

# Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

## **Diseño e implementación de la red de media tensión en una central eólica para su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista.

Elaborado por

Mario Oswaldo Espinoza Pairazaman

 [0009-0002-3631-0484](https://orcid.org/0009-0002-3631-0484)

Asesor

Dr. Ing. Dinau Velazco Lorenzo

 [0000-0003-4363-6204](https://orcid.org/0000-0003-4363-6204)

LIMA – PERÚ

2024

---

Citar/How to cite	Espinoza Pairazaman [1]
Referencia/Reference	[1] M. Espinoza Pairazaman, " <i>Diseño e implementación de la red de media tensión en una central eólica para su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional</i> " [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

---

---

Citar/How to cite	(Espinoza, 2024)
Referencia/Reference	Espinoza, M. (2024). <i>Diseño e implementación de la red de media tensión en una central eólica para su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

---

***Dedicatoria***

*A mis padres por el apoyo y cariño continuo y a esa persona especial quien me  
motivó de inicio a fin.*

## **Agradecimiento**

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a la Universidad Nacional de Ingeniería por brindarme la oportunidad de desarrollarme como profesional. También deseo extender mi gratitud a todos los docentes que, a lo largo de estos años de estudio, me compartieron su invaluable conocimiento.

## Resumen

Este trabajo se enfoca en el exitoso diseño y optimización de la red de media tensión, y la disposición de aerogeneradores en una central eólica. La metodología de investigación de tipo aplicada ya que, se centra en la aplicación práctica de conocimiento teórico y un diseño experimental para desarrollar un diseño eficiente y efectivo. El diseño cumplió con normativas y estándares técnicos y ha optimizado la producción de energía eólica y conexión a su subestación. La zona del proyecto se confirmó como idónea para el desarrollo de una central eólica con una velocidad de viento y dirección óptimas. Se aseguró que la disposición de aerogeneradores no interfiera con restricciones ambientales, arqueológicas o de infraestructura eléctrica existente, y se determinó una capacidad de 132.3 MW con 42 aerogeneradores de 3.15 MW. Se concluye que la disposición de aerogeneradores logra un factor de planta del 51.56%, las pérdidas totales de la red de media tensión esté en el orden de 0.833% con una caída de tensión muy por debajo del 3% y que el diseño garantiza la seguridad de los operarios.

Palabras clave — Central eólica, media tensión, conexión eléctrica, puesta a tierra

## **Abstract**

This work focuses on the successful design and optimization of the medium voltage network, and the arrangement of wind turbines in a wind power plant. The applied research methodology focuses on the practical application of theoretical knowledge and an experimental design to develop an efficient and effective design. The design complied with regulations and technical standards, optimizing the production of wind energy and connection to its substation. The project area was confirmed as suitable for the development of a wind power plant with optimal wind speed and direction. It was ensured that the arrangement of wind turbines did not interfere with environmental, archaeological or existing electrical infrastructure restrictions, and a capacity of 132.3 MW was determined with 42 wind turbines of 3.15 MW. It is concluded that the arrangement of wind turbines achieves a plant factor of 51.56%, the total losses of the medium voltage network are in the order of 0.833% with a voltage drop well below 3% and that the design guarantees safety of the operators.

Keywords — Wind power plant, medium voltage, cable, grounding

## Tabla de Contenido

	Pág.
<b>Resumen .....</b>	<b>v</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>vi</b>
<b>Introducción.....</b>	<b>xviii</b>
<b>Capítulo I. Parte introductoria del trabajo.....</b>	<b>1</b>
1.1 Generalidades .....	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	5
1.2.1 <i>Situación problemática</i> .....	5
1.2.2 <i>Problema a resolver</i> .....	6
1.3 Objetivos del estudio .....	6
1.3.1 <i>Objetivo general</i> .....	6
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i> .....	6
1.3.3 <i>Indicadores de logro de los objetivos</i> .....	7
1.4 Antecedentes investigativos .....	7
<b>Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....</b>	<b>10</b>
2.1 Marco teórico.....	10
2.1.1 <i>Caracterización del recurso eólico</i> .....	10
2.1.2 <i>Disposición de los aerogeneradores</i> .....	26
2.1.3 <i>Tecnología eólica: aerogeneradores</i> .....	30
2.1.4 <i>Aportes del aerogenerador como servicios complementarios</i> .....	38
2.1.5 <i>Cables de media tensión</i> .....	42
2.1.6 <i>Centro de transformación</i> .....	64
2.1.7 <i>Celdas de media tensión</i> .....	72
2.1.8 <i>Conectores</i> .....	75
2.1.9 <i>Empalmes</i> .....	76
2.1.10 <i>Canalizaciones para la red de media tensión, PAT y comunicaciones</i> .....	77
2.1.11 <i>Sistema de puesta a tierra de la central eólica</i> .....	78

2.1.12	<i>Elaboración del presupuesto de la red de media tensión</i> .....	83
2.2	Marco conceptual .....	83
<b>Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación .....</b>		<b>88</b>
3.1	Planificación del trabajo de suficiencia .....	88
3.1.1	<i>Metodología</i> .....	88
3.1.2	<i>Aspectos de gestión</i> .....	89
3.1.3	<i>Relación entre objetivos específicos con los requerimientos obtenidos</i> .....	89
3.2	Diseño de la solución .....	97
3.2.1	<i>Descripción de la problemática</i> .....	97
3.2.2	<i>Explicación de la problemática</i> .....	99
3.2.3	<i>Selección, demostración y adecuación de teorías</i> .....	99
3.2.4	<i>Caracterización del recurso eólico y estudio del potencial</i> .....	100
3.2.5	<i>Disposición de los aerogeneradores y la evaluación del potencial eólico</i> .....	104
3.2.6	<i>Diseño y dimensionamiento de los componentes de transmisión</i> .....	110
3.2.7	<i>Dimensionamiento de la malla de puesta a tierra del aerogenerador</i> .....	139
3.2.8	<i>Especificaciones técnicas</i> .....	151
3.2.9	<i>Elaboración del presupuesto de la red de media tensión</i> .....	160
<b>Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados .....</b>		<b>167</b>
4.1	Introducción.....	167
4.2	Caracterización del recurso eólico .....	167
4.2.1	<i>Valorización de la calidad de datos</i> .....	167
4.2.2	<i>Valorización del recurso eólico</i> .....	168
4.2.3	<i>Valorización del emplazamiento</i> .....	169
4.3	Disposición de los aerogeneradores y evaluación del potencial eólico .....	170
4.3.1	<i>Valorización de la disposición de aerogeneradores</i> .....	171
4.3.2	<i>Valorización de la selección del modelo de aerogenerador</i> .....	172
4.3.3	<i>Valorización de la producción energética</i> .....	173
4.4	Diseño y dimensionamiento de los equipos de la red de media tensión .....	175

4.4.1	<i>Valorización de los cables para la red subterránea de media tensión.....</i>	175
4.4.2	<i>Valorización de las canalizaciones de la red de media tensión.....</i>	176
4.4.3	<i>Valorización del equipo de transformación de la red de media tensión.....</i>	177
4.4.4	<i>Valorización de las celdas de media tensión .....</i>	178
4.4.5	<i>Valorización de los equipos auxiliares de la red de media tensión.....</i>	179
4.5	Diseño del sistema de puesta a tierra de la red de media tensión .....	180
4.6	Elaboración del presupuesto de la red de media tensión.....	182
	<b>Conclusiones .....</b>	<b>185</b>
	<b>Recomendaciones .....</b>	<b>187</b>
	<b>Referencias bibliográficas .....</b>	<b>188</b>

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Nivel de indicadores y significado. ....	7
Tabla 2: Clases y longitudes de rugosidades del terreno.....	11
Tabla 3: Clasificación de aerogeneradores.....	30
Tabla 4: Clases de viento para los aerogeneradores.....	42
Tabla 5: Secciones de cables estandarizados.....	51
Tabla 6: Corrientes admisibles para conductor de aluminio con aislamiento XLPE. ...	53
Tabla 7: Factores de corrección de temperatura ambiente del aire diferente a 30 °C.	54
Tabla 8: Factores de corrección de temperatura ambiente del suelo diferente a 20 °C. ....	54
Tabla 9: Temperaturas ambientes al nivel del mar. ....	55
Tabla 10: Factores de corrección para resistividades térmicas del suelo diferentes a 1.5 Km/W para cables monopolares directamente enterrados.....	55
Tabla 11: Resistividad térmica del suelo para diferentes condiciones del terreno y ambientales. ....	56
Tabla 12: Factores de corrección para profundidades de enterramiento distinto de 0.8 m para cables directamente enterrados.....	56
Tabla 13: Factores de corrección para diferentes configuraciones de cables directamente enterrados. ....	57
Tabla 14: Nomenclatura de designación de los cables de media tensión. ....	57
Tabla 15: Clasificación de los transformadores según su tipo. ....	68
Tabla 16: Tipos de enfriamiento para el transformador eléctrico. ....	70
Tabla 17: Impedancia de cortocircuito mínimo de transformadores.....	71
Tabla 18: Pérdidas eléctricas máximas por potencia nominal de transformadores trifásicos. ....	71
Tabla 19: Diagrama de Gantt del proyecto planificado. ....	89
Tabla 20: Resumen de objetivos específicos y requerimientos asociados.....	91

Tabla 21: Definición de recursos humanos del proyecto categorizado por dependencia.....	92
Tabla 22: Definición de recursos humanos del proyecto categorizado por dependencia – parte 2. ....	93
Tabla 23: Definición de metas y actividades del proyecto.....	94
Tabla 24: Anchos mínimos de faja de servidumbres. ....	103
Tabla 25: Coordenadas de los aerogeneradores.....	106
Tabla 26: Resultados para cada aerogenerador.....	108
Tabla 27: Resumen producción de la central eólica en bornes de los aerogeneradores. ....	110
Tabla 28: Coordenadas de los aerogeneradores.....	112
Tabla 29: Características de los cables.....	117
Tabla 30: Corrección por resistividad térmica del terreno. ....	118
Tabla 31: Intensidad máxima admisible corregida por sección.....	118
Tabla 32: Corrección de la intensidad admisible debido a número de cables por zanja.....	119
Tabla 33: Resultados de la caída de tensión, pérdida de potencia y grado de utilización de los circuitos.....	121
Tabla 34: Resultados de la caída de tensión, pérdida de potencia y grado de utilización de los circuitos – parte 2.....	122
Tabla 35: Resultados de la caída de tensión, pérdida de potencia y grado de utilización de los circuitos – parte 3.....	123
Tabla 36: Tipo de canalizaciones y sus dimensiones. ....	124
Tabla 37: Longitud de cada tipo de canalización. ....	128
Tabla 38: Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 1.....	128
Tabla 39: Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 2.....	129
Tabla 40: Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 3.....	130
Tabla 41: Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 4.....	131

Tabla 42:	Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 5.....	132
Tabla 43:	Resumen de resultados de la capacidad de corriente de cortocircuito.....	133
Tabla 44:	Resistencia y reactancia de los conductores. ....	133
Tabla 45:	Características eléctricas del aerogenerador.....	134
Tabla 46:	Empalmes en los circuitos de la red de media tensión de la central eólica.	159
Tabla 47:	Presupuesto de obra civil.....	163
Tabla 48:	Presupuesto suministro y montaje - parte 1.....	163
Tabla 49:	Presupuesto suministro y montaje - parte 2.....	165
Tabla 50:	Presupuesto suministro y montaje - parte 3.....	166
Tabla 51:	Medidor de indicador X1.1.....	167
Tabla 52:	Resultado del medidor de indicador X1.1. ....	168
Tabla 53:	Medidor de indicador X1.2.....	168
Tabla 54:	Resultado del medidor de indicador X1.2. ....	169
Tabla 55:	Medidor de indicador X1.3.....	169
Tabla 56:	Resultado del medidor de indicador X1.3. ....	170
Tabla 57:	Medidor de indicador X2.1.....	171
Tabla 58:	Resultado del medidor de indicador X2.1. ....	172
Tabla 59:	Medidor de indicador X2.2.....	173
Tabla 60:	Resultado del medidor de indicador X2.2. ....	173
Tabla 61:	Medidor de indicador X2.3.....	174
Tabla 62:	Resultado del medidor de indicador X2.3. ....	174
Tabla 63:	Medidor de indicador X3.1.....	176
Tabla 64:	Resultado del medidor de indicador X3.1. ....	176
Tabla 65:	Medidor de indicador X3.2.....	177
Tabla 66:	Resultado del medidor de indicador X3.2. ....	177
Tabla 67:	Medidor de indicador X3.3.....	177
Tabla 68:	Resultado del medidor de indicador X3.3. ....	178
Tabla 69:	Medidor de indicador X3.4.....	178

Tabla 70: Resultado del medidor de indicador X3.4. ....	179
Tabla 71: Medidor de indicador X3.5. ....	179
Tabla 72: Resultado del medidor de indicador X3.5. ....	180
Tabla 73: Medidor de indicadores del X4.1 al X4.5. ....	181
Tabla 74: Resultado del medidor de indicadores X4.1 al X4.5. ....	181
Tabla 75: Medidor de indicadores del X5.1 al X5.3. ....	183
Tabla 76: Resultado del medidor de indicadores X5.1 al X5.3. ....	183

## Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Participación de producción eléctrica por tipo de recurso energético en el SEIN en el 2022. ....	2
Figura 2: Potencial eólico en el Perú, centrales eólicas y las líneas de transmisión en el SEIN.....	3
Figura 3: Evolución histórica y proyección de los tamaños y potencias de los aerogeneradores. ....	3
Figura 4: Central eólica Marcona, su interconexión y potencial eólico. ....	4
Figura 5: Tendido de cables de media tensión de una central eólica.....	5
Figura 6: Efecto del relieve del terreno en el perfil de viento. ....	13
Figura 7: Efecto del obstáculo en el flujo de viento.....	13
Figura 8: Zonas de perturbación y turbulencia debido a un obstáculo. ....	14
Figura 9: Potencia generada por una corriente de viento. ....	14
Figura 10: Flujo de viento.....	17
Figura 11: Distribución de Weibull. ....	20
Figura 12: Anemómetro y veleta.....	24
Figura 13: Sensor de presión y temperatura.....	24
Figura 14: Distribución de direcciones y probabilidad de Weibull de la velocidad. ....	26
Figura 15: Atlas eólico en WAsP. ....	27
Figura 16: Diagrama de flujo del software WAsP. ....	28
Figura 17: Campo de flujo y geometría para el efecto estela. ....	29
Figura 18: Componentes dentro de la nacelle. ....	33
Figura 19: Sistema pitch.....	34
Figura 20: Sistema yaw.....	34
Figura 21: Sistema de freno y bloqueo. ....	35
Figura 22: Sistema de sensores.....	35
Figura 23: Curva de potencia de un aerogenerador. ....	36

