no cenário 1 em estudo foi atendido.

As perdas de potência ativa foram calculadas através da Equação 14 e atendendo a premissa inicial do estudo em análise, fator de carregamento de 0,84 e totalizaram 1891,2 kW. Esse valor corresponde a 0,924% da potência ativa injetada pelas turbinas eólicas na rede coletora. Dessa maneira, a premissa de perda máxima admissível de 1% foi atendida.

4.4 Cenário 2

Neste cenário além dos parâmetros abordados no item 4.2.1 serão consideradas as seguintes definições:

- I. Turbinas eólicas de 5,8 MW, totalizando uma potência instalada de 243,6 MW;
- II. Redes simples e duplas (até 2 circuitos no mesmo poste);
- III. Não mesclar redes de subparques;
- IV. Condutores aéreos alumínio liga 1120 (CAL);
- V. Fator de potência de 0,9 do aerogerador.

Neste cenário será adotado a mesma distribuição de circuitos presente na Tabela 5 e Figuras 6 a 13, quanto a rede subterrânea será mantido o mesmo dimensionamento do cenário 1, item 4.3.1.

4.4.1 Dimensionamento condutores aéreos, Cenário 2

Os cabos de potência de média tensão em corrente alternada nos trechos aéreos operarão com frequência de 60 Hz, em circuitos trifásicos, serão compostos por cabos de alumínio liga 1120 (CAL), fabricados de acordo com a norma NBR

16686, e irão compor parte dos circuitos entre turbinas eólicas e a SE em uma tensão de 34,5 kV.

O cabo CAL também é um condutor encordado concêntrico. Foi desenvolvido para preencher a necessidade de um condutor econômico, para aplicação aérea, onde é requerida uma maior resistência mecânica do que a obtida com o condutor de alumínio CA. O cabo CAL tem maior resistência à corrosão que o cabo de alumínio com alma de aço CAA (ALUBAR ALTEC, 2015).

A utilização da liga 1120 na fabricação de condutores para linhas de transmissão está fundamentada na maior resistência mecânica quando comparada aos condutores com liga 1350 e menor resistividade quando comparada com os condutores com liga 6201, o que é alcançado com adições controladas de cobre e magnésio no material combinado também com o controle do ferro. Como grande vantagem econômica, a liga Al 1120 não necessita dos processos de solubilização e tratamento térmico como ocorre com a liga 6201.

O catalogo para os condutores CAL possui maior variedade de bitolas. Como critério de escolha, buscou-se atender as premissas quanto a perdas elétricas e queda de tensão do estudo. As características dos cabos utilizados nos trechos de média tensão aéreos podem ser observados na Tabela 14.

Tabela 14 – Cenário 2, Condutores aéreos

Característica	Unid.	Condutor	Condutor
Bitola		450 MCM	1158,26 MCM
Formação		19 fios x 3,91 mm	61 fios x 3,55 mm
Seção transversal	mm ²	228,14	586,9
Peso unitário	kg/km	626	1616,29
Diâmetro	mm	19,55	31,5
Resistência Elétrica Máxima (CC) a 20°C	ohm/km	0,1468	0,051
Resistência Elétrica Máxima (CA / 60Hz) a 50/75°C	ohm/km	0,1468	0,059
Reatância Indutiva	ohm/km	0,3678	0,3318
Capacidade de corrente	A	648	1121
Fabricante	Alubar Altec		
Norma de Fabricação	NBR-16686		

Fonte: Adaptado de Alubar Altec (2015).

Na Tabela 15 são apresentadas as capacidades máximas em relação aos cabos utilizados. As condições para o cálculo de ampacidade e as máximas correntes que circulam por cada cabo seguem as premissas mostradas na Tabela 10.

Tabela 15 – Cenário 2, Capacidade de Condução de Corrente

Cabo [CA]	Máxima Corrente trecho /cabo [A]	Ampacidade do Cabos [A]	Carregamento [%]
450	271,772	648	42%
1158,26	362,363	1121	32%

Fonte: Elaboração própria (2021).

4.4.2 Dimensionamento pelo critério de Perdas e Queda de Tensão

Novamente ressalta-se que os cálculos foram realizados utilizando-se das equações descritas nos tópicos 3.2 Perdas Elétricas e 3.3 Queda de Tensão e com os dados dos condutores presentes nas Tabela 7 e Tabela 9. Ressalta-se que em relação aos comprimentos levantados através do traçado da RMT, foram consideradas curvatura de 2% e folga de 4% em todos os trechos. Potência e corrente de cada trecho seguem Tabela 12 e na Tabela 16 podem ser verificados os resultados de perdas e queda de tensão.

Tabela 16 – Cenário 2, Perdas e Queda de tensão

Circ.	De	Para	TIPO	Comp. Total [m]	Seção do cabo escolhido	Perdas dielétricas [kW]	Perdas Totais [kW]	Perda Circ. [kW]	Perda Circ. [%]	Queda Tensão [V]	Queda Tensão	Queda Tensão Final
I - C1	I-01	P1	SUB.	92,4	95mm ²	0,033	0,968	82,21	0,84%	7,60	0,022%	2,97%
	I-02	P2	SUB.	185,2	95mm ²	0,066	1,939			15,22	0,044%	
	P1	P2	AÉREO	313,1	CAL 1120 - 450	0,000	1,132			17,11	0,050%	
	P2	SE	AÉREO	13.453,8	CAL 1120 - 1158,26	0,000	78,171			993,91	2,881%	
I-C2	I-03	P3	SUB.	96,5	95mm ²	0,035	1,010	168,75	1,15%	7,93	0,023%	4,14%
	I-04	P4	SUB.	95,5	95mm ²	0,034	1,000			7,85	0,023%	
	I-05	P4	SUB.	94,5	95mm ²	0,034	0,989			7,76	0,023%	
	P3	P4	AÉREO	321,3	CAL 1120 - 1158,26	0,000	0,467			11,87	0,034%	
	P4	P4	AÉREO	318,2	CAL 1120 - 1158,26	0,000	1,849			23,51	0,068%	
	P4	SE	AÉREO	12.501,1	CAL 1120 - 1158,26	0,000	163,431			1385,30	4,015%	
I-C3	I-06	P6	SUB.	75,1	95mm ²	0,027	0,786	156,50	1,07%	6,17	0,018%	3,83%
	I-07	P7	SUB.	66,9	95mm ²	0,024	0,701			5,50	0,016%	
	I-08	P8	SUB.	69,0	95mm ²	0,025	0,722			5,67	0,016%	
	P6	P7	AÉREO	418,2	CAL 1120 - 450	0,000	1,511			22,85	0,066%	
	P7	P8	AÉREO	323,3	CAL 1120 - 450	0,000	4,675			35,33	0,102%	
	P8	SE	AÉREO	11.329,1	CAL 1120 - 1158,26	0,000	148,109			1255,43	3,639%	

Continua.

Circ.	De	Para	TIPO	Comp. Total [m]	Seção do cabo escolhido	Perdas dielétricas [kW]	Perdas Totais [kW]	Perda Circ. [kW]	Perda Circ. [%]	Queda Tensão [V]	Queda Tensão	Queda Tensão Final
II-C1	II-01	P1	SUB.	63,9	95mm ²	0,023	0,669	248,02	1,27%	5,25	0,015%	4,57%
	II-02	P2	SUB.	50,6	95mm ²	0,018	0,530			4,16	0,012%	
	II-03	P3	SUB.	81,2	95mm ²	0,029	0,850			6,67	0,019%	
	II-04	P4	SUB.	64,9	95mm ²	0,023	0,679			5,33	0,015%	
	P1	P2	AÉREO	522,2	CAL 1120 - 450	0,000	1,888			28,53	0,083%	
	P2	P3	AÉREO	326,4	CAL 1120 - 450	0,000	4,719			35,66	0,103%	
	P3	P4	AÉREO	305,0	CAL 1120 - 450	0,000	9,920			49,98	0,145%	
	P4	SE	AÉREO	9.843,0	CAL 1120 - 1158,26	0,000	228,766			1454,32	4,215%	
II-C2	II-07	P7	SUB.	50,6	95mm ²	0,018	0,530	142,01	0,97%	4,16	0,012%	3,48%
	II-06	P6	SUB.	67,9	95mm ²	0,024	0,711			5,58	0,016%	
	II-05	P5	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562			4,41	0,013%	
	P7	P6	AÉREO	477,4	CAL 1120 - 450	0,000	1,725			26,08	0,076%	
	P6	P5	AÉREO	386,6	CAL 1120 - 450	0,000	5,589			42,24	0,122%	
	P5	SE	AÉREO	10.165,3	CAL 1120 - 1158,26	0,000	132,894			1126,46	3,265%	
III-C1	III-01	P1	SUB.	51,6	95mm ²	0,018	0,540	99,50	0,68%	4,24	0,012%	2,41%
	III-02	P2	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572			4,49	0,013%	
	III-03	P3	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562			4,41	0,013%	
	P1	P2	AÉREO	274,4	CAL 1120 - 450	0,000	0,992			14,99	0,043%	
	P2	P3	AÉREO	722,2	CAL 1120 - 450	0,000	10,440			78,90	0,229%	
	P3	SE	AÉREO	6.608,6	CAL 1120 - 1158,26	0,000	86,396			732,32	2,123%	
III-C2	III-04	P4	SUB.	67,9	95mm ²	0,024	0,711	132,75	0,68%	5,58	0,016%	2,50%
	III-05	P5	SUB.	55,7	95mm ²	0,020	0,583			4,58	0,013%	
	III-06	P6	SUB.	57,7	95mm ²	0,021	0,605			4,75	0,014%	
	III-07	P7	SUB.	65,9	95mm ²	0,024	0,690			5,42	0,016%	
	P4	P5	AÉREO	336,6	CAL 1120 - 1158,26	0,000	0,489			12,43	0,036%	
	P5	P6	AÉREO	326,4	CAL 1120 - 1158,26	0,000	1,897			24,11	0,070%	
	P6	P7	AÉREO	322,3	CAL 1120 - 1158,26	0,000	4,214			35,72	0,104%	
	P7	SE	AÉREO	5.316,2	CAL 1120 - 1158,26	0,000	123,557			785,49	2,277%	
IV-C1	IV-01	P1	SUB.	102,6	95mm ²	0,037	1,074	138,41	0,95%	8,43	0,024%	3,36%
	IV-02	P2	SUB.	65,9	95mm ²	0,024	0,690			5,42	0,016%	
	IV-03	P3	SUB.	112,8	95mm ²	0,040	1,181			9,27	0,027%	
	P1	P2	AÉREO	296,8	CAL 1120 - 450	0,000	1,073			16,21	0,047%	
	P2	P3	AÉREO	466,1	CAL 1120 - 450	0,000	6,739			50,93	0,148%	
	P3	SE	AÉREO	9.764,5	CAL 1120 - 1158,26	0,000	127,654			1082,04	3,136%	
IV-C2	IV-04	P4	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562	118,59	0,81%	4,41	0,013%	2,93%
	IV-05	P5	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572			4,49	0,013%	
	IV-06	P6	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572			4,49	0,013%	
	P4	P5	AÉREO	276,4	CAL 1120 - 1158,26	0,000	0,402			10,21	0,030%	
	P5	P6	AÉREO	315,2	CAL 1120 - 1158,26	0,000	1,831			23,28	0,067%	
	P6	SE	AÉREO	8.770,0	CAL 1120 - 1158,26	0,000	114,652			971,83	2,817%	

Continua.