Figura 24: Esquema aerogenerador doblemente alimentado. ....	36
Figura 25: Potencia de generación vs. velocidad del viento típica. ....	37
Figura 26: IGBT's del convertidor. ....	38
Figura 27: Diagrama de variables entre elementos de comunicación y control.....	39
Figura 28: Control de tensión PI de SCCE. ....	39
Figura 29: Curva de capacidad de un aerogenerador.....	40
Figura 30: Sobrefrecuencia y subfrecuencia de la red.....	41
Figura 31: Lazo aporte de inercia. ....	41
Figura 32: Diagrama unifilar red de media tensión de central eólica.....	43
Figura 33: Cables unipolares y trifilares.....	44
Figura 34: Diseños de conductores para cables subterráneos. ....	44
Figura 35: Cables trifilares.....	47
Figura 36: Disposición de cables para sistemas de cables de un solo núcleo. ....	49
Figura 37: Cables monopolares en el aire. ....	49
Figura 38: Cables monopolares directamente enterrados. ....	50
Figura 39: Cables monopolares en ductos de loza directamente enterrados.....	50
Figura 40: Cables tripolares en ductos de loza directamente enterrados.....	51
Figura 41: Circuito equivalente del transformador eléctrico real ....	65
Figura 42: Diagrama fasorial del transformador eléctrico real.....	66
Figura 43: Partes del transformador – vista lateral. ....	66
Figura 44: Partes del transformador – vista frontal. ....	67
Figura 45: Partes del transformador – vista de planta. ....	67
Figura 46: Centro de transformación. ....	71
Figura 47: Configuración de celda 0L1V.....	74
Figura 48: Configuración de celda 0L1L1V.....	75
Figura 49: Configuración de celda 0L2L1V.....	75
Figura 50: Conectores tipo bota (a la izquierda) y rectos (derecha).....	76
Figura 51: Empalmes de contracción en frío. ....	76

Figura 52: Empalmes de contracción en caliente. ....	77
Figura 53: Características de una canalización típica.....	78
Figura 54: Malla a tierra del aerogenerador.....	81
Figura 55: Diagrama de bloques de planteamiento del tema.....	96
Figura 56: Velocidad media anual del viento en Perú y en Ica. ....	97
Figura 57: Emisiones GEI debido a generación eléctrica en el Perú. ....	98
Figura 58: Evolución de precios adjudicados de las RER (USD/MWh).....	99
Figura 59: Zonas de potencial eólico y polígono del proyecto eólico. ....	101
Figura 60: Área del proyecto eólico. ....	102
Figura 61: Parámetros del viento de la torre virtual. ....	103
Figura 62: Separación entre el eje de la línea de transmisión y el aerogenerador.....	104
Figura 63: Disposición de aerogeneradores. ....	104
Figura 64: Distribución de la velocidad del viento en el emplazamiento del proyecto y disposición de los aerogeneradores. ....	105
Figura 65: Distribución de la densidad de potencia en el emplazamiento del proyecto y disposición de los aerogeneradores. ....	106
Figura 66: Curva de potencia y la del coeficiente de empuje del aerogenerador.....	107
Figura 67: Comparación de la energía producida por aerogenerador (MWh/año). ....	109
Figura 68: Accesos y viales internos proyectados. ....	111
Figura 69: Diagrama unilineal de los circuitos 1, 2 y 3.....	113
Figura 70: Diagrama unilineal de los circuitos 4 y 5.....	114
Figura 71: Diagrama unilineal de los circuitos 6 y 7.....	115
Figura 72: Disposición de cables subterráneos. ....	119
Figura 73: Disposición de la red de media tensión. ....	120
Figura 74: Canalización Tipo PA. ....	125
Figura 75: Canalización Tipo PB. ....	125
Figura 76: Canalización Tipo PC. ....	126
Figura 77: Canalización Tipo PD. ....	126

Figura 78: Canalización Tipo PE. ....	127
Figura 79: Canalización Tipo PF. ....	127
Figura 80: Canalización Tipo PH. ....	128
Figura 81: Impedancias equivalentes de la central eólica.....	134
Figura 82: Diagrama unifilar e identificación de ubicaciones más desfavorables de cortocircuito.....	137
Figura 83: Malla de puesta a tierra del aerogenerador, vista de perfil.....	140
Figura 84: Malla de puesta a tierra del aerogenerador, vista de planta.....	140
Figura 85: Esquema de la corriente de tierra IG. ....	142
Figura 86: Esquema de la corriente de tierra IG más desfavorable.....	143
Figura 87: Circuito de tierras simplificado para falla en la subestación IG.....	145
Figura 88: Resistencias de la red de tierra de la central eólica en ohmios e intensidades más significativas. ....	150
Figura 89: Evaluación del objetivo 1 respecto a los criterios de aceptación.....	170
Figura 90: Evaluación del objetivo 2 respecto a los criterios de aceptación.....	175
Figura 91: Evaluación del objetivo 3 respecto a los criterios de aceptación.....	180
Figura 92: Evaluación del objetivo 4 respecto a los criterios de aceptación.....	182
Figura 93: Evaluación del objetivo 5 respecto a los criterios de aceptación.....	184

## Introducción

El presente trabajo comprende el diseño de la red de media tensión de una central eólica. Se explica la metodología del dimensionamiento de los cables de energía desde las ubicaciones de los aerogeneradores hacia la subestación principal para que sea posible inyectar la generación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Esto permite diversificar la actual generación eléctrica del país con energías limpias que contribuyen a la reducción de los gases de efecto invernadero.

En ese sentido, el presente trabajo explica, además del dimensionamiento de la red de media tensión, la evaluación del recurso eólico y diseño de la disposición de las unidades de generación eólica y, posteriormente, realizar los cálculos de capacidades, cortocircuitos y el sistema de puesta a tierra de su red en media tensión.

El primer capítulo, Parte introductoria del trabajo, menciona las generalidades de las energías renovables y la situación actual en el Perú en el ámbito de la participación en la matriz eléctrica, como también la distribución geográfica del recurso eólico. Se describe la situación problemática, los objetivos del estudio, indicadores de logros de objetivos y los antecedentes investigativos.

En el capítulo II, Marcos teórico y conceptual, se explica la caracterización del recurso eólico, las leyes físicas relacionadas con la energía eólica, la operatividad del software a utilizar, se estudia los componentes de los aerogeneradores y sus beneficios al sistema eléctrico y se analizan los criterios de operatividad de la red de media tensión.

En el capítulo III, Desarrollo del trabajo de investigación, se explica la metodología de planificación del trabajo de suficiencia, se realiza el diseño de la central eólica y los cálculos del potencial eólico y eléctrico a nivel de la media tensión de la central eólica.

En el capítulo IV, Análisis y discusión de resultados, se analizan los resultados obtenidos del capítulo anterior y se aplica la medición de cumplimiento de objetivos del trabajo.

# Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

## 1.1 Generalidades

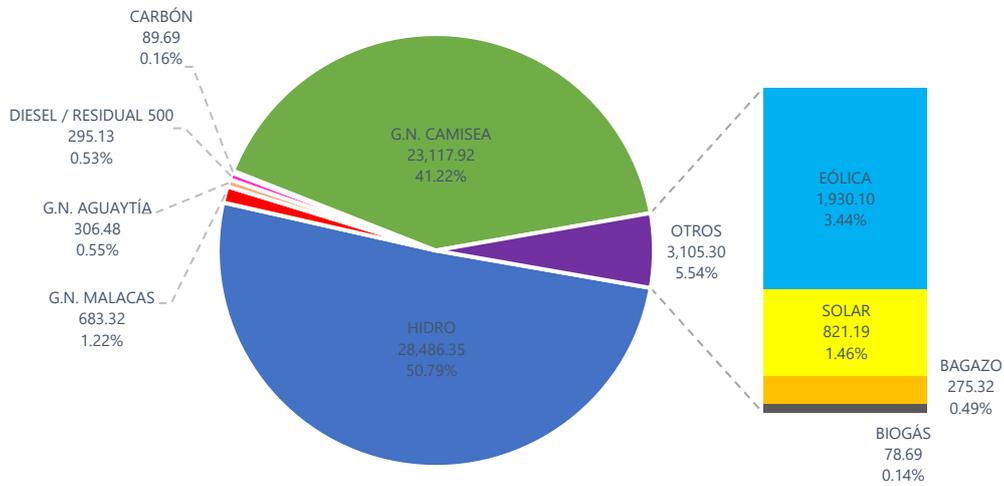
Los sistemas eléctricos de potencia (SEPs) de los países están entrando en una transición energética hacia el uso de tecnologías de generación eléctrica desde recursos de energías renovables (RER) como eólico, solar, biomasa y geotérmico, debido a la necesidad de disminuir la contaminación causada por la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles (gas, carbón y diésel).

El desarrollo de proyectos de generación de energía utilizando recursos renovables en Perú fue estimulado por el Decreto Legislativo 1002, promulgado en 2008. Esta ley fomenta el uso de recursos energéticos como la biomasa, el viento, la energía solar, la geotermia, la energía mareomotriz y las pequeñas centrales hidroeléctricas. El mecanismo comenzó con las licitaciones de subastas RER con contrataciones directamente con el Estado a fin de viabilizar los primeros proyectos eólicos y con prioridad de despacho en el Mercado eléctrico de corto plazo. En el 2019, mediante la modificación del Procedimiento Técnico del COES N.º 26 Cálculo de la Potencia Firme, las centrales RER obtuvieron el reconocimiento de Potencia Firme, lo que permitió la posibilidad de contratación directa con clientes para el suministro de energía.

Como resultado de las normativas de promoción de las centrales RER anteriormente descritas, las centrales eólicas que se encuentran actualmente en operación son Talara de 30 MW, Cupisnique de 81 MW, Marcona 32 MW, Tres Hermanas de 97 MW, Wayra I de 132 MW, Dunas de 18 MW, Huambos de 18 MW y Punta Lomitas de 260 MW y tuvieron una participación del 3.44% del total de producción energética de generación en el 2022 como se muestra en la figura 1.

**Figura 1**

*Participación de producción eléctrica por tipo de recurso energético en el SEIN en el 2022.*

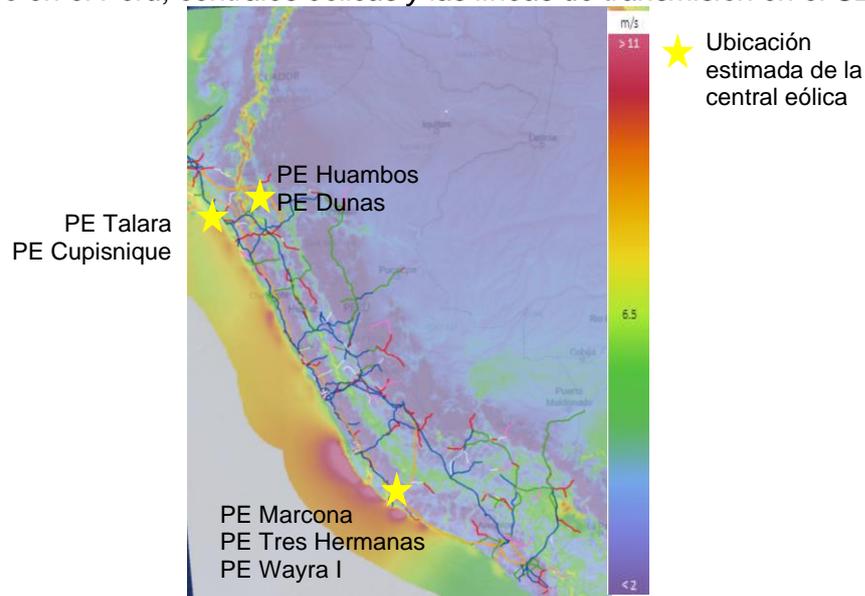


*Nota:* adaptado de COES, 2023. Fuente <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadística?anio=2022>

Existen 22 450 MW en centrales eólicas que pueden ser explotados en todo el Perú (Ministerio de Energía y Minas MEM, 2016, p.1). En la figura 2, se observa el potencial eólico medido en velocidades promedio del viento, con un mayor potencial, especialmente en la Costa, principalmente en Ica y Arequipa, y en el norte, en Piura, Lambayeque y La Libertad, por lo que se consideran como nodos eólicos por la abundancia del recurso. Así mismo, para esta figura se agregaron las líneas de transmisión de alta tensión pertenecientes al SEIN.

## Figura 2

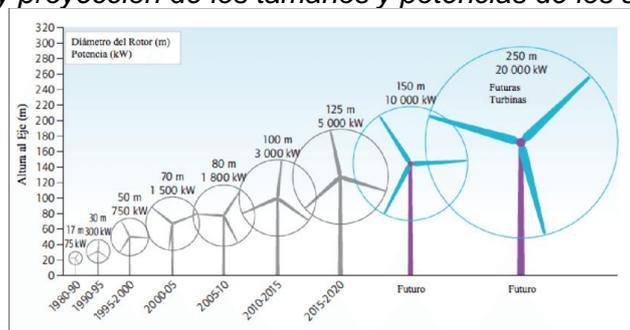
Potencial eólico en el Perú, centrales eólicas y las líneas de transmisión en el SEIN.



Los avances tecnológicos y el aprovechamiento más eficiente del recurso eólico han dado como resultado en los últimos años el aumento progresivo del tamaño de los aerogeneradores con potencias, diámetros de rotores y alturas de buje cada vez mayores como se ve en la figura 3; aerogeneradores más grandes generan más energía y reducen costos de producción. En el 2022 la empresa Vestas presentó el aerogenerador onshore más grande a la fecha de 7.2 MW de tamaño, un diámetro de rotor de 172 m y una altura del buje de 199 metros.

## Figura 3

Evolución histórica y proyección de los tamaños y potencias de los aerogeneradores.