Circ.	De	Para	TIPO	Comp. Total [m]	Seção do cabo escolhido	Perdas dielétricas [kW]	Perdas Totais [kW]	Perda Circ. [kW]	Perda Circ. [%]	Queda Tensão [V]	Queda Tensão	Queda Tensão Final
V-C1	V-06	P6	SUB.	55,7	95mm ²	0,020	0,583	179,60	1,23%	4,58	0,013%	4,40%
	V-05	P5	SUB.	55,7	95mm ²	0,020	0,583			4,58	0,013%	
	V-04	P4	SUB.	57,7	95mm ²	0,021	0,605			4,75	0,014%	
	P6	P5	AÉREO	358,0	CAL 1120 - 450	0,000	1,294			19,56	0,057%	
	P5	P4	AÉREO	317,2	CAL 1120 - 450	0,000	4,586			34,66	0,100%	
	P4	SE	AÉREO	13.152,9	CAL 1120 - 1158,26	0,000	171,952			1457,53	4,225%	
V-C2	V-03	P3	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572	158,40	1,08%	4,49	0,013%	3,91%
	V-02	P2	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572			4,49	0,013%	
	V-01	P1	SUB.	56,7	95mm ²	0,020	0,594			4,66	0,014%	
	P3	P2	AÉREO	291,7	CAL 1120 - 1158,26	0,000	0,424			10,78	0,031%	
	P2	T8	AÉREO	87,7	CAL 1120 - 1158,26	0,000	0,510			6,48	0,019%	
	P1	T8	AÉREO	249,9	CAL 1120 - 1158,26	0,000	0,363			9,23	0,027%	
	T8	SE	AÉREO	11.884,0	CAL 1120 - 1158,26	0,000	155,364			1316,92	3,817%	
VI-C1	VI-08	P8	SUB.	54,7	95mm ²	0,020	0,572	147,17	1,01%	4,49	0,013%	3,59%
	VI-07	P7	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562			4,41	0,013%	
	VI-06	P6	SUB.	61,8	95mm ²	0,022	0,647			5,08	0,015%	
	P8	P7	AÉREO	323,3	CAL 1120 - 450	0,000	1,169			17,66	0,051%	
	P7	P6	AÉREO	388,6	CAL 1120 - 450	0,000	5,618			42,46	0,123%	
	P6	SE	AÉREO	10.601,9	CAL 1120 - 1158,26	0,000	138,602			1174,84	3,405%	
VI-C2	VI-01	P1	SUB.	53,7	95mm ²	0,019	0,562	54,07	0,55%	4,41	0,013%	1,97%
	VI-02	P2	SUB.	65,9	95mm ²	0,024	0,690			5,42	0,016%	
	P1	P2	AÉREO	404,9	CAL 1120 - 450	0,000	1,464			22,12	0,064%	
	P2	SE	AÉREO	8.839,3	CAL 1120 - 1158,26	0,000	51,360			653,01	1,893%	
VI-C3	VI-03	P3	SUB.	51,6	95mm ²	0,018	0,540	170,63	1,17%	4,24	0,012%	4,17%
	VI-04	P4	SUB.	58,8	95mm ²	0,021	0,615			4,83	0,014%	
	VI-05	P5	SUB.	81,2	95mm ²	0,029	0,850			6,67	0,019%	
	P3	P4	AÉREO	295,8	CAL 1120 - 450	0,000	1,069			16,16	0,047%	
	P4	P5	AÉREO	298,9	CAL 1120 - 450	0,000	4,321			32,65	0,095%	
	P5	SE	AÉREO	12.485,8	CAL 1120 - 1158,26	0,000	163,231			1383,60	4,010%	

Fonte: Elaboração própria (2021).

Como pode ser observado na Tabela 16 a queda de tensão máxima foi de 4,57% no circuito C1 do subparque II. Dessa maneira, o critério de máxima queda de tensão admissível no cenário 2 em estudo foi atendido.

As perdas de potência ativa foram calculadas atendendo a premissa inicial do estudo em análise, fator de carregamento de 0,84 e totalizaram 1996,6 kW. Esse valor corresponde a 0,976% da potência ativa injetada pelas turbinas eólicas na rede coletora. Dessa maneira, a premissa de perda máxima admissível de 1% foi atendida.

4.5 Cenário 3

Neste cenário além dos parâmetros abordados no item 4.2.1 serão consideradas as seguintes definições:

- I. Turbinas eólicas 4,2 MW, totalizando uma potência instalada de 176,4 MW;
- II. Redes simples e duplas (até 2 circuitos no mesmo poste);
- III. Não mesclar redes de subparques;
- IV. Condutores aéreos alumínio liga 1120 (CAL);
- V. Fator de potência de 0,9.

Novamente seguiu-se a primeira premissa do item 4.2.1 em que os circuitos não poderão acumular potência instalada superior a 25 MW e a primeira definição para este cenário onde informa a potência unitária das turbinas eólicas, para esse cenário tem-se que circuitos serão compostos por no máximo 5 turbinas eólicas.

Em seguida, buscou-se fazer uma divisão que melhor se enquadre no *layout* do complexo, para este terceiro cenário foi adotada a divisão mostrada na Tabela 17, foi possível reduzir dois circuitos agrupando-se mais turbinas eólicas.

Tabela 17 - Cenário 3, divisão dos circuitos

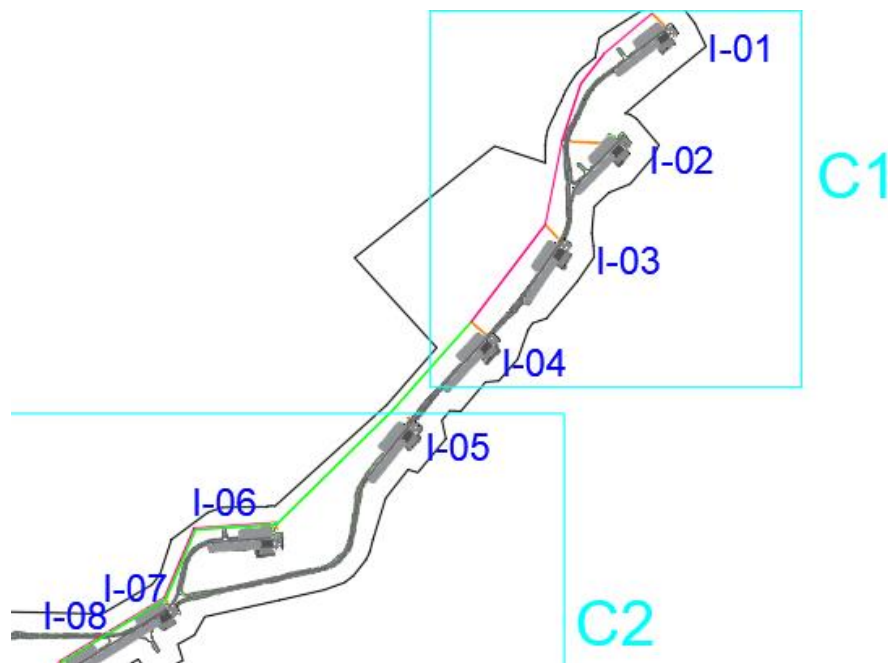
Subparque	Circuito [Qtd.]	Turbinas eólicas [Qtd.]	Geração [MW]
1	C1	4	16,8
	C2	4	16,8
2	C1	4	16,8
	C2	3	12,6
3	C1	3	12,6
	C2	4	16,8
4	C1	3	12,6
	C2	3	12,6
5	C1	3	12,6
	C2	3	12,6
6	C1	5	21
	C2	3	12,6
Total	12	42	176,4

Fonte: Elaboração própria (2022).

As mudanças deste cenário para os anteriores ocorrem nos subparques I e IV, anteriormente com três circuitos e agora compostos por dois circuitos cada, conforme visto na Figura 16 e Figura 17 (legenda do traçado segue Tabela 6).

Nas análises anteriores não foi possível fazer esse agrupamento e reduzir a quantidade de circuitos em decorrência da utilização de turbina eólica de maior potência somada a grande distância dos circuitos até a SE, acima de 10 km aproximadamente e a premissa de que os circuitos não poderão acumular potência instalada superior a 25 MW, ocasionando aumento de perdas técnicas e quedas de tensão nos circuitos de potência.

Figura 16 – Cenário 3, RMT subparque I



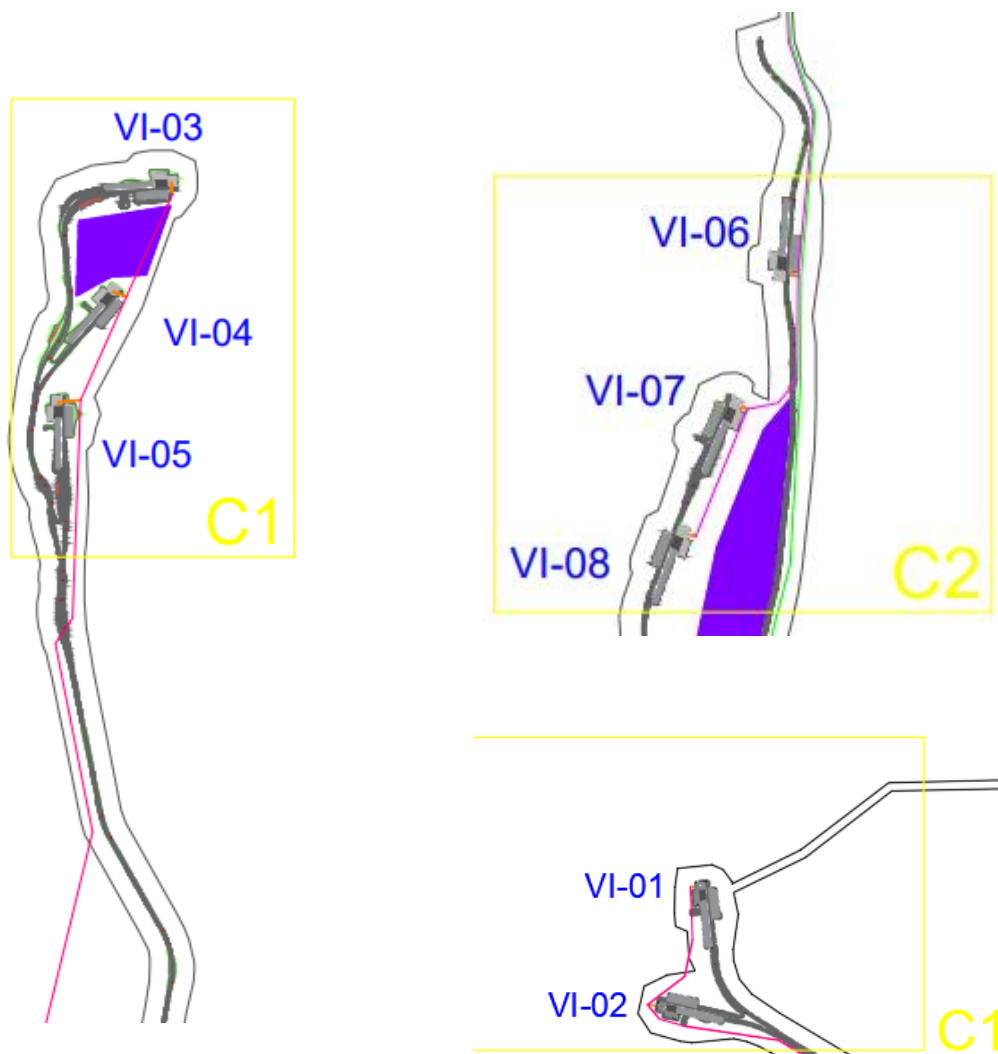
Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2022).