Nota: tomado de IEA, 2013. Fuente [https://iea.blob.core.windows.net/assets/259e726a-348b-4a3c-9580-286eb365c098/Wind\\_2013\\_Roadmap.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/259e726a-348b-4a3c-9580-286eb365c098/Wind_2013_Roadmap.pdf)

Al momento de desarrollar los proyectos de centrales eólicas debido a su extensión (de cientos a miles de hectáreas) pueden existir restricciones ambientales y/o

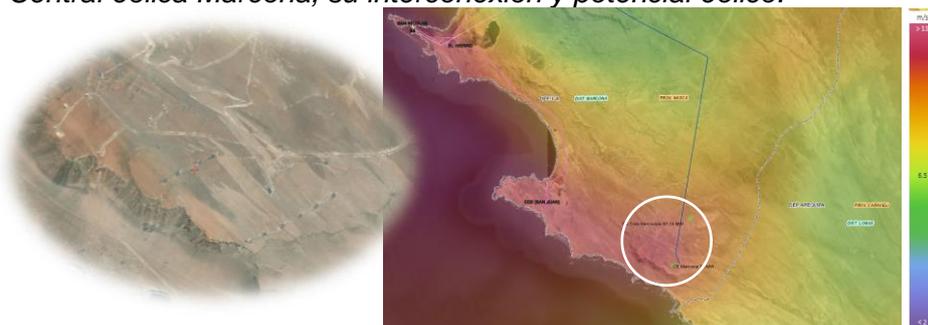
arqueológicas y relacionadas con el tipo de suelo y sus posibles riesgos; para el primer caso, las áreas naturales protegidas normalmente suelen ya estar identificadas al momento de realizarse el desarrollo de los proyectos, al igual que preliminarmente las zonas arqueológicas y que este último se complementa con evaluaciones arqueológicas superficiales en el área del proyecto. Para la determinación de los riesgos de suelo se llevan a cabo el estudio de suelos en el área del proyecto.

Estos estudios evalúan las condiciones geológicas, climáticas, sísmicas, hidrológicas, probabilidad de inundaciones, resistividad del suelo y las condiciones geotécnicas necesarias para la construcción de las redes subterráneas de conexión eléctrica, diseños de cimentaciones de los aerogeneradores, construcción de redes de caminos, plataformas para trabajos de izado, sistema de drenajes y la clasificación de los materiales para reutilización de rellenos.

En la figura 4 se aprecia la ubicación de los aerogeneradores y los caminos internos de la compleja topografía donde se encuentra ubicada la central eólica Marcona en la región de Ica. La central en cuestión se encuentra en una zona de vientos promedios anuales de 10 m/s.

#### **Figura 4**

*Central eólica Marcona, su interconexión y potencial eólico.*



*Nota:* adaptado de Google Earth. Fuente <https://earth.google.com/web/>

El aerogenerador es el componente principal de las centrales eólicas, estos se ubican adecuadamente para la velocidad y dirección del viento específica de la zona. La orientación de los aerogeneradores en relación con la dirección del viento es crítica para maximizar la generación de energía. Para la recolección de esta energía producida se

diseña una red eléctrica habitualmente subterránea desde cada circuito de aerogeneradores hasta la subestación principal. Este tendido de cables subterráneos se realiza en media tensión y tienen longitudes de decenas de kilómetros en medianas grandes centrales eólicas (mayor a 20 MW).

### **Figura 5**

*Tendido de cables de media tensión de una central eólica.*



La instalación de estos cables subterráneos se lleva a cabo dentro de zanjas con características y dimensiones específicas (ver figura 5), se busca que la longitud del cable sea mínima, utilizando trayectos rectos para evitar ángulos agudos y facilitar el acceso.

## **1.2 Descripción del problema de investigación**

### **1.2.1 Situación problemática**

En la actualidad, la generación de energía eléctrica se ha vuelto una prioridad global, con un enfoque creciente en fuentes de energía renovable para abordar la preocupación por el cambio climático y reducir la emisión de gases de efecto invernadero. En este contexto, las centrales eólicas representan una solución importante para la producción de energía a gran escala. Sin embargo, la efectiva integración de la energía eólica en la red eléctrica nacional plantea desafíos, especialmente en lo que respecta al diseño y la implementación de la red de media tensión en estas centrales.

### **1.2.2 Problema a resolver**

El principal problema radica en el diseño óptimo y la implementación efectiva de la red de media tensión en las centrales eólicas para lograr una conexión eficiente a su subestación. Esto implica garantizar una transmisión adecuada de la energía generada por los aerogeneradores, eleva la tensión a niveles idóneos para su integración sin pérdida significativa. Un diseño inadecuado de esta red podría resultar en una ineficiente transmisión de la energía generada, lo que afectaría la capacidad de la central eólica para contribuir de manera óptima al suministro eléctrico nacional. Por lo tanto, es esencial abordar este problema y desarrollar soluciones que aseguren la conexión eficaz de la energía eólica a la red eléctrica, fomenta así la adopción sostenible de energía renovable.

## **1.3 Objetivos del estudio**

### **1.3.1 Objetivo general**

Diseñar la red de media tensión y la disposición de aerogeneradores de una central eólica para su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Caracterizar el recurso eólico del área del proyecto eólico.
- Diseñar la disposición de los aerogeneradores de la central eólica para la explotación del recurso eólico y la evaluación del potencial eólico.
- Diseñar y dimensionar los equipos de transmisión de la red de media tensión de la central eólica.
- Diseñar el sistema de puesta a tierra de la central eólica.
- Elaborar el presupuesto del diseño e implementación de la red de media tensión de la central eólica.

### 1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos

A fin de establecer los indicadores de logro y la métrica correspondientes es necesario definir primero las variables que se requieren evaluar. En tal sentido, las variables a definir son las siguientes:

- X1: Caracterización del recurso eólico y perfil de generación
- X2: Disposición de los componentes de la central y el potencial eólico
- X3: Diseño de equipos de subtransmisión
- X4: Diseño del sistema de puesta a tierra de la central eólica
- X5: Desempeño presupuestal de la red de media tensión

El objetivo general de nivel de logro para los objetivos lo definimos mediante la escala de Likert, que es un conjunto de afirmaciones para calificar el objeto medido. Esta escala permite obtener una puntuación respecto de la afirmación y al final se obtiene una puntuación total que va desde muy malo a muy bueno. Esta metodología de medición fue propuesta por Hernández Sampieri. Los indicadores establecidos en este trabajo son los siguientes (tabla 1):

**Tabla 1**

*Nivel de indicadores y significado.*

Nivel	Rango	Significado
5	9-10	Muy bueno
4	7-8	Bueno
3	5-6	Regular
2	3-4	Malo
1	0-2	Muy malo

En el capítulo 4 se detalla la metodología de evaluación de los indicadores.

### 1.4 Antecedentes investigativos

Sánchez (2021) comprobó mediante el estudio de corrientes de cortocircuito el diseño de equipos que componen la central eólica de 24 MW, al igual que sus celdas de

media tensión. Evaluó mediante el estudio de coordinación de aislamiento, la respuesta de equipos de la subestación frente a transitorios temporales, frente lento y rápido.

La normativa IEC 60502-2 (2014) establece las especificaciones técnicas para cables de baja y media tensión con aislamiento de PVC (cloruro de polivinilo) o XLPE (polietileno reticulado), para uso en instalaciones eléctricas fijas en interiores o exteriores. Esta norma incluye requisitos para las pruebas de resistencia eléctrica, aislamiento, rigidez dieléctrica, tensión, temperatura y flexión.

La normativa IEC 60287-2-1 (2015) proporciona directrices para determinar la capacidad de corriente admisible de los cables aislados con XLPE o EPR en sistemas con tensiones nominales entre 30 kV y 150 kV. La norma establece los procedimientos y fórmulas para calcular capacidad de corriente que pueden soportar los cables aislados, teniendo en cuenta factores como la temperatura ambiente, distancia entre cables, disposición entre los cables en el suelo o en el aire.

Talaya (2020) diseñó un parque eólico Arbequina 50 MW con 12 aerogeneradores de 4.2 MW General Electric GE158, en el interior de cada aerogenerador existe un transformador de 690 V a 30 kV que permite llevar la energía a la subestación Arbequina 30/220 kV. Realizó una descripción general de la red de media tensión conformada por 3 circuitos en los cuales determina la potencia, longitud, corriente, caída de tensión y pérdida de potencia de cada uno, al estar las pérdidas de potencia y caída de tensión por debajo del límite establecido del 2%. Esta red fue dimensionada con cables de 150, 400 y 630  $mm^2$  unipolares del tipo RHZ1 18/30 kV, fabricados con aluminio y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), y recubiertos con una capa exterior de poliolefina termoplástica.

Thyssen (2015) realizó una comparación técnica y económica de dos parques eólicos con red colectora de 33 kV y 66 kV, el rendimiento técnico en términos de pérdidas de potencia activa, capacidades de potencia reactiva, corriente de falla e impacto del uso de taps con los transformadores de los aerogeneradores y en términos de evaluación económica el costo de instalación y producción de energía anual. Los resultados fueron

que en nivel de 66 kV las pérdidas fueron más bajas, alrededor del 50%, aumento de la producción anual de energía en 0.2%, corrientes de fallas más bajas que en 33 kV, sin embargo, en 66 kV se necesitó un aumento en la compensación de potencia reactiva en 2 MVar. Para el caso de los taps de los transformadores concluyó que la posición óptima de taps para velocidades de viento menores la posición óptima era neutral, con velocidades de viento medias a altas la mejor posición de los taps fue de -1 y con velocidades de viento muy altas el nivel óptimo fue de -2. En cuanto a la comparación económica, si bien se requirió mayor inversión en el nivel de 66 kV los costos nivelados de energía resultaron iguales.

## Capítulo II. Marco teórico y conceptual

### 2.1 Marco teórico

#### 2.1.1 Caracterización del recurso eólico

**Origen del viento:** el viento se origina por masas de aire en movimiento debido a gradientes de presión, que son causados por gradientes térmicos resultantes de la radiación solar recibida por la Tierra. Esto hace que las capas de aire caliente asciendan, creando un espacio que es ocupado por capas de aire frío, generando así el movimiento de las capas de aire. La velocidad del viento es influenciada por diversas fuerzas: gravedad, gradiente de presión, la fuerza de Coriolis y la fricción (Villarrubia 2013, p. 33).

**Gradiente horizontal de presión:** es el cambio de presión atmosférica a lo largo de una distancia. En los mapas meteorológicos, este gradiente se representa mediante isobaras, que son líneas que unen con igual presión.

**Rugosidad del terreno:** la longitud de rugosidad del terreno representado por  $z_o$ , determina la altura a la cual la velocidad media del viento en un área es cero. En superficies lisas la longitud de rugosidad tiene valores pequeños, mientras que en sitios con obstáculos como bosques o edificios tiene un valor más grande. La tabla 2 clasifica la longitud de rugosidad según el tipo de terreno, el índice de energía que representa la disponibilidad de energía eólica, sin considerar las pérdidas debido a la rugosidad y la clase de rugosidad (clasificación del Mapa Eólico Europeo).

**Tabla 2***Clases y longitudes de rugosidades del terreno.*

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad ( $z_0$ )	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0.0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa.
0.5	0.0024	73	Pistas de hormigón, césped
1	0.0300	52	Campos abiertos, sin cercados ni cestos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas.
1.5	0.055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 1250 m.
2	0.100	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 500 m.
2.5	0.200	31	Campo con muchas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 250 m.
3	0.400	24	Pueblos, bosques y terreno accidentado desigual.
3.5	0.800	18	Ciudades con edificios altos.
4	1.600	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

*Nota:* tomada de Villarrubia, 2013. Fuente [https://web.institpp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieri%CC%81a%20de%20la%20Energi%CC%81a%20Eo%CC%81lica%20\(Villarrubia\).pdf](https://web.institpp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieri%CC%81a%20de%20la%20Energi%CC%81a%20Eo%CC%81lica%20(Villarrubia).pdf)

**Variación del perfil vertical de la velocidad del viento:** en la capa atmosférica superficial, la superficie terrestre ejerce una fricción que reduce la velocidad del viento. Esta velocidad tiende a aumentar a medida que se asciende de altitud (Guevara, 2013, párr. 5). La relación entre la altura y la velocidad del viento puede ser representadas mediante el modelo matemático Perfil Logarítmico. Se calcula según la ecuación 1.

$$v' = v \cdot \frac{\ln\left(\frac{h'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (1)$$

Donde

- $v, v'$ : velocidades medias diez minutales a las alturas  $h$  y  $h'$  respectivamente (m/s)
- $z_0$ : rugosidad del terreno (m)

Como se observa, el perfil logarítmico tiene en cuenta la influencia del terreno y la rugosidad. Existen otros modelos como la Ley Exponencial de Hellman que se presenta según la ecuación 2.

$$\frac{v'}{v} = \left(\frac{h'}{h_0}\right)^\alpha \quad (2)$$

Donde:

- $\alpha$ : Coeficiente de fricción o exponente de Hellman

El coeficiente de fricción varía en función de la rugosidad del terreno. Para valores de  $z_o \leq 0.1m$ , una fórmula aproximada útil es la ecuación 3:

$$\alpha = 0.24 + 0.04 \cdot \ln z_o + 0.003 \cdot (\ln z_o)^2 \quad \text{para } z_o \leq 0.1 \text{ m} \quad (3)$$

En terrenos con de clase de rugosidad 1 para la explotación eólica, el valor de  $\alpha$  se aproxima a 1/7.

A partir de la fórmula de Justus-Mikjail (ecuación 4) puede obtenerse una estimación de  $\alpha$  cuando solo se dispone la velocidad media anual medida a una altura.

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln v}{1 - 0.088 \cdot \ln (h/10)} \quad \text{para } 0.05m < z_o < 0.5 \text{ m} \quad (4)$$

Aunque la consideración del coeficiente  $\alpha$  como una aproximación global es aceptada, su uso puede llevar a ajustes inadecuados cuando cambian las condiciones (tipo de terreno por donde pasa el viento, altitud, la hora del día, la estación del año, dirección del viento, entre otros) en las que se encuentra el recurso eólico (Puerta, 2018, p. 25).

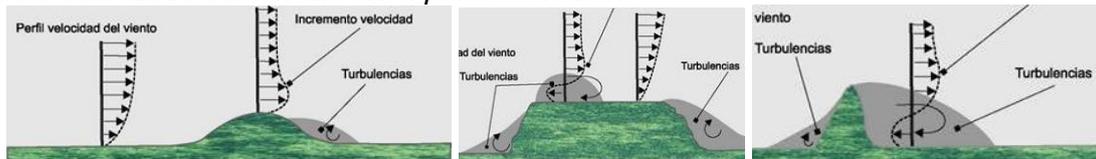
En ambos casos, estos cálculos son válidos únicamente para terrenos llanos y homogéneos. Se considera plano si las variaciones de altura entre el punto de referencia y los alrededores de un radio de 12 000 m son menores de 60 m y si la relación entre la altura y el ancho de las elevaciones en un radio de 4 km es inferior a 0.02 (Mur, 2008, p.18).

**Influencia del relieve del terreno y obstáculos:** se define la turbulencia como una variación instantánea o desviación con respecto al valor promedio de la velocidad del viento en una determinada área.

El relieve del terreno y los obstáculos tienen una gran influencia en la velocidad del viento, en su mayoría negativas puesto a que modifican el perfil de viento. En la figura 6 se observa como el perfil de viento sufre variaciones encima y en la parte posterior de un obstáculo, apareciendo turbulencias alrededor de ella.