No subparque I e demais subparques com apenas 2 circuitos, a rede inicia simples e percorre dupla até a SE ao passar pelo segundo circuito.

O subparque VI possui os circuitos mais distantes entre si, conforme pode ser verificado na Figura 6, fazendo com que seja necessária uma grande extensão de rede simples, atendendo aos itens II e III das premissas do cenário em análise, ocorre a situação em que as redes aéreas se encontram apenas próximos a SE, percorrendo um pequeno trecho duplo.

Em decorrência da redução de dois circuitos nos subparque I e VI, neste cenário a distribuição na chegada da SE é composta por de seis redes duplas.

Figura 17 – Cenário 3, RMT subparque VI



Fonte: Adaptado de Acervo Araxá Engenharia (2022).

4.5.1 Dimensionamento condutores subterrâneos, Cenário 3

Os trechos subterrâneos compõem a saída das turbinas eólicas. Para o dimensionamento da rede subterrânea os condutores de média tensão, as seções dos cabos são dimensionadas de acordo com a norma ABNT NBR 14039 em sua última versão.

Com a utilização de turbinas eólicas de 4,2 MW neste cenário, foi possível reduzir a bitola dos condutores isolados. As características dos cabos subterrâneos são observadas na Tabela 18.

Tabela 18 – Cenário 3, Conductor Isolado

Tipo	Unid.	Alumínio duro H19
Fabricante	-	Prysmian Group
Modelo	-	VOLTALENE GRID AIB B16B 20/35 kV
Seção nominal	mm ²	70
Diâmetro Externo	mm	37,8
Temperatura de operação	°C	90
Forma e tipo	-	Redondo compacto, Classe 2
Isolação	-	XLPE
Blindagem	mm ²	16
Norma de Fabricação	-	NBR-7287

Fonte: Elaboração própria (2022).

Para o dimensionamento dos condutores a serem utilizados nos trechos subterrâneos, a corrente de projeto dos circuitos foi calculada considerando a potência nominal de cada aerogerador de 4,2 MW e fator de potência do aerogerador igual à 0,90. Em conformidade com ABNT NBR 14039 (ABNT, 2005), foram determinadas as capacidades de condução de corrente para os condutores adotados para cada um dos trechos dos circuitos de média tensão conforme o item 3.1.1.1 Capacidade de Condução nos trechos subterrâneos e seguindo a mesma metodologia apresentada no item 4.3.1 Dimensionamento condutores subterrâneos, Cenário 1.

Novamente é utilizada a equação 8 para a realização dos cálculos, os valores de capacidade de condução de corrente bem como os fatores de correção são apresentados na Tabela 19, juntamente com a corrente de projeto e o método de instalação considerado para cada trecho. É possível observar que a capacidade de condução corrigida de todos os condutores atende todas as correntes de projeto dos trechos.

Ressalta-se que em relação aos comprimentos levantados através do traçado da RMT, foram consideradas curvatura de 2% e folga de 4%.

Tabela 19 - Cenário 3, Capacidade de condução condutores subterrâneos

Circuito	De	Para	TIPO	Seção do cabo escolhido	Comp. Total [m]	Mét. Ref. NBR	K1	K2	K3	K4	lproj trecho [A]	I° [A]	I _Z [A]	Capacidade (%)
I - C1	I-01	P1	SUB.	70mm ²	92	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	I-02	P2	SUB.	70mm ²	185	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	I-03	P3	SUB.	70mm ²	97	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	I-04	P4	SUB.	70mm ²	95	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
I-C2	I-05	P5	SUB.	70mm ²	94	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	I-06	P6	SUB.	70mm ²	75	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	I-07	P7	SUB.	70mm ²	67	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	I-08	P8	SUB.	70mm ²	69	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
II-C1	II-01	P1	SUB.	70mm ²	64	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	II-02	P2	SUB.	70mm ²	51	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	II-03	P3	SUB.	70mm ²	81	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	II-04	P4	SUB.	70mm ²	65	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
II-C2	II-07	P7	SUB.	70mm ²	51	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	II-06	P6	SUB.	70mm ²	68	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	II-05	P5	SUB.	70mm ²	54	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
III-C1	III-01	P1	SUB.	70mm ²	52	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	III-02	P2	SUB.	70mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	III-03	P3	SUB.	70mm ²	54	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
III-C2	III-04	P4	SUB.	70mm ²	68	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	III-05	P5	SUB.	70mm ²	56	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	III-06	P6	SUB.	70mm ²	58	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	III-07	P7	SUB.	70mm ²	66	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
IV-C1	IV-01	P1	SUB.	70mm ²	103	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	IV-02	P2	SUB.	70mm ²	66	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	IV-03	P3	SUB.	70mm ²	113	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
IV-C2	IV-04	P4	SUB.	70mm ²	54	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	IV-05	P5	SUB.	70mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	IV-06	P6	SUB.	70mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
V-C1	V-06	P6	SUB.	70mm ²	56	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	V-05	P5	SUB.	70mm ²	56	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	V-04	P4	SUB.	70mm ²	58	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
V-C2	V-03	P3	SUB.	70mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	V-02	P2	SUB.	70mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	V-01	P1	SUB.	70mm ²	57	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
VI-C1	VI-03	P3	SUB.	70mm ²	52	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	VI-04	P4	SUB.	70mm ²	59	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	VI-05	P5	SUB.	70mm ²	81	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	VI-01	P1	SUB.	70mm ²	66	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	VI-02	P2	SUB.	70mm ²	66	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
VI-C2	VI-08	P8	SUB.	70mm ²	55	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	VI-07	P7	SUB.	70mm ²	54	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%
	VI-06	P6	SUB.	70mm ²	62	F	0,96	0,91	1,00	1,00	78,10	121	105,71	87,36%

Fonte: Elaboração própria (2022).

4.5.2 Dimensionamento condutores aéreos, Cenário 3

Respeitando-se as mesmas condições de instalação e operação dos cabos descritas no cenário 2. Buscou-se atender as premissas quanto a perdas elétricas e queda de tensão do estudo. Na Tabela 20 e Tabela 21 podem ser observadas as características dos cabos utilizados nos trechos de média tensão aéreos.

Tabela 20 – Cenário 3, Condutores aéreos

Característica	Unid.	Condutor	Condutor
Bitola		400 MCM	900 MCM
Formação		19 fios x 3,69 mm	37 fios x 3,96 mm
Seção transversal	mm ²	203,19	455,7
Peso unitário	kg/km	588	1255
Diâmetro	mm	19,55	27,72
Resistência Elétrica Máxima (CC) a 20°C	ohm/km	0,1468	0,0656
Resistência Elétrica Máxima (CA / 60Hz) a 50/75°C	ohm/km	0,1647	0,0749
Reatância Indutiva	ohm/km	0,3722	0,3415
Capacidade de corrente	A	512	860
Fabricante	Alubar Altec		
Norma de Fabricação	NBR-16686		

Fonte: Adaptado de Alubar Altec (2015).

Na Tabela 21 tem-se a capacidade máxima e a relação aos cabos utilizados. As condições para o cálculo de ampacidade e as máximas correntes que circulam por cada cabo podem ser verificadas na Tabela 10.

Tabela 21 – Cenário 3, Capacidade de Condução de Corrente

Cabo [CA]	Máxima Corrente trecho /cabo [A]	Ampacidade do Cabos [A]	Capacidade [%]
400	196,8011	512	38%
900	328,0019	860	38%

Fonte: Elaboração própria (2022).

4.5.3 Dimensionamento pelo critério de Perdas e Queda de Tensão

Na Tabela 22 podem ser vistos os resultados de dimensionamento para o cenário 3.

Tabela 22 – Cenário 3, Perdas e Queda de tensão

Circ.	De	Para	TIPO	Comp. Total [m]	Seção do cabo escolhido	Perdas dielétricas [kW]	Perdas Totais [kW]	Perda Circ. [kW]	Perda Circ. [%]	Queda Tensão [V]	Queda Tensão	Queda Tensão Final
I - C1	I-01	P1	SUB.	92,4	70mm ²	0,030	0,708	205,78	1,46%	7,31	0,021%	4,49%
	I-02	P2	SUB.	185,2	70mm ²	0,061	1,420			14,66	0,042%	
	I-03	P3	SUB.	96,5	70mm ²	0,032	0,740			7,64	0,022%	
	I-04	P4	SUB.	95,5	70mm ²	0,031	0,732			7,56	0,022%	
	P1	P2	AÉREO	313,1	CAL 1120 - 400	0,000	0,666			13,15	0,038%	
	P2	P3	AÉREO	225,4	CAL 1120 - 400	0,000	1,917			18,93	0,055%	
	P3	P4	AÉREO	323,3	CAL 1120 - 400	0,000	6,188			40,74	0,118%	
	P4	SE	AÉREO	12.501,1	CAL 1120 - 900	0,000	193,413			1462,74	4,240%	
I-C2	I-05	P5	SUB.	94,5	70mm ²	0,031	0,724	182,47	1,29%	7,48	0,022%	4,05%
	I-06	P6	SUB.	75,1	70mm ²	0,025	0,575			5,94	0,017%	
	I-07	P7	SUB.	66,9	70mm ²	0,022	0,513			5,30	0,015%	
	I-08	P8	SUB.	69,0	70mm ²	0,023	0,529			5,46	0,016%	
	P5	P6	AÉREO	433,5	CAL 1120 - 900	0,000	0,419			12,68	0,037%	
	P6	P7	AÉREO	418,2	CAL 1120 - 900	0,000	1,618			24,47	0,071%	
	P7	P8	AÉREO	323,3	CAL 1120 - 900	0,000	2,814			28,38	0,082%	
	P8	SE	AÉREO	11.329,1	CAL 1120 - 900	0,000	175,280			1325,61	3,842%	
II-C1	II-01	P1	SUB.	63,9	70mm ²	0,021	0,489	164,01	1,16%	5,05	0,015%	3,61%
	II-02	P2	SUB.	50,6	70mm ²	0,017	0,388			4,00	0,012%	
	II-03	P3	SUB.	81,2	70mm ²	0,027	0,622			6,43	0,019%	
	II-04	P4	SUB.	64,9	70mm ²	0,021	0,497			5,13	0,015%	
	P1	P2	AÉREO	522,2	CAL 1120 - 400	0,000	1,110			21,93	0,064%	
	P2	P3	AÉREO	326,4	CAL 1120 - 400	0,000	2,776			27,41	0,079%	
	P3	P4	AÉREO	305,0	CAL 1120 - 400	0,000	5,836			38,42	0,111%	
	P4	SE	AÉREO	9.843,0	CAL 1120 - 900	0,000	152,287			1151,72	3,338%	
II-C2	II-07	P7	SUB.	50,6	70mm ²	0,017	0,388	91,74	0,87%	4,00	0,012%	2,71%
	II-06	P6	SUB.	67,9	70mm ²	0,022	0,521			5,38	0,016%	
	II-05	P5	SUB.	53,7	70mm ²	0,018	0,411			4,25	0,012%	
	P7	P6	AÉREO	477,4	CAL 1120 - 900	0,000	0,462			13,96	0,040%	
	P6	P5	AÉREO	386,6	CAL 1120 - 900	0,000	1,495			22,62	0,066%	
	P5	SE	AÉREO	10.165,3	CAL 1120 - 900	0,000	88,467			892,07	2,586%	
III-C1	III-01	P1	SUB.	51,6	70mm ²	0,017	0,396	65,46	0,62%	4,09	0,012%	1,90%
	III-02	P2	SUB.	54,7	70mm ²	0,018	0,419			4,33	0,013%	
	III-03	P3	SUB.	53,7	70mm ²	0,018	0,411			4,25	0,012%	
	P1	P2	AÉREO	274,4	CAL 1120 - 400	0,000	0,583			11,52	0,033%	
	P2	P3	AÉREO	722,2	CAL 1120 - 400	0,000	6,142			60,65	0,176%	
	P3	SE	AÉREO	6.608,6	CAL 1120 - 900	0,000	57,513			579,95	1,681%	

Continua.

Circ.	De	Para	TIPO	Comp. Total [m]	Seção do cabo escolhido	Perdas dielétricas [kW]	Perdas Totais [kW]	Perda Circ. [kW]	Perda Circ. [%]	Queda Tensão [V]	Queda Tensão	Queda Tensão Final
III-C2	III-04	P4	SUB.	67,9	70mm ²	0,022	0,521	88,54	0,63%	5,38	0,016%	1,98%
	III-05	P5	SUB.	55,7	70mm ²	0,018	0,427			4,41	0,013%	
	III-06	P6	SUB.	57,7	70mm ²	0,019	0,443			4,57	0,013%	
	III-07	P7	SUB.	65,9	70mm ²	0,022	0,505			5,22	0,015%	
	P4	P5	AÉREO	336,6	CAL 1120 - 900	0,000	0,325			9,85	0,029%	
	P5	P6	AÉREO	326,4	CAL 1120 - 900	0,000	1,262			19,10	0,055%	
	P6	P7	AÉREO	322,3	CAL 1120 - 900	0,000	2,805			28,29	0,082%	
	P7	SE	AÉREO	5.316,2	CAL 1120 - 900	0,000	82,251			622,05	1,803%	
IV-C1	IV-01	P1	SUB.	102,6	70mm ²	0,034	0,787	91,73	0,87%	8,12	0,024%	2,66%
	IV-02	P2	SUB.	65,9	70mm ²	0,022	0,505			5,22	0,015%	
	IV-03	P3	SUB.	112,8	70mm ²	0,037	0,865			8,93	0,026%	
	P1	P2	AÉREO	296,8	CAL 1120 - 400	0,000	0,631			12,46	0,036%	
	P2	P3	AÉREO	466,1	CAL 1120 - 400	0,000	3,965			39,15	0,113%	
	P3	SE	AÉREO	9.764,5	CAL 1120 - 900	0,000	84,978			856,89	2,484%	
IV-C2	IV-04	P4	SUB.	53,7	70mm ²	0,018	0,411	79,06	0,75%	4,25	0,012%	2,32%
	IV-05	P5	SUB.	54,7	70mm ²	0,018	0,419			4,33	0,013%	
	IV-06	P6	SUB.	54,7	70mm ²	0,018	0,419			4,33	0,013%	
	P4	P5	AÉREO	276,4	CAL 1120 - 900	0,000	0,267			8,09	0,023%	
	P5	P6	AÉREO	315,2	CAL 1120 - 900	0,000	1,219			18,44	0,053%	
	P6	SE	AÉREO	8.770,0	CAL 1120 - 900	0,000	76,323			769,62	2,231%	
V-C1	V-06	P6	SUB.	55,7	70mm ²	0,018	0,427	119,22	1,13%	4,41	0,013%	3,48%
	V-05	P5	SUB.	55,7	70mm ²	0,018	0,427			4,41	0,013%	
	V-04	P4	SUB.	57,7	70mm ²	0,019	0,443			4,57	0,013%	
	P6	P5	AÉREO	358,0	CAL 1120 - 400	0,000	0,761			15,03	0,044%	
	P5	P4	AÉREO	317,2	CAL 1120 - 400	0,000	2,698			26,64	0,077%	
	P4	SE	AÉREO	13.152,9	CAL 1120 - 900	0,000	114,467			1154,25	3,346%	
V-C2	V-03	P3	SUB.	54,7	70mm ²	0,018	0,419	105,56	1,00%	4,33	0,013%	3,10%
	V-02	P2	SUB.	54,7	70mm ²	0,018	0,419			4,33	0,013%	
	V-01	P1	SUB.	56,7	70mm ²	0,019	0,435			4,49	0,013%	
	P3	P2	AÉREO	291,7	CAL 1120 - 900	0,000	0,282			8,53	0,025%	
	P2	T8	AÉREO	87,7	CAL 1120 - 900	0,000	0,339			5,13	0,015%	
	P1	T8	AÉREO	249,9	CAL 1120 - 900	0,000	0,242			7,31	0,021%	
	T8	SE	AÉREO	11.884,0	CAL 1120 - 900	0,000	103,424			1042,90	3,023%	
VI-C1	VI-03	P3	SUB.	51,6	70mm ²	0,017	0,396	176,94	1,00%	4,09	0,012%	4,90%
	VI-04	P4	SUB.	58,8	70mm ²	0,019	0,450			4,65	0,013%	
	VI-05	P5	SUB.	81,2	70mm ²	0,027	0,622			6,43	0,019%	
	VI-01	P1	SUB.	65,9	70mm ²	0,022	0,505			5,22	0,015%	
	VI-02	P2	SUB.	65,9	70mm ²	0,022	0,505			5,22	0,015%	
	P3	P4	AÉREO	298,9	CAL 1120 - 400	0,000	0,635			12,55	0,036%	
	P4	P5	AÉREO	301,9	CAL 1120 - 400	0,000	2,568			25,36	0,074%	
	P5	PX	AÉREO	10.184,7	CAL 1120 - 900	0,000	88,635			893,77	2,591%	
	P1	P2	AÉREO	404,9	CAL 1120 - 900	0,000	0,392			11,85	0,034%	
	P2	PX	AÉREO	6.884,0	CAL 1120 - 900	0,000	26,627			402,74	1,167%	
	PX	SE	AÉREO	2.300,1	CAL 1120 - 900	0,000	55,604			336,41	0,975%	

Continua.

Circ.	De	Para	TIPO	Comp. Total [m]	Seção do cabo escolhido	Perdas dielétricas [kW]	Perdas Totais [kW]	Perda Circ. [kW]	Perda Circ. [%]	Queda Tensão [V]	Queda Tensão	Queda Tensão Final
VI-C2	VI-08	P8	SUB.	54,7	70mm ²	0,018	0,419	95,39	0,90%	4,33	0,013%	2,80%
	VI-07	P7	SUB.	53,7	70mm ²	0,018	0,411			4,25	0,012%	
	VI-06	P6	SUB.	61,8	70mm ²	0,020	0,474			4,89	0,014%	
	P8	P7	AÉREO	323,3	CAL 1120 - 900	0,000	0,313			9,46	0,027%	
	P7	P6	AÉREO	388,6	CAL 1120 - 900	0,000	1,503			22,74	0,066%	
	P6	SE	AÉREO	10.601,9	CAL 1120 - 900	0,000	92,266			930,38	2,697%	

Fonte: Elaboração própria (2022).

Como pode ser observado na Tabela 22 a queda de tensão máxima foi de 4,90% no circuito C1 do subparque I. Dessa maneira, o critério de máxima queda de tensão admissível no cenário 3 em estudo foi atendido.

As perdas de potência ativa foram calculadas através da Equação 14 e atendendo a premissa inicial do estudo em análise, fator de carregamento de 0,84 e totalizaram 1465,9 kW. Esse valor corresponde a 0,98% da potência ativa injetada pelas turbinas eólicas na rede coletora. Dessa maneira, a premissa de perda máxima admissível de 1% foi atendida.

4.6 Panorama Geral das Perdas Técnicas e Queda de Tensão

Na análise dos resultados de cada cenários apresentados acima, conforme Tabela 23, é possível verificar que em ambos cenários os critérios de perdas técnicas máximas e queda de tensão foram atendidos no estudo. Ressalta-se que no cenário 3 a simulação do estudo foi realizada com aerogerador de potência ativa diferente ao simulado nos cenários 1 e 2.

Com isso faz-se necessário que além da análise das perdas técnicas e queda de tensão, seja realizada outras verificações, a fim de determinar qual cenário melhor atende ao estudo do complexo eólico, costumadamente é realizado em conjunto ao estudo de perdas técnicas e queda de tensão uma análise estimada do principais matérias a serem utilizados, com o intuito de verificar economicamente qual cenário é mais viável.

Tabela 23 – Panorama Geral das Perdas Técnicas e Queda de Tensão

	Perdas totais FC=84% (kW)	Perdas totais FC=84% (%)	Queda de tensão máxima (V)	Queda de tensão máxima (%)	Queda de tensão máxima (circuito)	Queda de tensão mínima (V)	Queda de tensão mínima (%)	Queda de tensão mínima (circuito)
Cenário 1	1891,2	0,924	1552,11	4,50	II-C1	669,46	1,94	VI-C2
Cenário 2	1996,6	0,976	1575,17	4,57	II-C1	680,55	1,97	VI-C2
Cenário 3	1465,9	0,989	1689,11	4,90	VI-C1	656,45	1,90	III-C1

Fonte: Elaboração própria (2022).