### Figura 6

*Efecto del relieve del terreno en el perfil de viento.*



Nota: tomado de IEA, 2013. Fuente <http://energyprofessionalsymposium.com/?p=36651>

El relieve del terreno, como montañas y valles, pueden causar desviación y la desaceleración del viento y el incremento de turbulencias. Los obstáculos como edificios o arbolados crean una zona de arrastre detrás de ellos (figura 7), lo que puede reducir la velocidad del viento.

### Figura 7

*Efecto del obstáculo en el flujo de viento.*

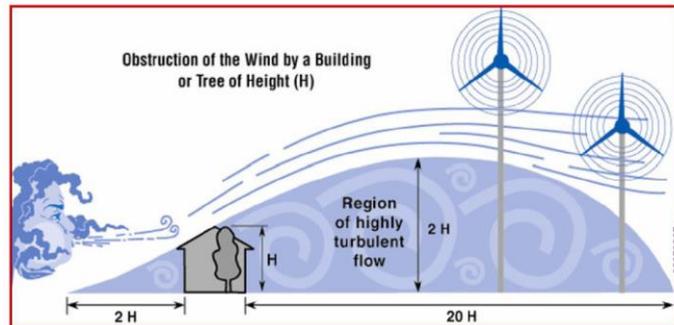


Nota: tomado de Villarrubia, 2013. Fuente [https://web.instipp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieri%CC%81a%20de%20la%20Energi%CC%81a%20Eo%CC%81lica%20\(Villarrubia\).pdf](https://web.instipp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieri%CC%81a%20de%20la%20Energi%CC%81a%20Eo%CC%81lica%20(Villarrubia).pdf)

Las turbulencias pueden ser causadas tanto en la parte delantera (barlovento) como la parte posterior al obstáculo (sotavento), alcanza una longitud horizontal de 2 veces la altura del obstáculo para en barlovento y entre 10 a 20 veces la altura del obstáculo en sotavento (figura 8).

**Figura 8**

*Zonas de perturbación y turbulencia debido a un obstáculo.*

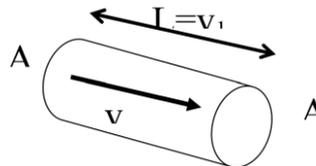


Nota: tomado de Four winds energy. Fuente <http://www.four-winds-energy.com/wind.html>

**Potencial eólico disponible en el viento:** cuando un objeto obstaculiza el paso del viento, la energía cinética del viento se transfiere al objeto. La cantidad de energía que contiene el viento depende de su velocidad y masa, por lo que, cuanto más rápido sople el viento, más energía tendrá disponible. Considerando el viento como un flujo laminar que incide perpendicularmente sobre la sección transversal de un cilindro (figura 9) a una velocidad específica, la energía cinética de ese flujo viene dada de la ecuación 5.

**Figura 9**

*Potencia generada por una corriente de viento.*



Nota: tomado de Mur, 2008. Fuente

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad (5)$$

Donde:

- $E_c$ : energía cinética del viento (J)
- $m$ : masa del viento (kg)
- $v$ : velocidad del viento (m/s)

La masa contenida en la sección transversal de un volumen de control “V” es la ecuación 6.

$$m = \rho \cdot A \cdot L \quad (6)$$

Donde:

- $\rho$ : densidad del viento
- $A$ : área de sección transversal del volumen de control
- $L$ : longitud del volumen de control

Se sabe que la velocidad del viento  $v$  queda expresado en la ecuación 7:

$$v = \frac{dL}{dt} \quad (7)$$

Por lo que se deriva la expresión ecuación 6 y se reemplaza la ecuación 7 se tiene la ecuación 8:

$$\frac{dm}{dt} = \rho \cdot A \cdot v = \dot{m} \quad (8)$$

Por otro lado, se considera que la potencia está definida por la ecuación 9:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 \quad (9)$$

Se reemplaza finalmente las ecuaciones 8 y 9 se tiene la ecuación 10:

$$P = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (10)$$

De esta última ecuación se pueden desprender importantes conclusiones que lo veremos más adelante para el caso de los aerogeneradores.

- La potencia eólica disponible es directamente proporcional al cubo de la velocidad, por lo que es crucial elevar el rotor de la turbina a una mayor altura sobre el nivel del suelo (Betanco J., 2019).
- La potencia disponible es directamente proporcional al área considerada, lo que significa que depende del cuadrado del diámetro del círculo barrido por las patas del rotor en el volumen de control.

- La energía eólica tiene una relación directa con la densidad de aire. Para determinar esta densidad considerando la temperatura y la elevación, se puede emplear una fórmula aproximada, detallada en la ecuación 11:

$$\rho = 1.225 \cdot \left( \frac{288}{T^\circ + 273} \right) \cdot e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)} \quad (11)$$

Donde:

- $\rho$ : densidad del aire ( $kg/m^3$ )
- $T^\circ$ : temperatura en grados Celsius ( $^\circ C$ )
- $h$ : altitud (m)

La potencia eólica es mayor en ambientes fríos que en cálidos, debido a la mayor densidad del aire. Asimismo, a una temperatura constante, las zonas a niveles del mar ofrecen mayor densidad de potencia que las ubicadas a mayor altitud, ya que la densidad atmosférica disminuye con la elevación.

Para el caso de los aerogeneradores con control de ángulo de ataque (pitch regulation) (Jaramillo, 2013, p.25) se debe aplicar la corrección de acuerdo la ecuación 12:

$$V_c = \frac{V_{ref}}{\left(\frac{\rho}{\rho_{ref}}\right)^{1/3}} \quad (12)$$

Donde:

- $V_c$ : velocidad del aire corregida (m/s)
- $V_{ref}$ : velocidad del aire a la densidad de referencia en (m/s)
- $\rho$ : densidad del aire a la altura y temperatura promedio de estudio ( $kg/m^3$ )

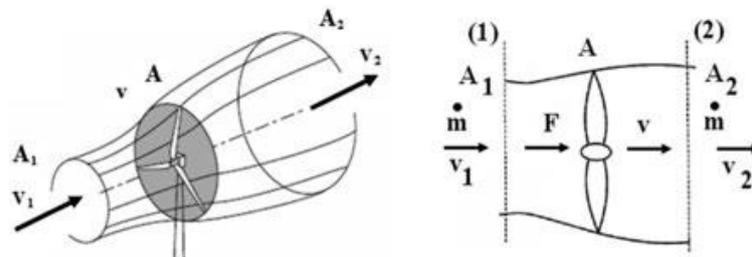
Se planea demostrar que, por diversos factores límites (como el límite de Betz, pérdidas aerodinámicas y mecánicas, y la eficiencia del generador eléctrico), solo es factible aprovechar entre el 45% y 50% de la energía eólica disponible en la práctica.

**Potencial eólico disponible en el viento por límite de Betz:** el teorema de Betz es un concepto aerodinámico que establece el máximo rendimiento teórico que se puede obtener de un rotor inmerso en un flujo de aire. Se basa en la conservación de la energía y el movimiento angular en el flujo de aire a través del rotor.

Sea un flujo de aire que atraviesa el área  $A$  barrida por un rotor (figura 10). El aire se considera como fluido incompresible (densidad constante), dado que las variaciones de presión y temperatura son pequeñas.

**Figura 10**

*Flujo de viento.*



*Nota:* tomado de Villarrubia, 2013. Fuente [https://web.instipp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieri%CC%81a%20de%20la%20Energia%CC%81a%20Eolica%20\(Villarrubia\).pdf](https://web.instipp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieri%CC%81a%20de%20la%20Energia%CC%81a%20Eolica%20(Villarrubia).pdf)

Según la ecuación de continuidad de la ecuación 13:

$$v_1 \cdot A_1 = v_2 \cdot A_2 \quad (13)$$

La fuerza  $F$ , que el fluido realiza sobre el rotor, se calcula a partir de la variación de la cantidad de movimiento del fluido, expresado en la ecuación 14:

$$\begin{aligned} F &= \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) & (14) \\ &= \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \end{aligned}$$

De las ecuaciones del teorema de Bernoulli, entre  $A_1$  y la sección anterior del disco se tiene la ecuación 15:

$$P_1 + \frac{1}{2} \rho \cdot v_1^2 = P + \frac{1}{2} \rho \cdot v^2 \quad (15)$$

Entre la sección posterior del disco y  $A_2$  se tiene la ecuación 16:

$$P + \frac{1}{2} \rho \cdot v^2 = P_2 + \frac{1}{2} \rho \cdot v_2^2 \quad (16)$$

De las presiones se tiene la ecuación 17:

$$P_1 = P_2 \quad (17)$$

De las ecuaciones 15, 16 y 17, la fuerza sobre el rotor será la expresión de la ecuación 18:

$$F = \frac{1}{2}(\rho v_1^2 - \rho v_2^2) = \rho v \cdot (v_1 - v_2) \quad (18)$$

Se despeja  $v$  y se obtiene la ecuación 19:

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \quad (19)$$

La potencia capturada por el rotor se calcula multiplicando la fuerza que el viento ejerce sobre el rotor por la velocidad del fluido en el rotor, como se describe en la ecuación 20 y donde se reemplazan las ecuaciones 18 y 19, se obtiene la ecuación 21.

$$P = F \cdot v \quad (20)$$

$$P = \frac{1}{4} \rho \cdot A (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (21)$$

La condición de máxima potencia se determina al derivar la ecuación 21 respecto de la velocidad mostrada en la ecuación 22:

$$\frac{dP}{dv} = 0 \quad (22)$$

Por lo que en la ecuación 23, se ve que la máxima potencia se alcanza para el siguiente valor:

$$v_2 = \frac{v_1}{3} \quad (23)$$

Se reemplaza la ecuación 23 en la ecuación 21 se obtiene la ecuación 24:

$$P_{max} = \frac{8}{27} \rho \cdot A \cdot v_1^3 = 0.593P \quad (24)$$

De esta manera, se explica teóricamente se puede extraer solo el 59.3% de la energía cinética disponible. Se debe tener en cuenta que existen limitaciones para aplicar la teoría de Cantidad de Movimiento:

- No considera efectos viscosos del viento
- No se toma en cuenta la forma del rotor, solo como un disco poroso y fijo de espesor despreciable.
- No tiene en cuenta el giro del rotor ni el par motor del rotor.
- Se realiza en régimen estacionario, no se consideran ráfagas ni otras variables que dependan del tiempo.

**Estadística del viento, ley de Weibull:** esta ley describe el comportamiento de las velocidades del viento en un lugar y altura específicos durante un periodo de tiempo, por lo general a mediano y largo plazo. La distribución de probabilidad de la velocidad del viento sigue una función de densidad de probabilidad de Weibull, que se expresa con dos parámetros:  $k$  y  $c$ , y se expresa con la ecuación 25:

$$p(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (25)$$

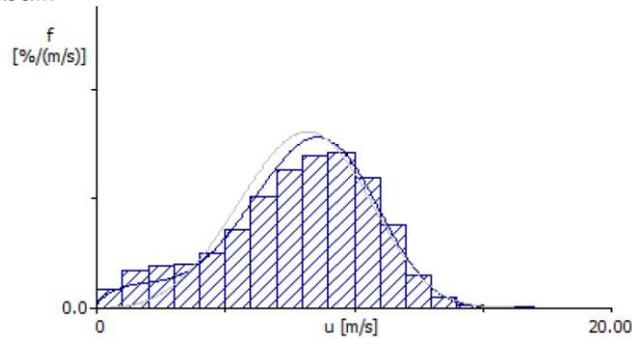
Donde:

- $v$ : velocidad del viento (m/s)
- $p(v)$ : función densidad de probabilidad de Weibull
- $c$ : factor de escala (m/s)
- $k$ : factor de forma

La figura 11 muestra una distribución real de velocidades y la aplicación de la ley de Weibull ajustada.

## Figura 11

Distribución de Weibull.



**Cálculo de los parámetros de Weibull.** Para la obtención de los parámetros de Weibull se aplicará el método de los mínimos cuadrados a través de la distribución acumulada  $F(v)$  de la ecuación 26:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (26)$$

Se aplica dos veces el logaritmo neperiano en la ecuación 26 da como resultado la ecuación 27:

$$\ln[-\ln \cdot (1 - F(v))] = k \cdot \ln v - k \cdot \ln c \quad (27)$$

Se ajusta por mínimos cuadrados a una recta de tipo  $Y = kX + B$  se tiene la ecuación 28:

$$Y = \ln[-\ln (1 - F)] \quad (28)$$

De las ecuaciones 27 y 28 se tiene:

$$X = \ln v \quad (29)$$

$$B = -k \ln c \quad (30)$$

Se despeja  $c$  da como resultado la expresión de la ecuación 31:

$$c = e^{-(B/k)} \quad (31)$$

Se concluye que  $k$  es la pendiente de la recta de regresión. Se observa que  $c$  está en función del intercepto  $B$  y  $k$ .

Donde es posible hallar  $k$  y  $B$  expresadas en las ecuaciones 32 y 33:

$$k \quad (32)$$

$$= \frac{\sum f_i x_i y_i - (\sum f_i x_i)(\sum f_i y_i)}{\sum f_i x_i^2 - (\sum f_i x_i)^2}$$

$$B = \sum f_i \cdot y_i - k \cdot \sum f_i \cdot x_i \quad (33)$$

**Propiedades de la función de Weibull:** el momento n-ésimo de la distribución de Weibull se define mediante la ecuación 34:

$$\int_0^{\infty} v^n \cdot p(v) dv = c^n \quad (34)$$

$$\cdot \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right)$$

La densidad de probabilidad alcanza su máximo o moda para la velocidad  $v_m$  determinada por la ecuación 35:

$$\frac{v_m}{c} = \left(\frac{k-1}{k}\right)^{1/k} \quad (35)$$

La probabilidad de que la velocidad del viento sea menor o igual a un valor  $V$ , está dada por la distribución acumulada  $F$ , que se describe en la ecuación 36:

$$p(v) = \frac{dF}{dv} \quad (36)$$

Se integra la ecuación 37:

$$F(v \leq V) = \int_0^v p(v) dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (37)$$

La distribución acumulada complementaria  $F'$  expresada en la ecuación 38 permite calcular la frecuencia acumulada de las velocidades que son mayores o iguales a un cierto valor  $V$ :

$$F'(v \geq V) = 1 - F(v \leq V) \quad (38)$$

$$= e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

La probabilidad de que la velocidad  $v$  se encuentre entre dos valores  $v_1$  y  $v_2$  es expresado en la ecuación 39:

$$\begin{aligned}
P(v_1 \leq v \leq v_2) &= \int_{v_1}^{v_2} p(v)dv = F(v_2) - F(v_1) \\
&= F'(v_1) - F'(v_2)
\end{aligned} \tag{39}$$

Por lo tanto, la ecuación 38 en la ecuación 39 se tiene la ecuación 40:

$$P(v_1 \leq v \leq v_2) = e^{-\left(\frac{v_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_2}{c}\right)^k} \tag{40}$$

**Parámetros estadísticos de la distribución de velocidad:** la velocidad media anual  $\langle v \rangle$ , la mediana  $\tilde{v}$  y la varianza  $\sigma^2$ , para una distribución se calculan según las ecuaciones 41, 42 y 43 respectivamente:

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} v \cdot p(v)dv = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \tag{41}$$

$$\tilde{v} = c \cdot (\ln 2)^{1/k} \tag{42}$$

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^2 \tag{43}$$

**Parámetros de Interés para cálculos energéticos:** un parámetro clave es la media anual del cubo de las velocidades  $\langle v^3 \rangle$  expresado en la ecuación 44:

$$\langle v^3 \rangle = \int_0^{\infty} v^3 \cdot p(v)dv = c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \tag{44}$$

A partir de la relación del cubo de velocidad media anual y la media anual del cubo de las velocidades, se obtiene el factor de energía, representado en la ecuación 45:

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \tag{45}$$

Otro parámetro que se puede calcular es la relación entre la desviación estándar y la velocidad media anual con la ecuación 46:

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[ \frac{\Gamma \left( 1 + \frac{2}{k} \right)}{\Gamma^2 \left( 1 + \frac{1}{k} \right)} - 1 \right]^{1/2} \quad (46)$$

**Obtención y tratamiento de datos de viento:** el propósito principal de la medición de los parámetros del viento es proporcionar los datos necesarios para establecer el tipo de tecnología a utilizar en la conversión de la energía eólica.