4.7 Estimativa de Materiais

A estimativa inicial de materiais é parte importante do estudo de implementação de um complexo eólico. A análise conjunta das informações presentes no levantamento de materiais, cálculos de perdas técnicas e queda de tensão, permite avaliar qual cenário atende melhor aos critérios pré-determinados pelo cliente bem como determinar qual é economicamente mais viável.

Para o levantamento dos equipamentos e materiais foi considerada a rede de distribuição em média tensão 34,5 kV mista, dimensionada para 42 aerogeradores para as seguintes potências ativas, 5,8 MW e 4,2 MW, conforme descrito nos cenários 1, 2 e 3. O limite de escopo da RMT parte do fornecimento e conexão dos terminais nos cubículos de média tensão localizados na base dos aerogeradores até a chegada na Subestação Coletora.

A rede de distribuição mista é predominantemente aérea, com trechos subterrâneos apenas entre a base do aerogerador e o poste da rede aérea. Travessias sob as vias de acesso serão aéreas. A rede aérea percorre paralelamente a via de acesso, salvo exceções que são executadas com o propósito de reduzir pontos de ancoragem. A distância mínima adotada entre o condutor e o solo é de 6,0 m. Além dos cabos condutores, fazem parte da RMT aérea cabos de fibra óptica autossustentados. O tipo de estrutura utilizada será Poste de Concreto Armado Seção Duplo “T”, com no máximo dois circuitos por postes, um condutor por fase, a faixa de segurança adotada será de 6 m entre linha de postes e 5 m para cada lado dos postes das extremidades.

Nas estruturas de transição aérea-subterrânea são instalados para-raios e chaves seccionadoras unipolares, bem como as muflas de uso externo, caixas de emenda de cabo de fibra óptica e demais acessórios.

4.7.1 Análise de materiais – Cenários 1 e 2

Nos cenários 1 e 2 foram utilizados os aerogeradores com potência ativa de 5,8 MW e em ambos foram considerados a mesma distribuição de circuitos e traçado. A seguir tem-se uma análise conjunta de matérias para estes cenários, tendo em vista que a principal diferença entre esses cenários são os cabos condutores utilizados na rede aérea. Como pode ser visto na Tabela 24, demais materiais seguem os mesmos.

Tabela 24 – Lista Estimada de Materiais cenários 1 e 2

1	CABOS CONDUTORES – Cenário 1	Unid.	TOTAL
1.1	CA 1350 - 450 MCM	m	22.600
		ton	14
1.2	CA 1350 - 1192,5 MCM	m	460.500
		ton	767
1	CABOS CONDUTORES – Cenário 2	Unid.	TOTAL
1.1	CAL 1120 - 450 MCM	m	22.600
		ton	14
1.2	CAL 1120 - 1158,26 MCM	m	460.500
		ton	744
1.3	Cabo unipolar de alumínio, classe 20/35 kV, seção nominal 95 mm² ; blindado com camada de semicondutor termofixo não metálico; isolamento composta termofixo de polietileno reticulado (XLPE),	m	9.000
2	CABOS FIBRA ÓPTICA	Unid.	TOTAL
2.1	Fibra óptica diretamente enterrada, monomodo 9/125µm OS2, núcleo geleado, proteção contra penetração de água - IEC60794-1-2-F5, proteção contra ataques de roedores, por meio de fibras de vidro, atenuação máxima a 1550 nm de 0,25 dB/km, quantidade de fibras por cabo: ≥12FO , tipo de revestimento externo: Normal	m	4.400
2.2	Fibra óptica autossustentada, Tipo da fibra óptica: monomodo 9/125µm OS2, núcleo geleado, proteção contra penetração de água - IEC60794-1-2-F5, atenuação máxima a 1550 nm de 0,25 dB/km, quantidade de fibras por cabo: 24FO , vão: 120 metros, tipo de revestimento externo: Retardante a chama	m	165.300
3	CABO GUARDA	Unid.	TOTAL
3.1	Cabo PARA-RAIOS tipo HS, bitola 3/8", formação 7 fios, peso unitário 407 kg/km Aço Galvanizado - Classe B	m	165.300

Continua.

4	TERMINAÇÕES FIXAS - MUFLAS	Unid.	TOTAL
4.1	Terminação polimérica a frio (MUFLA), bitola 95 mm² , Classe de Tensão 36,2 kV, Tensão Nominal 34,5 kV, uso externo em postes, para cabos de alumínio XLPE; poluição extra alta, distancia de escoamento 31 mm/kV (F-F) . De acordo com a NBR 9314:2006.	pç	126
5	TERMINAIS E CONECTORES		TOTAL
5.1	Terminal desconectável blindado, tensão de operação 34,5kV, classe de tensão 42 kV, corpo em T, com conector terminal bimetálico torquimétrico e adaptador para cabos alumínio bitola 95 mm² ; classe 20/35 kV, isolação em XLPE; conjunto completo com plugue isolante para tamponamento, instruções de montagem e demais componentes para a perfeita aplicação do terminal; norma aplicável EN 50181.	pç	126
5.2	Conector terminal bimetálico compressão e adaptador para cabos alumínio bitola 95 mm² - (MUFLAS)	pç	126
5.3	Conector parafuso fendido (Split Bolt) em cobre ou bimetálico, para cabos 50-70mm² de cobre nu (Conexão Aterramento aerogeradores)	pç	126
6	POSTES	Unid.	TOTAL
6.1	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 800 daN	pç	485
6.2	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	237
6.3	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 1000 daN	pç	547
6.4	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	15
6.5	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2500 daN	pç	163
7	FERRAGENS E ACESSÓRIOS	Unid.	TOTAL
7.1	CRUZETA DE CONCRETO "T" 2400mm CN= 500 daN Referência: EMPAC	pç	3.043
7.2	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA AÇO M16 GALVANIZADO A FOGO COMP. 300 mm	pç	3.643
7.3	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA AÇO M16 GALVANIZADO A FOGO COMP. 400 mm	pç	15
7.4	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA AÇO M16 GALVANIZADO A FOGO COMP. 550 mm	pç	2.282
7.5	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA AÇO M16 GALVANIZADO A FOGO COMP. 600 mm	pç	1.398
7.6	ARRUELA QUADRADA P/ PARAFUSO M16 GALVANIZADO A FOGO	pç	17.588
7.7	PORCA QUADRADA M16 GALVANIZADO A FOGO	pç	10.335
8	MATERIAL PARA SUSPENSÃO/ANCORAGEM DO PARA-RAIOS	Unid.	TOTAL
8.1	OLHAL PARA PARAFUSO M16 50 KN.	pç	1.738
8.2	GRAMPO DE SUSPENSÃO P/ CABO 3/8"HS	pç	1.032
8.3	SAPATILHA P/ CABO PARA-RAIOS (3/8"HS)	pç	706
8.4	ALÇA PRÉ-FORMADA P/ CABO DE AÇO 3/8" HS	pç	706
8.5	MANILHA 90° PARA FIXAÇÃO DO GRAMPO	pç	1.032

Continua.

9	MATERIAL PARA SUSPENSÃO CONDUTOR	Unid.	TOTAL
9.1	Isolador polimérico tipo pilar; Classe 36,2 kV; NBI 200 kV ;Carga mecânica >10 kN; Distância de escoamento: 1122mm (53,7 mm/kV (F-T) - 31 mm/kV (F-F));Tensão suportável de frequência industrial – Seco: 130kV;Tensão suportável de frequência industrial – Chuva: 70kV;Ambiente: Extra Alta Poluição;Para cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	6.144
9.2	LAÇO DE DISTRIBUIÇÃO (OU DE TOPO) PREFORMADO PARA AMARRAÇÃO DE CABO. Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2 e compatível com conjunto com o isolador	pç	6.144
9.3	PARAFUSO PRISIONEIRO EM AÇO GALVANIZADO A QUENTE PARA ISOLADOR PILAR / ROSCA M20 x 2,5 - 150 mm C/ PORCA QUADRADA E ARRUELA	pç	4.096
9.4	PARAFUSO PRISIONEIRO EM AÇO GALVANIZADO A QUENTE PARA ISOLADOR PILAR / ROSCA M20 x 2,5 - 190 mm C/ PORCA QUADRADA E ARRUELA	pç	2.048
10	MATERIAL PARA ANCORAGEM CONDUTOR	Unid.	TOTAL
10.1	OLHAL PARA PARAFUSO M16 50 KN.	pç	3.141
10.2	GANCHO SUSPENSÃO OLHAL GALVANIZADO 50 KN.	pç	3.141
10.3	Isolador polimérico tipo bastão: Classe 36,2 kV; Engate garfo – olhal; NBI 200 kV; Carga mecânica 70 kN; Distância de escoamento: 1122mm (53,7 mm/kV (F-T) - 31 mm/kV (F-F)); Ambiente: Extra Alta Poluição; Para Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	3.141
10.4	MANILHA SAPATILHA AÇO 50 KN.	pç	3.141
10.5	ALÇA PRÉ-FORMADA P/ CABO. Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	3.141
10.6	GRAMPO PARALELO PARA CABO. Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	1.779
11	CHAVES-SECCIONADORAS	Unid.	TOTAL
11.1	Chave seccionadora monopolar tipo faca, classe de tensão 36,2 kV, NBR 170 kV, corrente nominal 400 A, corrente de curto-circuito 25 kA, instalação externa	pç	417
11.2	Pra-raios de óxido de zinco polimérico (silicone), instalação externa, tensão nominal 36 kV, máxima tensão residual para impulso de corrente íngreme 132 kV, corrente de descarga 10kA,	pç	417
12	ELETRODUTOS - PEAD	Unid.	TOTAL
12.1	Eletroduto corrugado flexíveis produzido em polietileno de alta densidade (PEAD) em conformidade com as normas ABNT NBR 15715 Bitola: 63 mm²	m	4.410
12.2	Eletroduto corrugado flexíveis produzido em polietileno de alta densidade (PEAD) em conformidade com as normas ABNT NBR 15715 Bitola: 200 mm²	m	4.410
12.3	Tampão para eletroduto 63mm² em polietileno de alta L74\densidade corrugado de seção circular rosqueável, destinado ao tampamento de dutos corrugados	pç	50
12.4	Tampão para eletroduto 200mm² em polietileno de alta L74\densidade corrugado de seção circular rosqueável, destinado ao tampamento de dutos corrugados	pç	50
12.5	Conexão para duto corrugado em PEAD com duto liso com kit vedação. Seção 2".	pç	50
12.6	Conexão para duto corrugado em PEAD com duto liso com kit vedação. Seção 6".	pç	50

Continua.

13	ELETRODUTOS - GALVANIZADOS	Unid.	TOTAL
13.1	Eletroduto rígido 2" de aço carbono, zincado por imersão a quente, tipo com ou sem costura, série pesada, rosca BSP (NBR 6414), fornecido com uma luva, normas técnicas aplicáveis ABNT NBR 5598.	m	270
13.2	Eletroduto rígido 6" de aço carbono, zincado por imersão a quente, tipo com ou sem costura, série pesada, rosca BSP (NBR 6414), fornecido com uma luva, normas técnicas aplicáveis ABNT NBR 5598.	m	270
13.3	Luva para eletroduto 2" rígido, de aço carbono, zincagem por imersão a quente, rosca BSP.	pç	140
13.4	Luva para eletroduto 6" rígido, de aço carbono, zincagem por imersão a quente, rosca BSP.	pç	140

Fonte: Elaboração própria (2022).