Los instrumentos para aplicaciones de medición de la energía eólica son:

- Anemómetros, que posibilita la medición de la velocidad del viento
- Veletas, que posibilita la medición de la dirección del viento
- Sensores de temperatura y presión para la medición de temperatura y presión ambiente del aire
- Sistema de registro, comúnmente Data Logger

**Anemómetro:** equipo meteorológico para medir la velocidad del viento. Es usado principalmente el anemómetro de cazoletas o de molinete, cuyas tres aspas están constituidas por cazoletas sobre las cuales actúa la fuerza del viento (figura 12, izquierda). La velocidad de rotación es directamente proporcional a la velocidad del viento. Las rotaciones pueden medirse midiendo la tensión instantánea de un pequeño generador eléctrico conectado al eje de la rueda de cazoletas, o a un interruptor optométrico y midiendo la salida.

## Figura 12

*Anemómetro y veleta.*



**Veleta:** dispositivo que gira en un eje, consta de una placa que gira libremente, un señalador que indicará la dirección predominante del viento (figura 12, derecha). El diseño de una veleta es tal que el peso está distribuido equitativamente a cada lado del eje pivotante así el puntero pueda moverse libremente en su eje, pero el área de superficie está dividida desigualmente, el lado con el área superficial de mayor envergadura es soplado por el viento, así el lado menor, con el puntero, es pivotado para ponerse de cara a la dirección del viento.

**Sensor de presión (barómetro):** el sensor de presión es un sensor de presión absoluta que proporciona una señal de salida de alto nivel de la tensión que es proporcional a la presión atmosférica absoluta (figura 13, izquierda).

## Figura 13

*Sensor de presión y temperatura.*



**Sensor de temperatura:** el sensor sirve para recoger los datos de la temperatura para los cálculos de la densidad del aire y supervisar temperatura del aire en los sitios alejados. (figura 13, derecha).

**Datalogger:** es un dispositivo electrónico que registra datos en el tiempo en relación con la ubicación ya sea con un sistema incorporado en el instrumento o sensor o por medio de instrumentos y sensores externos, accionado por batería portátil, y equipado con un microprocesador, una memoria interna para almacenamiento de datos y de funcionamiento de los sensores.

Uno de los principales beneficios del uso de registradores de datos es la capacidad para recopilar automáticamente datos sobre una base de 24 horas. En este caso se programará un registro diez minutil de todas las variables. Esto permite obtener una imagen completa y precisa de las condiciones ambientales que se controlan, tales como la temperatura del aire y la humedad relativa.

A continuación, se presentan los tratamientos de los datos obtenidos.

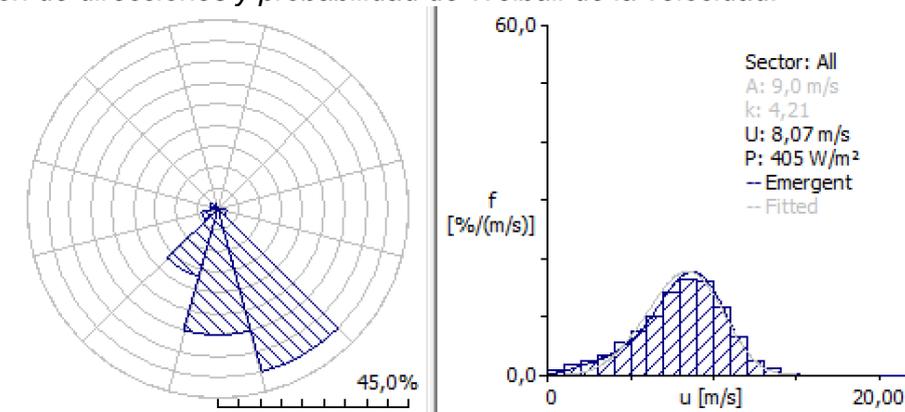
**Distribución de probabilidad de direcciones:** la distribución de las direcciones del viento es crucial para determinar la ubicación de los aerogeneradores en terrenos no uniformes o cuando se agrupan varios de ellos. Además, es esencial para entender la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe adaptarse el sistema de orientación de la máquina.

La representación más común de esta distribución es la rosa de vientos, que resulta útil para mostrar el porcentaje de tiempo que el viento sopla en una dirección determinada. La figura 14 ilustra la rosa de vientos de una torre de medición.

**Distribución de probabilidad de velocidades:** la distribución de las velocidades de viento es fundamental para estimar el potencial eólico disponible, así como otros parámetros energéticos relevantes. Por ello, además de representar las frecuencias de los datos experimentales de manera discreta, se busca ajustar una curva a estos datos, como la distribución de Weibull.

**Figura 14**

*Distribución de direcciones y probabilidad de Weibull de la velocidad.*



### **2.1.2 Disposición de los aerogeneradores**

**Modelos para el análisis de producción:** para el análisis de producción de las centrales eólicas se utilizan modelos en donde se resuelven las ecuaciones de movimientos de fluidos (masa, cantidad de movimiento, energía y fracción másica de vapor de agua) alrededor de una configuración más o menos compleja. En general se utilizan programas comerciales entre los que se destacan los siguientes:

**Modelos linealizados de flujo de potencial:** Softwares como WAsP, WindPRO, GH WindFarmer, WindaFarm y OpenWind.

**Modelos que solucionan ecuaciones complejas CFD:** Software como Fluent, CFX, PHOENICS, WindSim, Meteodyn WT.

El modelo utilizado para analizar el potencial eólico del emplazamiento objeto de este trabajo y para calcular las producciones que se obtendrán es el WAsP.

El modelo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) fue desarrollado por el laboratorio danés Riso National Laboratory. Este programa informático ha sido creado con el propósito de hacer estimaciones climáticas del viento, con especial hincapié en las aplicaciones energéticas eólicas. Además, puede ser utilizado en otros campos donde se empleen las extrapolaciones horizontal y vertical de los datos de viento.

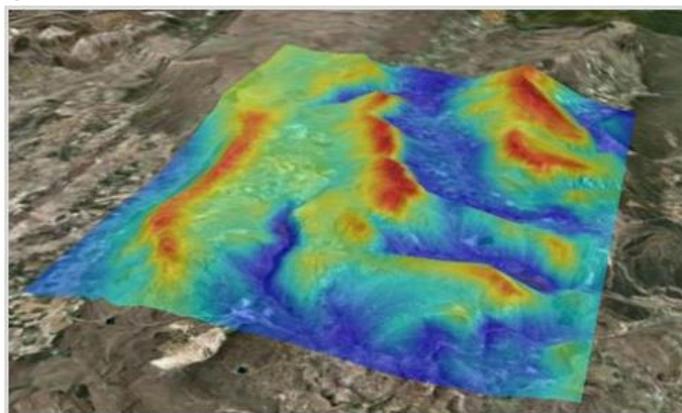
En la figura 16 se presenta un diagrama de flujo para el uso del software, el cual se explica a continuación.

A partir de las series temporales de velocidad y dirección del viento en bruto se tendrá que realizar un análisis de ellos, verificando que la data esté completa, que se tenga data para el periodo deseado. Luego con la herramienta WAsP Climate Analyst se genera la climatología del viento con la creación de los histogramas para cada uno de los doce sectores de azimut (figura 14) y dando las frecuencias de aparición de las velocidades del viento, en intervalos de 1 m/s. Por otro lado, se ingresa la topografía de la zona en la herramienta WAsP Map Editor para la generación de las curvas de nivel y la rugosidad del terreno. Como paso final el módulo WAsP puede calcular la distribución de velocidades en las posiciones de los aerogeneradores y la energía asociada a cada una de ellas. Se puede extraer de ellos valores de los parámetros de Weibull  $c$  y  $k$  para cada sector de azimut, así como la frecuencia del sector (figura 14).

El módulo de WAsP tiene en cuenta la curva de potencia del aerogenerador seleccionado, la estimación de la climatología del viento y la orografía para la generación de los mapas de recurso eólico (figura 15), es posible la obtención de la velocidad promedio del viento, la producción anual de energía y el factor de planta en bruto.

### **Figura 15**

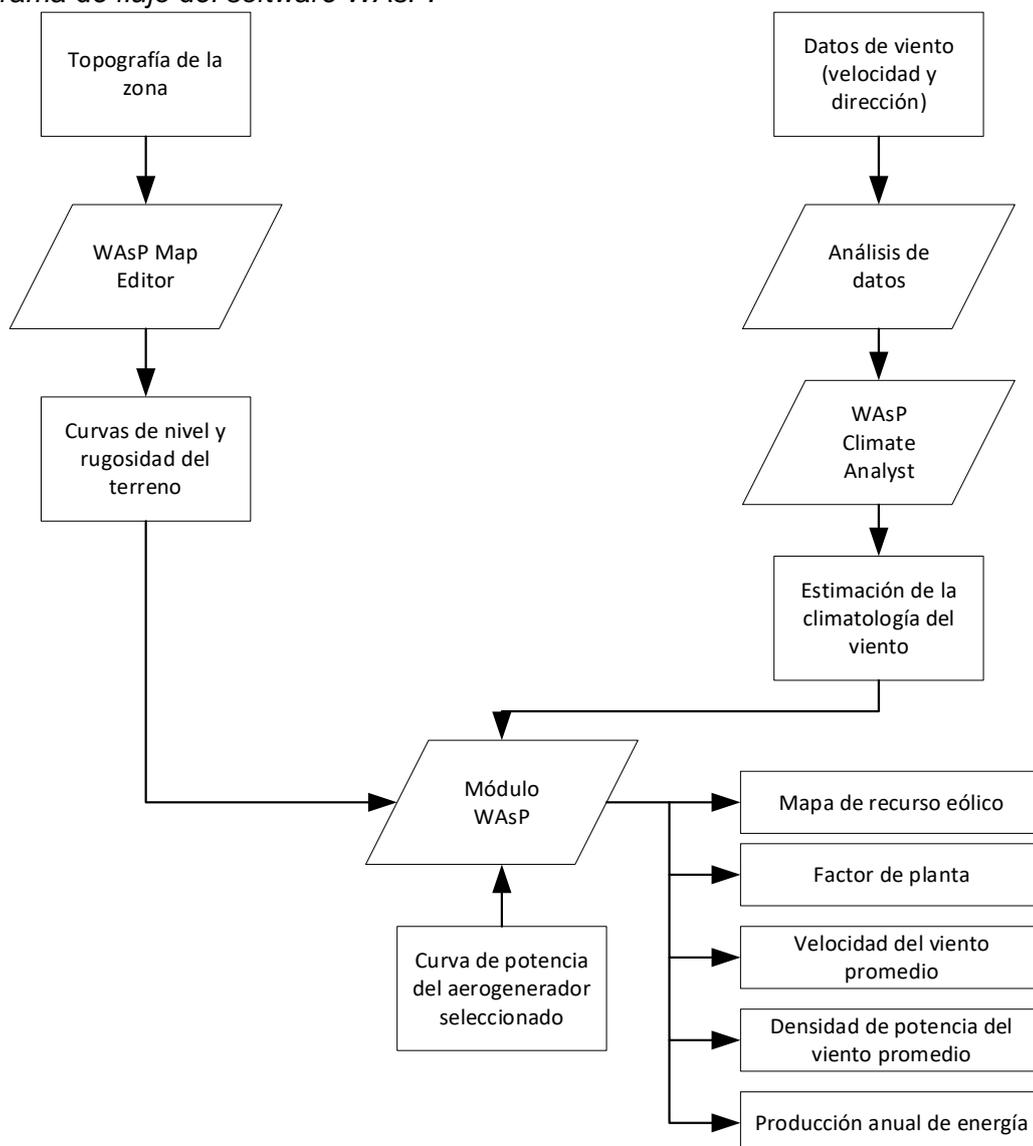
*Atlas eólico en WAsP.*



*Nota:* tomado de Ereda. Fuente <http://www.ereda.com/soluciones/energia-eolica/>

**Figura 16**

*Diagrama de flujo del software WAsP.*



*Nota:* adaptado de WAsP, 2010. Fuente [www.wasp.dk](http://www.wasp.dk)

**Modelos de estela:** el modelo de la central eólica con turbinas mixtas se basa en un modelo matemático de la estela detrás de una turbina eólica (Jensen, 1983, p. 5) y luego ampliado a centrales eólicas reales por Katic et al. (1987, p. 408). El modelo utiliza la teoría del déficit de cantidad de movimiento prediciendo el campo de flujo: suponiendo que la estela se expande de manera detrás del rotor.

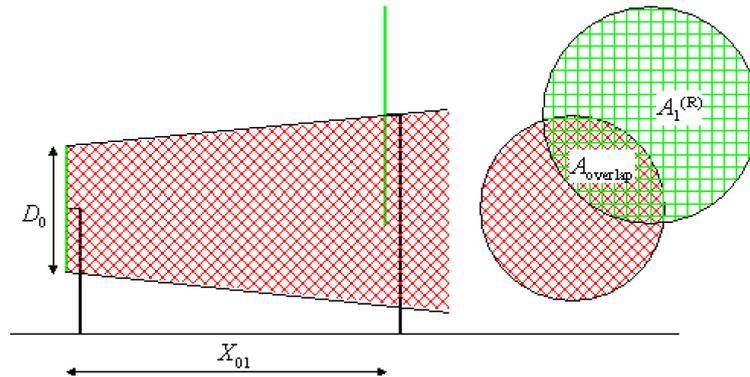
El modelo supone que la línea central de la estela en expansión sigue el terreno, y las diferentes alturas de buje y diámetros de rotor se tienen en cuenta mediante la fracción superpuesta de una estela con un plano de rotor a favor del viento (WAsP, 2010). Debido

a la simplicidad del modelo, el terreno debe ser relativamente homogéneo para evitar grandes efectos de aceleración, etc.