A troca de condutores aéreos do tipo CA liga 1350 para os cabos CAL liga 1120 gerou uma redução de 23 toneladas de cabos, o que representa uma economia aproximada de R\$ 573.600,83, considerando uma cotação de janeiro de 2022 do fabricante Alubar, onde o custo da tonelada foi estimado em torno de R\$ 25.500,00. Vale ressaltar que com a volatilidade do preço do alumínio e demais condutores, os valores aqui presentes são de caráter estimativo.

4.7.2 Quantitativo de matérias cenário 3

No cenário 3 foram utilizados aerogeradores com potência ativa de 4,2 MW e em decorrência da redução da potência ativa dos aerogeradores foi possível fazer uma nova redistribuição de circuitos, reduzindo assim os circuitos totais de 14 para 12. Essa redução já representa uma economia geral do custo de implantação do complexo eólico e da subestação coletora. Foi possível também reduzir a bitola dos condutores aéreos, reduzindo-se as toneladas utilizadas, conforme pode ser visto comparando a Tabela 24 com a Tabela 25, o que consequentemente gera uma economia de R\$ 6.078.626,25 se comparado ao cenário 1 e R\$ 5.506.754,33 se comparado ao cenário 2.

Tabela 25 – Lista Estimada de Materiais cenários 3

ITEM	LISTA ESTIMADA DE MATERIAS	UNID.	TOTAL
1	CABOS CONDUTORES	Unid.	TOTAL
1.1	CAL 1120 - 400 MCM	m	15.800
		ton	9
1.2	CAL 1120 - 900 MCM	m	421.000
		ton	528
1.3	Cabo unipolar de alumínio, classe 20/35 kV, seção nominal 70 mm² ; blindado com camada de semicondutor termofixo não metálico; isolamento composta termofixo de polietileno reticulado (XLPE),	m	9.000
2	CABOS FIBRA ÓPTICA	Unid.	TOTAL
2.1	Fibra óptica diretamente enterrada, monomodo 9/125µm OS2, núcleo geleado, proteção contra penetração de água - IEC60794-1-2-F5, proteção contra ataques de roedores, por meio de fibras de vidro, atenuação máxima a 1550 nm de 0,25 dB/km, quantidade de fibras por cabo: ≥12FO , tipo de revestimento externo: Normal	m	4.400
2.2	Fibra óptica autossustentada, Tipo da fibra óptica: monomodo 9/125µm OS2, núcleo geleado, proteção contra penetração de água - IEC60794-1-2-F5, atenuação máxima a 1550 nm de 0,25 dB/km, quantidade de fibras por cabo: 24FO , vão: 120 metros, tipo de revestimento externo: Retardante a chama	m	149.500
3	CABO GUARDA	Unid.	TOTAL
3.1	Cabo PARA-RAIOS tipo HS, bitola 3/8", formação 7 fios, peso unitário 407 kg/km Aço Galvanizado - Classe B	m	149.500
4	TERMINAÇÕES FIXAS - MUFLAS	Unid.	TOTAL
4.1	Terminação polimérica a frio (MUFLA), bitola 70 mm² , Classe de Tensão 36,2 kV, Tensão Nominal 34,5 kV, uso externo em postes, para cabos de alumínio XLPE; poluição extra alta, distancia de escoamento 31 mm/kV (F-F) . De acordo com a NBR 9314:2006.	pç	126
5	TERMINAIS E CONECTORES		TOTAL
5.1	Terminal desconectável blindado, tensão de operação 34,5kV, classe de tensão 42 kV, corpo em T, com conector terminal bimetálico torquimétrico e adaptador para cabos alumínio bitola 70 mm² ; classe 20/35 kV, isolamento em XLPE; conjunto completo com plugue isolante para tamponamento, instruções de montagem e demais componentes para a perfeita aplicação do terminal; norma aplicável EN 50181.	pç	126
5.2	Conector terminal bimetálico compressão e adaptador para cabos alumínio bitola 70 mm² - (MUFLAS)	pç	126
5.3	Conector parafuso fendido (Split Bolt) em cobre ou bimetálico, para cabos 50-70mm ² de cobre nu (Conexão Aterramento aerogeradores)	pç	126
6	POSTES	Unid.	TOTAL
6.1	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 800 daN	pç	335
6.2	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	190
6.3	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 1000 daN	pç	540
6.4	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	15
6.5	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2500 daN	pç	165

Continua.

7	FERRAGENS E ACESSÓRIOS	Unid.	TOTAL
7.1	CRUZETA DE CONCRETO "T" 2400mm CN= 500 daN Referência: EMPAC	pç	2.793
7.2	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA AÇO M16 GALVANIZADO A FOGO COMP. 300 mm	pç	3.165
7.3	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA AÇO M16 GALVANIZADO A FOGO COMP. 400 mm	pç	15
7.4	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA AÇO M16 GALVANIZADO A FOGO COMP. 550 mm	pç	2.110
7.5	PARAFUSO CABEÇA QUADRADA AÇO M16 GALVANIZADO A FOGO COMP. 600 mm	pç	1.398
7.6	ARRUELA QUADRADA P/ PARAFUSO M16 GALVANIZADO A FOGO	pç	16.072
7.7	PORCA QUADRADA M16 GALVANIZADO A FOGO	pç	9.416
8	MATERIAL PARA SUSPENSÃO/ANCORAGEM DO PARA-RAIOS	Unid.	TOTAL
8.1	OLHAL PARA PARAFUSO M16 50 KN.	pç	1.491
8.2	GRAMPO DE SUSPENSÃO P/ CABO 3/8"HS	pç	875
8.3	SAPATILHA P/ CABO PARA-RAIOS (3/8"HS)	pç	616
8.4	ALÇA PRÉ-FORMADA P/ CABO DE AÇO 3/8" HS	pç	616
8.5	MANILHA 90° PARA FIXAÇÃO DO GRAMPO	pç	875
9	MATERIAL PARA SUSPENSÃO CONDUTOR	Unid.	TOTAL
9.1	Isolador polimérico tipo pilar; Classe 36,2 kV; NBI 200 kV; Carga mecânica >10 kN; Distância de escoamento: 1122mm (53,7 mm/kV (F-T) - 31 mm/kV (F-F)); Tensão suportável de frequência industrial – Seco: 130kV; Tensão suportável de frequência industrial – Chuva: 70kV; Ambiente: Extra Alta Poluição; Para cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	5.523
9.2	LAÇO DE DISTRIBUIÇÃO (OU DE TOPO) PREFORMADO PARA AMARRAÇÃO DE CABO. Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2 e compatível com conjunto com o isolador	pç	5.523
9.3	PARAFUSO PRISIONEIRO EM AÇO GALVANIZADO A QUENTE PARA ISOLADOR PILAR / ROSCA M20 x 2,5 - 150 mm C/ PORCA QUADRADA E ARRUELA	pç	3.682
9.4	PARAFUSO PRISIONEIRO EM AÇO GALVANIZADO A QUENTE PARA ISOLADOR PILAR / ROSCA M20 x 2,5 - 190 mm C/ PORCA QUADRADA E ARRUELA	pç	1.841
10	MATERIAL PARA ANCORAGEM CONDUTOR	Unid.	TOTAL
10.1	OLHAL PARA PARAFUSO M16 50 KN.	pç	2.883
10.2	GANCHO SUSPENSÃO OLHAL GALVANIZADO 50 KN.	pç	2.883
10.3	Isolador polimérico tipo bastão: Classe 36,2 kV; Engate garfo – olhal; NBI 200 kV; Carga mecânica 70 kN; Distância de escoamento: 1122mm (53,7 mm/kV (F-T) - 31 mm/kV (F-F)); Ambiente: Extra Alta Poluição; Para Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	2.883
10.4	MANILHA SAPATILHA AÇO 50 KN.	pç	2.883
10.5	ALÇA PRÉ-FORMADA P/ CABO. Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	2.883
10.6	GRAMPO PARALELO PARA CABO. Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	1.650

Continua.

11	CHAVES-SECCIONADORAS	Unid.	TOTAL
11.1	Chave seccionadora monopolar tipo faca, classe de tensão 36,2 kV, NBR 170 kV, corrente nominal 400 A, corrente de curto-circuito 25 kA, instalação externa	pç	417
11.2	Pra-raios de óxido de zinco polimérico (silicone), instalação externa, tensão nominal 36 kV, máxima tensão residual para impulso de corrente íngreme 132 kV, corrente de descarga 10kA,	pç	417
12	ELETRODUTOS - PEAD	Unid.	
12.1	Eletroduto corrugado flexíveis produzido em polietileno de alta densidade (PEAD) em conformidade com as normas ABNT NBR 15715 Bitola: 63 mm²	m	4.410
12.2	Eletroduto corrugado flexíveis produzido em polietileno de alta densidade (PEAD) em conformidade com as normas ABNT NBR 15715 Bitola: 200 mm²	m	4.410
12.3	Tampão para eletroduto 63mm² em polietileno de alta L74\densidade corrugado de seção circular rosqueável, destinado ao tampamento de dutos corrugados	pç	50
12.4	Tampão para eletroduto 200mm² em polietileno de alta L74\densidade corrugado de seção circular rosqueável, destinado ao tampamento de dutos corrugados	pç	50
12.5	Conexão para duto corrugado em PEAD com duto liso com kit vedação. Seção 2".	pç	50
12.6	Conexão para duto corrugado em PEAD com duto liso com kit vedação. Seção 6".	pç	50
13	ELETRODUTOS - GALVANIZADOS	Unid.	TOTAL
13.1	Eletroduto rígido 2" de aço carbono, zincado por imersão a quente, tipo com ou sem costura, série pesada, rosca BSP (NBR 6414), fornecido com uma luva, normas técnicas aplicáveis ABNT NBR 5598.	m	270
13.2	Eletroduto rígido 6" de aço carbono, zincado por imersão a quente, tipo com ou sem costura, série pesada, rosca BSP (NBR 6414), fornecido com uma luva, normas técnicas aplicáveis ABNT NBR 5598.	m	270
13.3	Luva para eletroduto 2" rígido, de aço carbono, zincagem por imersão a quente, rosca BSP.	pç	140
13.4	Luva para eletroduto 6" rígido, de aço carbono, zincagem por imersão a quente, rosca BSP.	pç	140

Fonte: Elaboração própria (2022).

4.8 Panorama Geral de Estimativa de Materiais

A fim de se ter uma visão mais ampla dos custos relacionados ao complexo eólico, analisa-se aqui o custo dos principais materiais como, condutores, cabo guarda, postes, cruzetas, isoladores e chaves-seccionadoras, vistos a seguir na Tabela 26, na Tabela 27 e na Tabela 28.