Se presenta el campo de flujo y la geometría de la central eólica utilizada (figura 17) para el modelo a fin de calcular la producción del aerogenerador.

**Figura 17**

*Campo de flujo y geometría para el efecto estela.*



Nota: fuente WAsP, 2010. Fuente www.wasp.dk

La velocidad del viento es calculada con la siguiente ecuación 47:

$$\delta V_{01} = U_0 \cdot \left[ (1 - \sqrt{1 - C_t}) \cdot \left( \frac{D_0}{D_0 + 2 \cdot k \cdot X_{01}} \right)^2 \right] \quad (47)$$

$$\cdot \frac{A_{overlap}}{A_1^{(R)}}$$

Donde:

- $U_0$ : Velocidad del viento no perturbado
- $D_0$ : Diámetro del rotor
- $C_t$ : Coeficiente de empuje
- $X_{01}$ : Distancia horizontal a favor del viento
- $k$ : Constante de disminución de la estela obtenido por la ecuación 48:

$$k = \frac{A}{\ln(h/z_o)} \quad (48)$$

Donde:

- $h$ : Altura respecto al nivel del suelo

- $z_0$ : longitud de la rugosidad de la superficie
- $A$ : Constante igual a 0.5

**Coefficiente de empuje:** parámetro utilizado para describir la eficiencia de un aerogenerador, dado que representa la capacidad del aerogenerador para aprovechar la energía cinética del viento y convertirla en energía eléctrica. Este coeficiente depende de varios factores como la geometría del rotor, velocidad del viento y las características de la superficie de las palas del rotor. Se define mediante la ecuación 49:

$$C_t = \frac{2 \cdot F_T}{\rho \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_0^2 \cdot U_0^2} \quad (49)$$

Donde:

- $F_T$ : Altura respecto al nivel del suelo
- $\rho$ : longitud de la rugosidad de la superficie

### 2.1.3 Tecnología eólica: aerogeneradores

La tecnología eólica basada en aerogeneradores se caracteriza por aprovechar la energía cinética del viento mediante palas aerodinámicas que la transforma en energía cinética rotatoria que hace girar un eje en el cual está ubicado un generador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Los aerogeneradores pueden clasificarse del siguiente modo (tabla 3):

**Tabla 3**

*Clasificación de aerogeneradores.*

División	Subdivisión	Característica principal
Según la posición del eje de giro	Vertical (VAWT)	Caracterizado por poseer bajas potencias, hasta 10 kW.
	Horizontal (HAWT)	Potencias hasta 9.5 MW con una altura promedio de 200 m.
Según el número de palas	1, 2, 3, 4...	Las de 3 palas tiene mayor difusión por su ventaja costo-eficiencia.

Según su velocidad	De velocidad fija	Velocidad fija con generador asíncrono conectado directamente a la red y con compensación reactiva.
	De velocidad variable	Velocidad variable con generador asíncrono conectado a la red por medio de un convertidor de potencia para igualar la frecuencia de la red.
Según el tipo de generador	Generador síncrono de imanes permanentes	No cuentan con multiplicadora, no usa anillos deslizantes. Se conecta mediante el convertidor de potencia.
	Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)	Los devanados del estator están conectados directamente a la red y el rotor mediante el convertidor de potencia. Cuentan con multiplicadora y usan anillos deslizantes.
Según la ubicación del centro de transformación	Externo	Centro de transformación ubicado en la parte externa del aerogenerador a nivel del piso.
	Interno	Centro de transformación ubicado dentro de la nacelle.
Según el emplazamiento	Offshore	Aerogenerador ubicado en el fondo marino.
	Onshore	Aerogenerador ubicado sobre la superficie terrestre.

La referencia del tipo de aerogenerador para el presente documento será para un tipo de aerogenerador instalado en el sur del Perú, onshore, de eje horizontal de 3 palas, velocidad variable, con generador de inducción doblemente alimentado y con centro de transformación externo.

**Componentes del aerogenerador:** los componentes principales de un aerogenerador son: el rotor, la nacelle y la torre. Dentro de la nacelle (figura 18) se ubican los componentes electromecánicos principales, también llamados “tren de potencia” y son el eje lento, multiplicadora, eje rápido y generador.

**Rotor:** convierte la energía cinética del viento en energía cinética de rotación en su eje. Está conformada por las palas (diseñado con un perfil para maximizar su eficiencia aerodinámica), el hub (elemento en el cual se unen las palas y el eje principal) y la nariz (que evita las turbulencias en la parte frontal del rotor).

**Eje lento:** transfiere la energía cinética del viento capturada por el rotor mediante las palas en forma de energía cinética angular hasta la multiplicadora. Dentro de él están los frenos dinámicos.

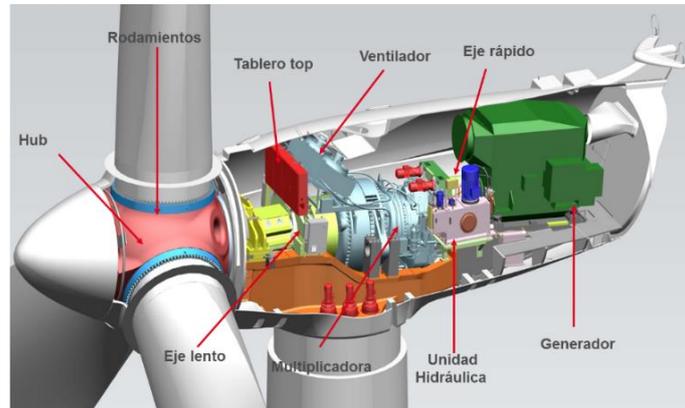
**Multiplicadora:** la cual adapta la baja velocidad de rotación del eje del rotor de la turbina a una mayor velocidad operacional de operación del generador mediante engranajes, la relación de multiplicación ronda por 1:100.

**Eje rápido:** a través de este eje, la multiplicadora transfiere su energía al generador acoplado. Gira aproximadamente a 1 400 rpm. Al igual que el eje lento, está equipado con un freno de disco mecánico.

**Generador:** transforma la energía mecánica a energía eléctrica. Genera tensión eléctrica en 690 o 12 000 V. Esta energía es transportada hasta la base de la torre del aerogenerador.

## Figura 18

*Componentes dentro de la nacelle.*



**Torre:** la torre dependiendo de la altura del aerogenerador puede ser de concreto o de acero (por lo general hasta los 90 m son de acero y superior a ese valor son de concreto). En la base de la torre se ubican los componentes de la electrónica de potencia y los tableros de energización del aerogenerador; a lo largo de la torre están los cables eléctricos que salen del generador hacia el convertidor, los cables del sistema de comunicación y el ascensor.

**Convertidor:** adecúa la amplitud, frecuencia y fase de la tensión inducida del rotor. Este ajuste domina la potencia activa y reactiva del aerogenerador.

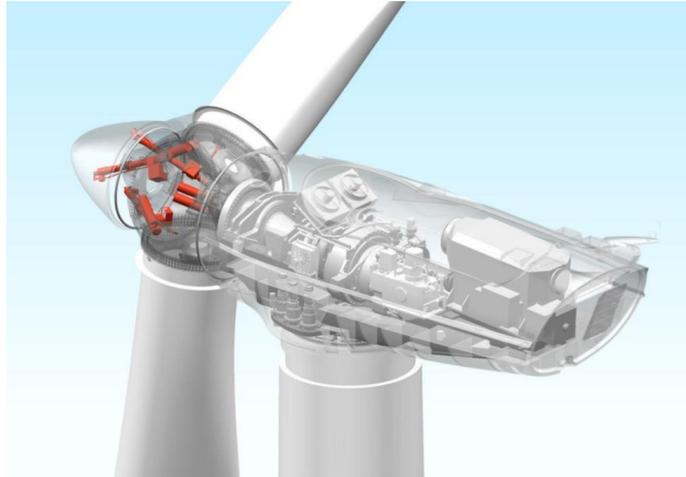
**Centro de transformación:** transforma la baja tensión de salida del convertidor de potencia a media tensión (0.69/33 kV o 12/33 kV), para que la energía sea transportada por medio de cables subterráneos hacia la subestación eléctrica de la central.

**Sistemas del aerogenerador:** son sistemas que aseguran el desempeño y la seguridad del aerogenerador. Funcionan por medio de bombas, motores, sistemas hidráulicos y sensores.

**Sistema pitch:** sistema hidráulico que actúa para el movimiento de cada una de las palas sobre su propio eje. Regula la potencia mediante la posición de las palas respecto al viento (figura 19). También funciona como sistema de freno frente a fuertes vientos girando la posición de las palas hasta la posición bandera (perpendicular a la dirección del viento) haciendo que se detenga el rotor.

### Figura 19

*Sistema pitch.*



**Sistema yaw:** contiene motores de giro. Usado para la orientación del aerogenerador para que siempre esté ubicada de cara al viento (figura 20), desenrollamiento de los cables a lo largo de la torre y estrategia frente al efecto estela (efecto en el viento caracterizado por ser turbulento y de baja velocidad producido al atravesar un aerogenerador).

### Figura 20

*Sistema yaw.*



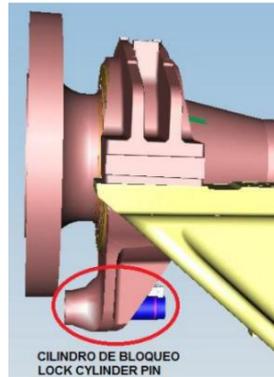
**Sistema de lubricación:** sistema que controla la recirculación del aceite en la multiplicadora.

**Sistema de refrigeración:** está gestionado a través de un PLC quien vigila por medio de un sensor la temperatura del aceite y de los rodamientos de la multiplicadora.

**Sistema de freno y bloqueo:** encargada de detener la turbina de manera aerodinámica hasta la posición bandera de las palas (figura 21). Para el bloqueo, consiste en la inserción de un bulón de bloqueo en el eje lento.

**Figura 21**

*Sistema de freno y bloqueo.*



**Sistema de sensores:** los sensores monitorizan las funciones importantes de la turbina. Conformada por sensores ambientales (anemómetros, dirección de viento, temperatura nacelle, temperatura ambiente), de velocidad (velocidad del rotor, multiplicadora y generador) y vibraciones (figura 22).

**Figura 22**

*Sistema de sensores.*

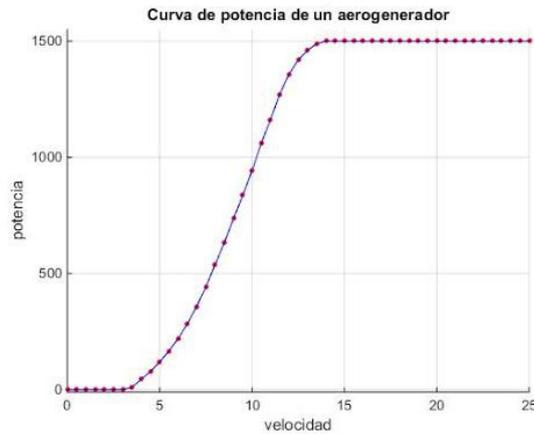


**Principio de funcionamiento del aerogenerador:** los aerogeneradores producen cierta potencia eléctrica por cada velocidad de viento descrita en la curva de potencia vista en la figura 23. Típicamente, es apreciable que a partir de una velocidad de viento de 3-3.5 m/s se da el arranque del aerogenerador entregando potencia activa. Asimismo, la potencia nominal es obtenida a partir de 12-13 m/s hasta los 25 m/s. Para vientos

superiores a 25 m/s (llamada también velocidad de corte) se activa el bloqueo del aerogenerador para protegerlo de fuertes vientos.

**Figura 23**

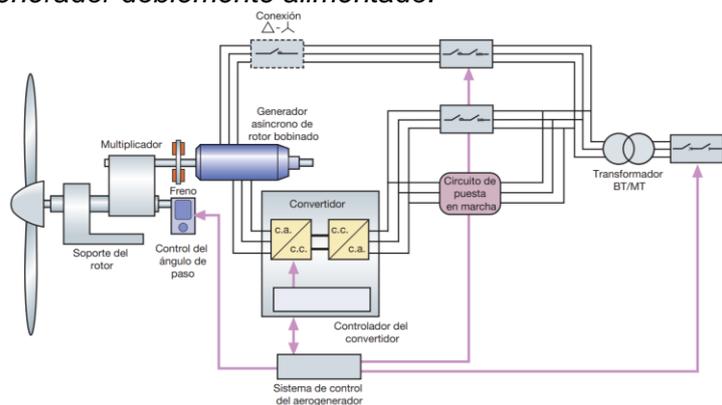
*Curva de potencia de un aerogenerador.*



Para el caso de los aerogeneradores doblemente alimentados (figura 24), están conectados a la red por medio de un convertidor de potencia (integrado por 2 convertidores independientes AC/DC – DC/AC) de tensión y frecuencia. Su término, doblemente alimentado, hace referencia a que la tensión aplicada en el estator proviene de la red y en el caso del rotor, la tensión es inducida por medio del convertidor desde la red.

**Figura 24**

*Esquema aerogenerador doblemente alimentado.*



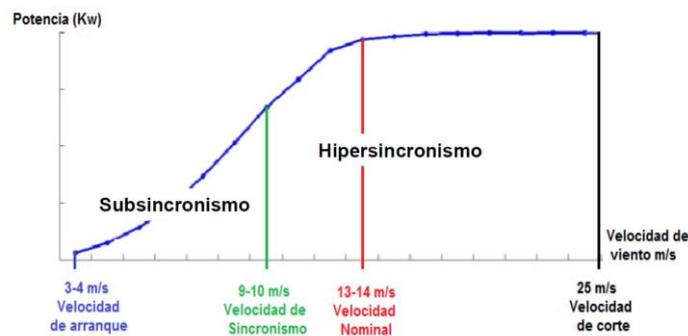
El convertidor de potencia compensa las diferencias entre la frecuencia mecánica y la frecuencia eléctrica inyectando corrientes rotóricas con frecuencias variables. La idea principal es que el convertidor del lado del rotor controla la potencia activa y reactiva mediante el control de los componentes de corriente del rotor, mientras que el convertidor

de lado de la red controla la tensión del enlace de CC y garantiza un funcionamiento de convertidor con un factor de potencia unitario.

La ventaja que otorga el convertidor es que el aerogenerador siempre pueda estar sincronizada a la red, así varíe las velocidades de revolución del rotor. Dependiendo de la velocidad de viento, el deslizamiento en el rotor puede ser positivo (subsíncrono) o negativo (hipersíncrono). El rotor consume potencia en modo subsíncrono y entrega potencia en modo hipersíncrono. La potencia activa en el estator es siempre saliente e inyectada en la red. Típicamente, la velocidad de sincronismo es alcanzada a una velocidad de viento entre 9-10 m/s (figura 25).

### Figura 25

*Potencia de generación vs. velocidad del viento típica.*



El convertidor que hace posible dicho funcionamiento es del modelo de fuente de tensión de 2 niveles en conexión back-to-back con transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) visto en la figura 26.

**Figura 26**

*IGBT's del convertidor.*

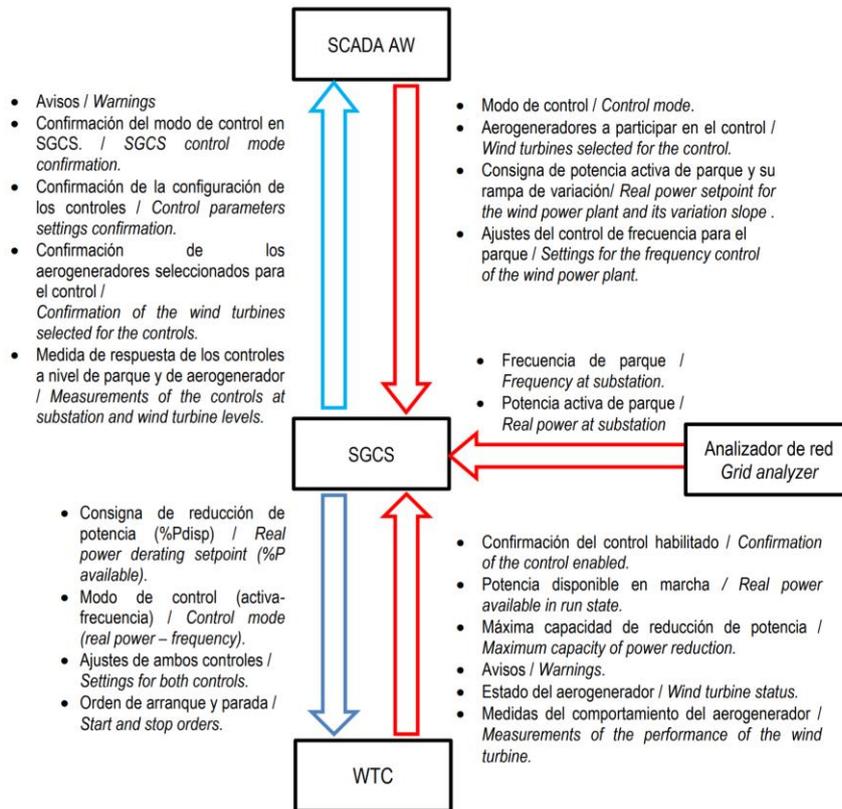


#### **2.1.4 Aportes del aerogenerador como servicios complementarios**

**Regulación de tensión:** las centrales eólicas tienen la capacidad aportar servicios complementarios al sistema eléctrico mientras están entregando energía a la red. En la práctica, son 4 elementos de control y comunicación que participan en la regulación de tensión y frecuencia; el sistema de control de la central eólica (SCCE), el controlador del aerogenerador (CTA), el analizador de red de la subestación y la interfase de SCADA. El SCCE es el componente electrónico que supervisa y gobierna los controladores de los aerogeneradores. El analizador de red de la subestación permite la recopilación de parámetros eléctricos como la potencia y frecuencia de la central, y el controlador de aerogenerador da órdenes operativas al aerogenerador. Se resume las variables comunicadas entre los 4 elementos en la figura 27.

**Figura 27**

Diagrama de variables entre elementos de comunicación y control.

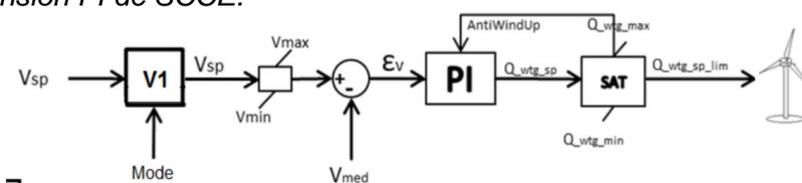


Para la regulación de tensión, el SCCE recibe las consignas del operador desde el SCADA y envía a los CTA la consigna de potencia reactiva. El CTA del aerogenerador recibe la consigna de potencia reactiva a generar y envía al SCCE la potencia reactiva producida en los bornes del aerogenerador.

La lógica del modo de control del SCCE es descrita como un control de tensión proporcional-integral mostrada en la figura 28.

**Figura 28**

Control de tensión PI de SCCE.

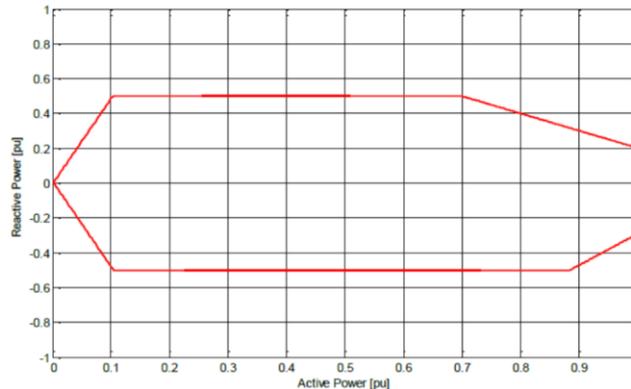


El operador ingresa la consigna de la variable  $V_{sp}$  que será limitada entre los valores  $V_{max}$  y  $V_{min}$ , una vez limitada es restada por el  $V_{med}$  para calcular el error de la tensión  $\epsilon_v$ . El error es enviado al controlador PI que calcula la consigna de potencia

reactiva, luego es limitada y dicha consigna es enviada a cada aerogenerador. Por su parte, el aerogenerador entregará la potencia reactiva correspondiente a la potencia activa descrita en su curva de capacidad. Un ejemplo de la curva de capacidad se muestra en la figura 29.

### Figura 29

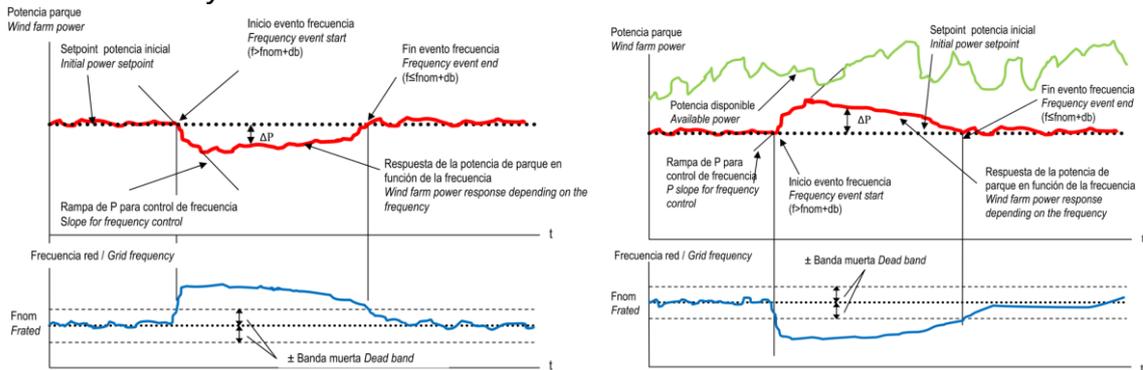
*Curva de capacidad de un aerogenerador.*



**Regulación de frecuencia:** en el caso de la regulación de frecuencia, se realiza mediante el control droop. Responde variando la potencia activa de la central eólica rápidamente cuando es detectado variaciones de frecuencia de la red fuera de un rango habitual de operación. Son los CTA que realizan el control con su propia medición de frecuencia de la red. El SCCE supervisa la respuesta de la central eólica y en caso de que el valor de la frecuencia de la red se requiera la parada o arranque de aerogeneradores, este se encargará de dar órdenes a los aerogeneradores. Para el caso de sobrefrecuencias (figura 30, izquierda) la potencia activa de la central eólica será reducida, en el caso de subfrecuencias (figura 30, derecha) se podrá aumentar la potencia su previamente se hubiera consignado una potencia inferior a la nominal.

**Figura 30**

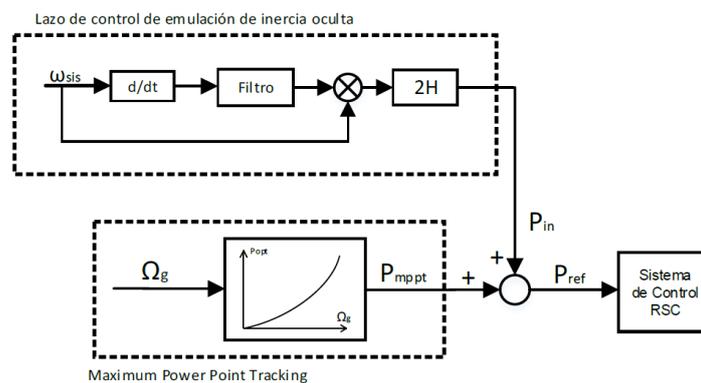
**Sobrefrecuencia y subfrecuencia de la red.**



**Aporte de inercia:** del mismo modo que de la regulación de potencia y frecuencia, los aerogeneradores pueden aportar inercia, también llamada “inercia oculta” y se da bajo ciertas condiciones operativas. Los generadores DFIG no reaccionan frente a los desbalances de potencia del sistema porque el rotor se encuentra desacoplado inercialmente por el convertidor de potencia, pero es posible aprovechar la energía cinética almacenada en las palas que se encuentran girando, creando nuevos lazos de control emulando así inercia. Por lo tanto, el lazo de control (figura 31) de la emulación de la inercia “oculta” le devuelve la inercia natural al rotor del aerogenerador frente a variaciones de frecuencia.

**Figura 31**

**Lazo aporte de inercia.**



*Nota:* tomado de Amaro, 2019. Fuente tesis de grado Control inercial y primario de frecuencia mediante aerogeneradores de tecnología basado en el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

**Selección de aerogeneradores:** se tomará en consideración la densidad de potencia, velocidad media del viento y clase del viento.

Principalmente la clase de un aerogenerador está definida por la velocidad del viento media anual (tomando medición a la altura del buje), pudiendo ser valores cercanos al promedio, la velocidad de las ráfagas extremas con ocurrencia de una vez cada 50 años y la turbulencia que hay. Las cinco clases de viento para los aerogeneradores (tabla 4), están definidas por el estándar IEC-61400 y corresponden a viento alto, medio y bajo.

**Tabla 4**

*Clases de viento para los aerogeneradores.*

Clase de viento		I	II	III	IV	S
Velocidad media anual (m/s)		10	8.5	7.5	6	
Velocidad de ráfagas extremas que ocurren una vez cada 50 años (m/s)		50	42.5	37.5	30	Otros valores especificados por el diseño
A	$I_{15}$	0.18	0.18	0.18	0.18	
	a	2	2	2	2	
B	$I_{15}$	0.16	0.16	0.16	0.16	
	a	3	3	3	3	

Donde:

- A: Designa la categoría para características de mayor turbulencia
- B: Designa la categoría para características de menor turbulencia
- $I_{15}$ : Valor característico de la intensidad de la turbulencia a 15 m/s
- a: Parámetro pendiente que se utilizará en la ecuación de turbulencia normal

Los valores se aplican a la altura del buje.

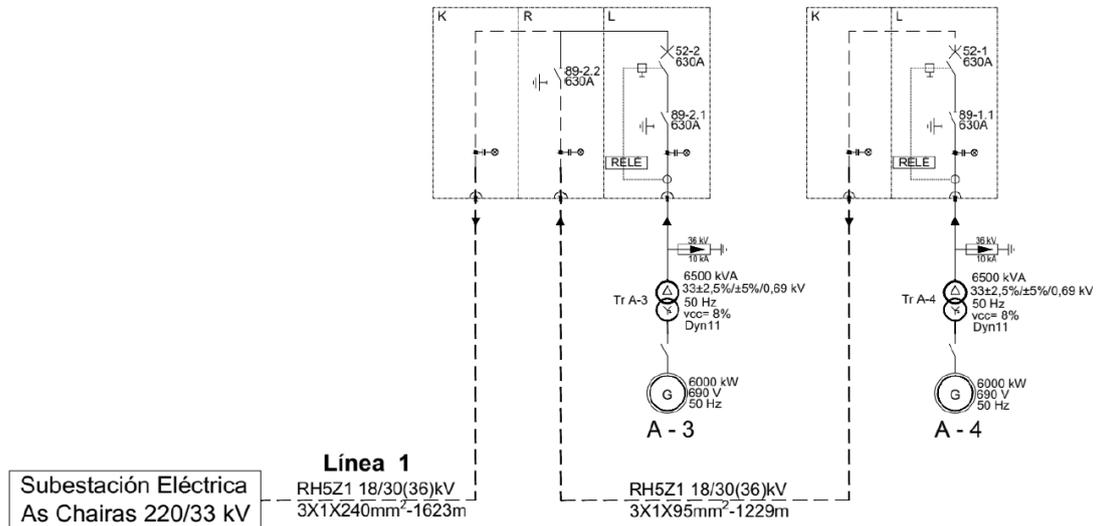
### **2.1.5 Cables de media tensión**

La red de media tensión de una central eólica está formado por los centros de transformación de los aerogeneradores que elevarán la baja a media tensión la electricidad, los cables de media tensión que es el medio por el que se transportará la energía, los equipos de protección, las celdas de media tensión y los componentes como

los empalmes y conectores. En la figura 32 se presenta un diagrama unifilar donde se visualizan los componentes eléctricos y las conexiones.

**Figura 32**

*Diagrama unifilar red de media tensión de central eólica.*



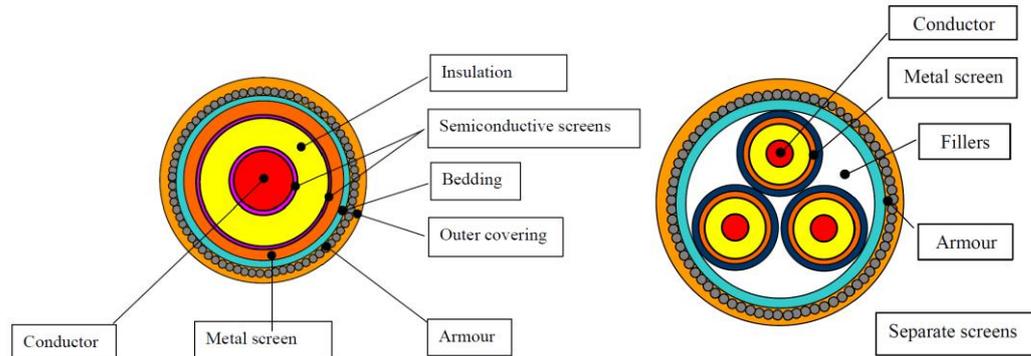
*Nota:* tomado de Sánchez, 2021. Fuente Trabajo fin de master Diseño de un Parque Eólico de 24 MW, líneas soterradas a 33 kV y Subestación Eléctrica con elevación de 33/220 kV, ubicada en el término Municipal de Viana Do Bolo (Orense).