Tabela 26 – Lista Estimada de Custos cenários 1, com base no mês de dezembro/2021

ITEM	LISTA ESTIMADA DE MATERIAS	UNID.	Qtde. TOTAL	Preços Unitários	Preços total
1	CABOS CONDUTORES	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
1.1	CA 1350 - 450 MCM	m	22.600		
		ton	14	25.500,00	R\$ 362.492,70
1.2	CA 1350 - 1192,5 MCM	m	460.500		
		ton	767	25.500,00	R\$ 19.551.678,75
1.3	Cabo unipolar de alumínio, classe 20/35 kV, seção nominal 95 mm²	m	9.000	48,47	R\$ 436.230,00
2	CABO GUARDA	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
2.1	Cabo PARA-RAIOS tipo HS, bitola 3/8", formação 7 fios, peso unitário 407 kg/km Aço Galvanizado - Classe B	m	165.300	8,91	R\$ 1.472.823,00
3	POSTES	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
3.1	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 800 daN	pç	485	3.089,90	R\$1.498.601,50
3.2	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	237	6.649,80	R\$1.576.002,60
3.3	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 1000 daN	pç	547	4.462,70	R\$ 2.441.096,90
3.4	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	15	7.090,80	R\$ 106.362,00
3.5	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2500 daN	pç	163	8.857,20	R\$ 1.443.723,60
4	FERRAGENS E ACESSÓRIOS	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
4.1	CRUZETA DE CONCRETO "T" 2400mm CN= 500 daN	pç	3.043	355,80	R\$ 1.082.699,40
5	MATERIAL PARA SUSPENSÃO CONDUTOR	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
5.1	Isolador polimérico tipo pilar; especificações conforme Tabela 24 Para cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	6.144	157,40	R\$ 967.068,67
6	MATERIAL PARA ANCORAGEM CONDUTOR	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
6.1	Isolador polimérico tipo bastão: Classe 36,2 kV; Engate garfo – olhal; NBI 200 kV; Carga mecânica 70 kN; Distância de escoamento: 1122mm (53,7 mm/kV (F-T) - 31 mm/kV (F-F)); Ambiente: Extra Alta Poluição; Para Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	3.141	84,16	R\$ 264.337,14
7	CHAVES-SECCIONADORAS	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
7.1	Chave seccionadora monopolar tipo faca, classe de tensão 36,2 kV, NBR 170 kV, corrente nominal 400 A, corrente de curto-circuito 25 kA, instalação externa	pç	417	1.098,30	R\$ 457.991,10
7.2	Para-raios de óxido de zinco polimérico (silicone), instalação externa, tensão nominal 36 kV, máxima tensão residual para impulso de corrente íngreme 132 kV, corrente de descarga 10kA,	pç	417	398,65	R\$ 166.237,05
TOTAL					R\$ 31.827.344,41

Fonte: Elaboração própria (2022).

Tabela 27 – Lista Estimada de Custos cenários 2, com base no mês de dezembro/2021

ITEM	LISTA ESTIMADA DE MATERIAS	UNID.	Qtde. TOTAL	Preços Unitários	Preços total
1	CABOS CONDUTORES	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
1.1	CAL 1120 - 450 MCM	m	22.600		
		ton	14	25.500,00	R\$ 360.763,80
1.2	CAL 1120 - 1158,26 MCM	m	460.500		
		ton	744	25.500,00	R\$ 18.979.806,83
1.3	Cabo unipolar de alumínio, classe 20/35 kV, seção nominal 95 mm²	m	9.000	48,47	R\$ 436.230,00
2	CABO GUARDA	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
2.1	Cabo PARA-RAIOS tipo HS, bitola 3/8", formação 7 fios, peso unitário 407 kg/km Aço Galvanizado - Classe B	m	165.300	8,91	R\$ 1.472.823,00
3	POSTES	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
3.1	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 800 daN	pç	485	3.089,90	R\$ 1.498.601,50
3.2	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	237	6.649,80	R\$ 1.576.002,60
3.3	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 1000 daN	pç	547	4.462,70	R\$ 2.441.096,90
3.4	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	15	7.090,80	R\$ 106.362,00
3.5	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2500 daN	pç	163	8.857,20	R\$ 1.443.723,60
4	FERRAGENS E ACESSÓRIOS	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
4.1	CRUZETA DE CONCRETO "T" 2400mm CN= 500 daN	pç	3.043	355,80	R\$ 1.082.699,40
5	MATERIAL PARA SUSPENSÃO CONDUTOR	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
5.1	Isolador polimérico tipo pilar; especificações conforme Tabela 26 Para cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	6.144	157,40	R\$ 967.068,67
6	MATERIAL PARA ANCORAGEM CONDUTOR	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
6.1	Isolador polimérico tipo bastão: Classe 36,2 kV; Engate garfo – olhal; NBI 200 kV; Carga mecânica 70 kN; Distância de escoamento: 1122mm (53,7 mm/kV (F-T) - 31 mm/kV (F-F)); Ambiente: Extra Alta Poluição; Para Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	pç	3.141	84,16	R\$ 264.337,14
7	CHAVES-SECCIONADORAS	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
7.1	Chave seccionadora monopolar tipo faca, classe de tensão 36,2 kV, NBR 170 kV, corrente nominal 400 A, corrente de curto-circuito 25 kA, instalação externa	pç	417	1.098,30	R\$ 457.991,10
7.2	Para-raios de óxido de zinco polimérico (silicone), instalação externa, tensão nominal 36 kV, máxima tensão residual para impulso de corrente íngreme 132 kV, corrente de descarga 10kA,	pç	417	398,65	R\$ 166.237,05
TOTAL					R\$ 31.253.743,58

Fonte: Elaboração própria (2022).

Tabela 28 – Lista Estimada de Custos cenários 3, com base no mês de dezembro/2021

ITEM	LISTA ESTIMADA DE MATERIAS	UNID.	Qtde. TOTAL	Preços Unitários	Preços total
1	CABOS CONDUTORES	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
1.1	CAL 1120 - 400 MCM	m	15.800		
		ton	9	25.500,00	R\$ 224.818,20
1.2	CAL 1120 - 900 MCM	m	421.000		
		ton	528	25.500,00	R\$ 13.473.052,50
1.3	Cabo unipolar de alumínio, classe 20/35 kV, seção nominal 70 mm²	m	9.000	48,47	R\$ 436.230,00
2	CABO GUARDA	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
2.1	Cabo PARA-RAIOS tipo HS, bitola 3/8", formação 7 fios, peso unitário 407 kg/km Aço Galvanizado - Classe B	m	149.500	8,91	R\$ 1.332.045,00
3	POSTES	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
3.1	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 800 daN	pç	335	3.089,90	R\$ 1.035.116,50
3.2	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 12 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	190	6.649,80	R\$ 1.263.462,00
3.3	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 1000 daN	pç	540	4.462,70	R\$ 2.409.858,00
3.4	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2000 daN	pç	15	7.090,80	R\$ 106.362,00
3.5	POSTE DE CONCRETO SEÇÃO DUPLO T, COM 13 m DE ALTURA E 2500 daN	pç	165	8.857,20	R\$ 1.461.438,00
4	FERRAGENS E ACESSÓRIOS	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
4.1	CRUZETA DE CONCRETO "T" 2400mm CN= 500 daN	pç	2.793	355,80	R\$ 993.749,40
5	MATERIAL PARA SUSPENSÃO CONDUTOR	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
5.1	Isolador polimérico tipo pilar; especificações conforme Tabela 26 Para cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	0	5.523	157,40	R\$ 869.322,96
6	MATERIAL PARA ANCORAGEM CONDUTOR	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
6.1	Isolador polimérico tipo bastão: Classe 36,2 kV; Engate garfo – olhal; NBI 200 kV; Carga mecânica 70 kN; Distância de escoamento: 1122mm (53,7 mm/kV (F-T) - 31 mm/kV (F-F)); Ambiente: Extra Alta Poluição; Para Cabos de alumínio liga conforme indicado nos itens 1.1 e 1.2	0	2.883	84,16	R\$ 242.624,63
7	CHAVES-SECCIONADORAS	Unid.	TOTAL	Unitário	TOTAL
7.1	Chave seccionadora monopolar tipo faca, classe de tensão 36,2 kV, NBR 170 kV, corrente nominal 400 A, corrente de curto-circuito 25 kA, instalação externa	pç	417	1.098,30	R\$ 457.991,10
7.2	Para-raios de óxido de zinco polimérico (silicone), instalação externa, tensão nominal 36 kV, máxima tensão residual para impulso de corrente íngreme 132 kV, corrente de descarga 10kA,	pç	417	398,65	R\$ 166.237,05
TOTAL					R\$ 24.472.307,34

Fonte: Elaboração própria (2022).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O crescimento contínuo do Sistema Elétrico Brasileiro em virtude dos mais diversos fatores, tais como crescimento demográfico e industrial, torna cada vez mais necessária a construção de novas centrais geradoras de energia elétrica. Diante dos efeitos das mudanças climáticas e do desenvolvimento de uma consciência ambiental por parte da sociedade, as fontes de energia renováveis foram priorizadas na maioria dos países e cresceram em capacidade instalada e produção de energia nos últimos anos.

O Brasil se caracteriza por ser um país com predominância de geração hídrica, porém nos últimos anos a energia eólica vem crescendo continuamente e hoje ocupa o segundo lugar na matriz energética brasileira, contudo mesmo com a quantidade de complexos eólicos expandindo a cada ano, o país ainda não está totalmente consolidado tecnicamente. Existem ainda dúvidas, por parte de investidores, quanto ao tipo de rede de média a utilizar e os estudos a serem realizados para a correta tomada de decisão.

Através da análise realizada neste trabalho é possível observar a importância do dimensionamento, bem como a simulação de diferentes cenários para um mesmo complexo eólico, visando determinar qual cenário atende melhor aos critérios pré-determinados pelo investidor, tanto nas premissas de perdas técnicas e queda de tensão quanto para a análise econômica do empreendimento.

Com os avanços das tecnologias voltadas para o desenvolvimento e fabricação de turbinas eólicas, objetivando gerar mais energia com menor custo, observa-se o surgimento de equipamentos com potências nominais cada vez maiores. Tal fato, somado à dificuldade de se encontrar regiões próximas à rede básica para realizar a conexão, faz com que as redes de média tensão que interligam os complexos eólicos se tornem cada vez mais robustas, ocasionando aumento de perdas técnicas e quedas de tensão nos circuitos de potência, bem como encarecendo o custo de implantação do empreendimento.

Ao dimensionar os cenários 1 e 2, analisando-se as mesmas premissas técnicas, potência ativa das turbinas eólicas, mesmo traçado e distribuição de circuitos, porém trocando o tipo de condutor aéreo a ser utilizado, foi possível obter

uma redução aproximada de 23 toneladas em condutores, mantendo os limites propostos para as perdas técnicas e queda de tensão.

No cenário 3 é visto que ao analisar o complexo eólico com uma turbina eólica menos robusta, foi possível utilizar cabos mais leves, reduzindo significativamente as toneladas de condutores aéreos necessários. Foi possível também reconfigurar a distribuição de circuitos, reduzindo a quantidade total dos mesmos, juntamente com uma redução no tamanho da RMT, número de postes e outros equipamentos, o que traz uma redução aproximada de 22,5% no custo dos principais equipamentos, quando comparada aos cenários 1 e 2.

A partir da concepção do projeto até a construção do empreendimento, podem ser observadas diversas alterações, decorrentes principalmente por dificuldades de licenciamento ambiental, desapropriação fundiária e liberação de faixas de servidão nas propriedades e variação do custo de materiais, especialmente dos condutores pela volatilidade dos preços, por isso é sempre importante no estudo de um complexo eólico a análise conjunta das perdas técnicas e queda de tensão e análise técnico econômica.

Dessa forma, através de uma análise técnico-financeira comparativa entre os tipos de cenários propostos, são identificadas duas principais soluções, uma com ganhos a longo prazo, com a escolha de uma rede com um custo inicial mais elevado, porém, com a implementação de um complexo eólico de maior potência nominal, e a segunda com a implementação de uma rede menos robusta de menor custo e potência nominal.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Com relação ao que foi mostrado neste trabalho, acredita-se ainda serem possíveis melhorias no processo de caracterização dos cálculos de perdas técnicas e queda de tensão, contudo para real validação dos métodos, é necessária a análise dos valores reais que só serão obtidos após um ano de operação do complexo eólico. Assim, como proposta para trabalhos futuros tem-se a medição dos dados reais obtidos com a operação do empreendimento e comparação com valores calculados em um estudo de implementação de um complexo eólico.

Outro ponto interessante seria a análise comparativa dos valores calculados em um estudo de implementação de um complexo eólico em função das alterações sofridas ao longo da obra de execução do empreendimento.

Pode-se apontar também como proposta para trabalhos futuros os estudos de outros custos relevantes na definição da RMT de um complexo eólico, como a análise financeira comparativa das perdas elétricas e queda de tensão em redes de média tensão aéreas e subterrâneas durante o período de concessão do parque.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 06 fev. 2021.
- ALUBAR ALTEC. **Catálogo técnico condutores elétricos de Alumínio**. Pará, 2015.
- ARAXÁ ENGENHARIA. **Memória de Cálculo das Perdas Elétricas**. Florianópolis, 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEEÓLICA. **Eólica: Energia para um futuro inovador**. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>. Acesso em: 13 mar. 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 14039: Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro, 2005.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 6251: Cabos de Potência com Isolação Extrudada para Tensão de 1,0 kV a 35 kV – Requisitos construtivos**. Rio de Janeiro, 2018.
- BARROS, Pedro Korner de Souza. **Metodologia para cálculo de perdas elétricas em sistemas com geração eólica**. 2016. 74 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal Do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2016.
- BRASIL. Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007. **Dispõe sobre documentos e procedimentos que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica**. Brasília, 2007.
- CENÁRIOS EÓLICA. **Legislação e Tributos no Setor Eólico**. 2018. Disponível em: <https://cenarioseolica.editorabrasilenergia.com.br/>. Acesso em: 18 mar. 2021.
- ABB T&D COMPANY INC. **Electrical Transmission and Distribution Reference Book**. 1997. Electric Systems Technology Institute. Raleigh, North Carolina, 1997.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019**. Rio de Janeiro, 2020.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020**. Rio de Janeiro, 2021.
- EMPRESA DE CONSULTORIA AMBIENTAL – ECOSSIS. **Monitoramento Efeito Estroboscópico**. 2018. Disponível em: <https://ecossis.com/consultoria-ambiental/monitoramento-efeito-estroboscopico-shadow-flicker/>. Acesso em: 23 out. 21.
- FUCHS, Rubens Dário. **Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas**. Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Livros Técnicos e Científicos, 1977.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – GWEC. **Global Wind Report**. 2019. Disponível em: <https://gwec.net/global-wind-report-2019/>. Acesso em: 06 fev. 2021.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – GWEC. **Global Wind Report**. 2020. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf>. Acesso em: 18 set. 2021.

GUAREZZI, Vitor Pedro. **Planejamento da produção de energia eólica considerando os preços marginais localizados**. 2019. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia). Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto. Porto, 2019.

HODGE, B. K. **Sistemas e Aplicações de Energia Alternativa**. Rio de Janeiro: Grupo GEN, LTC, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **World Energy Outlook 2013**. Executive Sumary OECD/IEA, 2013.

KAWABATA, Daniela Midori Tanaka. **Avaliação de Custos Para Implantação de Redes Coletoras de Energia Para Centrais Eólicas**. 2018. Monografia (Especialização). Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.

O SETOR ELÉTRICO. **Cabos Para Transmissão de Energia**: Um inventário da história dos materiais e formas de cabos aéreos para LTs. 2018. Disponível em: <https://www.osestoreletrico.com.br/cabos-para-transmissao-de-energia/>. Acesso em: 15 jul. 2021.

PINTO, Milton De Oliveira. **Fundamentos da Energia Eólica**. Rio de Janeiro, Grupo GEN, LTC, 2012.

PORTAL SOLAR. **Energia Renováveis**: Tudo o que você precisa saber. 2015. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/fontes-de-energia-renovaveis.html>. Acesso em: 06 fev. 2021.

SILVA, Selênio Rocha. **Tecnologia em Aerogeradores**. Curso de Especialização em Energia Eólica. 19 de junho 2013. Notas de Aula. Universidade Federal de Minas Gerais Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis. Disponível em: http://ead2.ctgas.com.br/a_rquivos/Pos_Tecnico/Especializacao_Energia_Eolica/Tecnologia_Aerogeradores/Tecnologia_de_Aerogeradores_2013.pdf. Acesso em: 18 mar. 2021.

TEIXEIRA, Fellipe Marques. **Dimensionamento de Cabos de Alumínio para Rede Subterrânea de Média Tensão De um Parque Eólico**. 2015. 50 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2015.

SIEMENS GAMESA. **The SG 14-222 DD**. Disponível em: <https://www.siemensgamesa.com/en-int/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and->

services/offshore/brochures/siemens-gamesa-offshore-wind-turbine-brouchure-sg-14-222-dd.pdf. Acesso em: 27 mar. 2021.

TSUMA, Jean Shoji. **Limites Dimensionais de Sistemas de Geração – Aerogeradores**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação). Centro de Ciências Tecnológicas, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade do Estado De Santa Catarina, 2016.

VESTAS. **V164-10.0 MW™ at a glance**. Disponível em: https://www.vestas.com/en/products/offshore-platforms/v164_10_0_mw. Acesso em: 27 mar. 2021a.

VESTAS. **V236-15.0 MW™ at a glance**. Disponível em: https://www.vestas.com/en/products/offshore-platforms/v236_15_mw. Acesso em: 27 mar. 2021b.

APÊNDICE A – NORMAS APLICÁVEIS NA CONCEPÇÃO DE PROJETOS DO SETOR EÓLICO

Na sequência são elencadas as principais normas técnicas brasileiras (NBR) e normas regulamentadoras (NR) aplicáveis na concepção de projetos do setor eólico:

NBR 14334:2006 Alumínio na liga 6101 – Tubos estruturais para fins elétricos – Requisitos;

NBR 5034:2014 Buchas para Tensões Alternadas Superiores a 1 kV;

NBR 7270-2:2010 Cabos de alumínio nus com alma de aço zincado para linhas aéreas – Especificação;

NBR 7271:2009 Cabos de alumínio nus para linhas aéreas – Especificação;

NBR 7287:2019 Cabos de potência com isolação extrudada de polietileno reticulado (XLPE) para tensões de 1 kV a 35 kV - Requisitos de desempenho;

NBR 6251:2018 Cabos de potência com isolação extrudada para tensões de 1 kV a 35 kV - Requisitos construtivos;

NBR 16686:2018 Cabos de alumínio-liga 1120 para linhas aéreas – Especificação;

NBR 11788:2016 Conectores de alumínio para ligações aéreas de condutores elétricos em sistemas de potência;

NBR 6939:2018 Coordenação de Isolamento – Procedimento;

NBR 13897:1997 Duto espiralado corrugado flexível, em polietileno de alta densidade, para uso metro ferroviário (Condições Exigíveis);

NBR 13898:1997 Duto espiralado corrugado flexível, em polietileno de alta densidade, para uso metro ferroviário (Métodos de Ensaio);

NBR 14039:2005 Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV;

NBR 12962:2016 Inspeção, manutenção e recarga em extintores de incêndio – Procedimento;

NBR 5032:2014 Isoladores de porcelana ou vidro, para linhas aéreas e subestações de alta tensão – Especificação;

NBR 6882:1998 Isolador suporte pedestal de porcelana - Unidades e colunas - Padronização de dimensões e características;

NBR 7277:1988 Medição do Nível de Ruído de Transformadores e Reatores – Método de Ensaio;

NBR 8451-1:2020 Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica (Parte 1 - Requisitos);

NBR 8451-2:2020: Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica (Parte 2 – Padronização de postes para redes de distribuição de energia elétrica);

NBR 8451-3:2020: Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica (Parte 3 – Ensaios mecânicos, cobrimento da armadura e inspeção geral);

NBR 5419:2015: Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas;

NBR 13231:2015 Proteção contra incêndio em subestações elétricas de geração, transmissão e distribuição;

NBR 7398:2015 Produtos de Aço ou Ferro Fundido – Revestido de Zinco por Imersão a Quente – Verificação de Aderência do Revestimento;

NBR 7399:2015 Produtos de Aço ou Ferro Fundido – Revestido de Zinco por Imersão a Quente – Verificação da Espessura do Revestimento por Processo Não Destrutivo;

NBR 15688:2013 Redes de distribuição aérea de energia elétrica com condutores nus;

NBR 11388:1993 Sistemas de pintura para equipamentos e instalações de subestações elétricas;

NBR 15751:2013 Sistemas de aterramento de subestações – Requisitos;

NBR 6856:2021 Transformadores de Corrente – Especificações;

NR 06:2018 Equipamentos de proteção individual – EPI;

NR 07:2018 Programas de controle médico de saúde ocupacional;

NR 08:2011 Edificações;

NR 09:2011 Programas de prevenção de riscos ambientais;

NR 10:2019 Segurança das instalações e serviços em eletricidade;

NR 11:2016 Transporte, movimentação, armazenagem e manuseio de materiais;

NR 12:2019 Máquinas e equipamentos;

NR 16:2019 Atividades e operações perigosas;

NR 17:2018 Ergonomia;

NR 18:2020 Condições e meio ambiente de trabalho na indústria da construção;

NR 23:2011 Proteção contra incêndios;

NR 24:2019 Condições sanitárias e de conforto nos locais de trabalho;

NR 26:2015 Sinalização de segurança;

NR 35:2019 Trabalho em altura.