**Cables subterráneos:** los cables subterráneos de media tensión son utilizados para la transmisión y distribución de energía eléctrica en redes urbanas y rurales. Estos cables tienen la ventaja de no ser visibles, lo que los hace más atractivos visualmente que las líneas aéreas. Además, pueden reducir la interferencia electromagnética y mejorar la calidad de la energía eléctrica suministrada a los consumidores.

Los cables subterráneos de media tensión se dividen en dos categorías principales: cables unipolares y cables multipolares. Los cables unipolares tienen un solo conductor central rodeado de varias capas de aislamiento, blindaje y cubierta externa (figura 33, izquierda). Los cables multipolares tienen varios conductores centrales aislados y cubiertos por una capa común de aislamiento, blindaje y cubierta externa (figura 33, derecha).

**Figura 33**

*Cables unipolares y trifilares.*



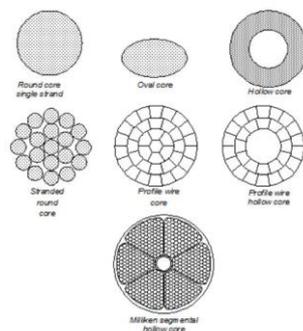
*Nota:* tomado de Cigre, 2013. Fuente Cable Systems Electrical Characteristics

**Cables unipolares:** los cables unipolares subterráneos de media tensión constan de tres componentes principales: el conductor, el aislamiento y la cubierta protectora. Asimismo, existen otros elementos: pantalla semiconductora, pantalla metálica y la capa intermedia.

**Conductor:** el conductor es el elemento que transporta la corriente eléctrica y suele estar hecho de cobre o aluminio, en donde el cobre posee una resistencia eléctrica más baja. Por otro lado, el aluminio resulta más económico que el cobre, además de un menor peso por unidad de longitud. Existen diferentes tipos de diseños de conductores y que responden a la flexibilidad y menor efecto skin (figura 34).

**Figura 34**

*Diseños de conductores para cables subterráneos.*



*Nota:* tomado de Cigre, 2013. Fuente Cable Systems Electrical Characteristics

Según la norma IEC-60228 define varias clases de conductores eléctricos basadas en su construcción y características eléctricas.

- Clase 1, conductores sólidos de cobre o aluminio, que consisten en un solo hilo conductor.
- Clase 2, conductores trenzados de cobre o aluminio, que consisten en varios hilos de diámetro uniforme dispuestos en capas concéntricas.
- Clase 5, conductores flexibles de cobre o aluminio, que consisten en varios hilos de diámetro uniforme dispuestos en capas concéntricas, pero con mayor flexibilidad que los conductores de clase 2.
- Clase 6, conductores con mucha flexibilidad de cobre o aluminio, que consisten en un gran número de hilos muy finos dispuestos en capas concéntricas, lo que los hace extremadamente flexibles.
- Clase 7, conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR), que se utilizan comúnmente en líneas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión.

**Aislamiento:** el aislamiento se encarga de proteger el conductor y evitar que la corriente circule entre el conductor y la pantalla metálica. Los dieléctricos utilizados pueden ser de varios tipos:

- Aislantes de papel impregnados con aceite (SCOF, HPOF): Este tipo de dieléctrico se ha utilizado tradicionalmente en cables y consiste en capas de papel aislante impregnado con aceite dieléctrico. Este tipo de aislante tiene una alta resistencia dieléctrica y una buena resistencia térmica, lo que lo hace adecuado para aplicaciones de alta tensión y temperatura.
- Polietileno reticulado (XLPE): Este tipo de dieléctrico ha ganado popularidad en las últimas décadas debido a su alta resistencia dieléctrica, resistencia térmica y capacidad para soportar altas corrientes. El XLPE se utiliza en cables y se ha convertido en una opción popular debido a su durabilidad y bajo costo de mantenimiento.
- Caucho de etileno-propileno (EPR): Este tipo de dieléctrico es un elastómero termoestable que se utiliza en cables debido a su alta resistencia dieléctrica y buena

resistencia térmica. El EPR también es resistente a la abrasión, lo que lo hace adecuado para aplicaciones en entornos hostiles.

**Capa semiconductor:** controla el campo eléctrico dentro del conductor y evita que este se concentre en el aislamiento del cable.

La pantalla semiconductor se coloca en la superficie del aislamiento del cable y está diseñada para tener una resistividad eléctrica que esté entre la del aislamiento del cable y la de la capa externa del conductor. Esto permite que la pantalla semiconductor pueda distribuir uniformemente el campo eléctrico a lo largo de la superficie del aislamiento del cable.

Al aplicar una tensión al cable, se genera un campo eléctrico que se distribuye a través del aislamiento del cable. Sin embargo, en el caso de un cable sin pantalla semiconductor, el campo eléctrico se concentra en el punto más cercano al conductor debido a la alta resistencia del aislamiento. Esto puede provocar una avería del aislamiento del cable y causar fallos en el sistema eléctrico.

Con la pantalla semiconductor, el campo eléctrico se distribuye uniformemente en la superficie del aislamiento del cable, lo que reduce el riesgo de fallos en el sistema. Además, la pantalla semiconductor ayuda a proteger el aislamiento del cable de la tensión mecánica y los esfuerzos eléctricos que pueden ocurrir durante la instalación y operación del cable.

**Pantalla metálica:** la función de la pantalla metálica en los cables es la de proporcionar un escudo electromagnético alrededor del conductor del cable, protegiendo tanto al cable como al entorno circundante de interferencias electromagnéticas (EMI) y de radiofrecuencia (RFI).

La pantalla metálica se coloca en torno a la capa de aislamiento del cable y está diseñada para ser un conductor eléctrico, conectado a tierra en uno o ambos extremos del cable. Esto permite que la pantalla metálica pueda conducir corrientes eléctricas que se

generen debido a la interferencia electromagnética, evitando así que estas corrientes se introduzcan en el conductor del cable.

En los cables de media tensión, es común que se utilicen pantallas metálicas formadas por varias capas, incluye una capa interna de metal y una capa externa de polímero semiconductor, que ayuda a distribuir el campo eléctrico a lo largo de la pantalla.

**Cubierta protectora:** se utiliza material no magnético, fortalece el apantallamiento electromagnético de los cables, minimizando el efecto de proximidad de los cables adyacentes, además reduce la tensión de la cubierta debido a las altas corrientes durante condiciones como fallas a tierra. Pueden ser Cloruro de polivinilo (PVC), polietileno (PE) y compuesto LSOH.

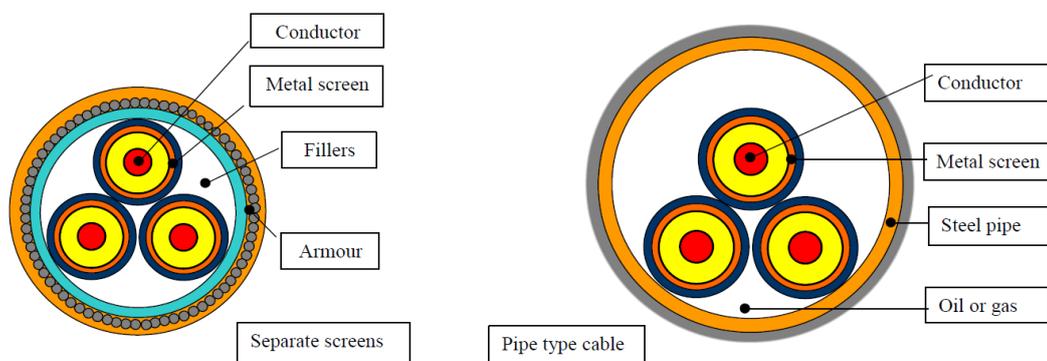
**Cables trifilares:** normalmente están hechos de tres núcleos dentro de una armadura común o una tubería (figura 35), cada núcleo similar a un cable de un solo núcleo sin armadura como se describe anteriormente.

En el primer caso, se dice que son del tipo de pantallas separadas (por ejemplo, cubierta separada de plomo o aluminio). Los tres núcleos se ensamblan juntos, usando rellenos para mantener el cable redondo.

En el segundo caso, son cables tipo tubería: los tres núcleos se tiran simultáneamente dentro de una tubería de acero. Luego, la tubería se llena con un medio aislante, ya sea petróleo o gas (nitrógeno), presurizado a aproximadamente 15 Bar.

**Figura 35**

*Cables trifilares.*



*Nota:* tomado de Cigre, 2013. Fuente Cable Systems Electrical Characteristics

**Configuración y disposición:** las configuraciones de instalación son muy diversas según países, método de construcción, normativas, etc. (figura 36). Para el caso de cables terrestres, generalmente, el método de construcción utilizado para la instalación del cable determinará la mayoría de los parámetros de la configuración.

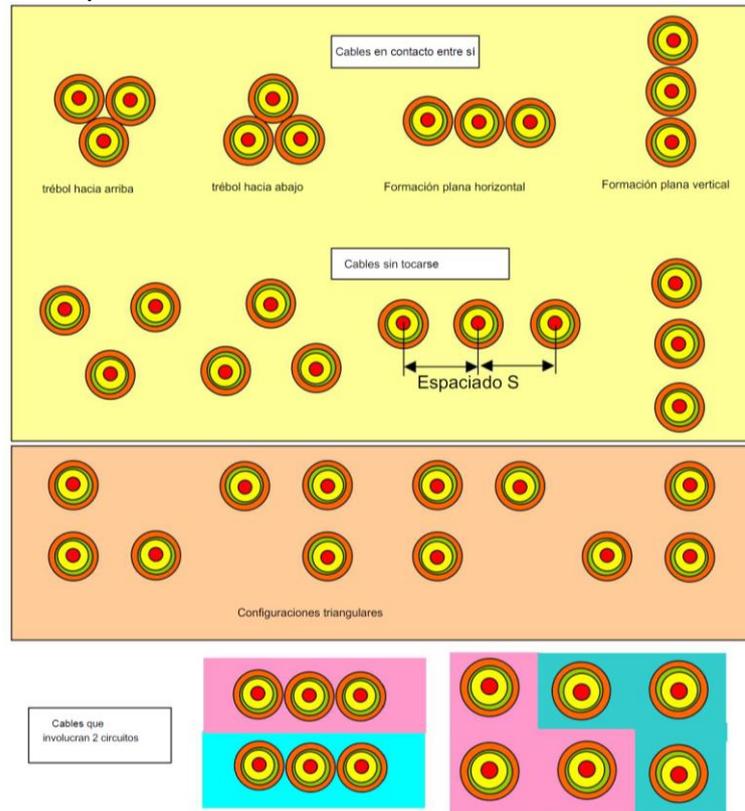
El diseño de las rutas de cableado eléctrico toma en cuenta las vías existentes y los accesos a cada turbina eólica. Se busca que el trazado sea lo más directo posible, siempre respetando los límites de curvatura permitidos para los cables.

**Cables directamente enterrados:** suelen estar en formación plana o en trébol en contacto. El espacio entre los cables dependerá en gran medida del espacio disponible y de las consideraciones de ampacidad. El espacio típico varía desde tocándose los cables hasta 4-5 veces el diámetro del cable. En caso de configuraciones de doble circuito, el espacio entre los dos circuitos puede ser mucho mayor hasta unos cuantos metros.

**Cables en conductos:** tienden a utilizar formaciones triangulares o en trébol abierto. En algunos casos formaciones planas y/o verticales. El espacio entre los cables suele estar en el rango de 2 a 5 diámetros de cables.

**Figura 36**

*Disposición de cables para sistemas de cables de un solo núcleo.*



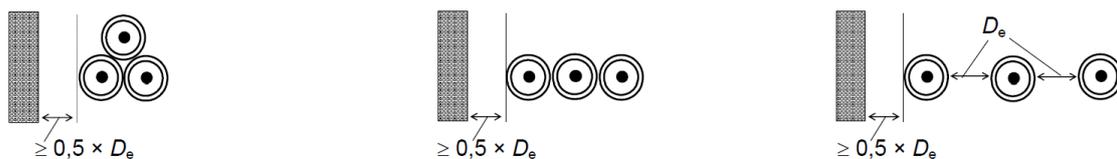
Nota: tomado de Cigre, 2013. Fuente Cable Systems Electrical Characteristics

**Métodos de instalación:** se presentan los métodos de instalación que existen.

**Cables monopolares en el aire:** en este tipo de instalación, se asume un espaciado de al menos 0.5 veces el diámetro del cable desde la superficie vertical sujetos a soportes o bastidores. En la figura 37 se observan 3 cables en formación tribolillo en contacto, 3 cables en formación plana en contacto y 3 cables en formación plana en contacto con espacio libre de un diámetro.

**Figura 37**

*Cables monopolares en el aire.*



Nota: tomado de IEC, 2014. Fuente IEC-60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)

Donde:

- $D_e$ : diámetro externo del cable

**Cables monopolares directamente enterrados:** los cables están enterrados directamente en el suelo a una profundidad de 0.8 m medidos desde el centro de la configuración para la formación tribolillo y en la formación plana (flat) desde el centro del conductor visto en la figura 38.

**Figura 38**

*Cables monopolares directamente enterrados.*

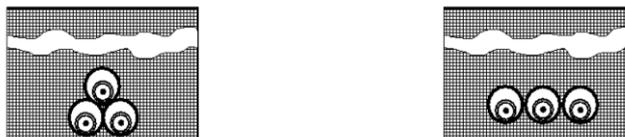


*Nota:* tomado de IEC, 2014. Fuente IEC-60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)

**Cables monopolares en ductos de loza directamente enterrados:** en este tipo de instalación se asume que el ducto tiene un diámetro interior de 1.5 veces el diámetro exterior del cable y un espesor de pared igual al 6% del diámetro interior del conducto. Adicionalmente, se asume que los ductos están llenos de aire, en el caso estén rellenos de un material similar a la bentonita, se puede considerar que están directamente enterrados. Esta instalación se observa en la figura 39.

**Figura 39**

*Cables monopolares en ductos de loza directamente enterrados.*



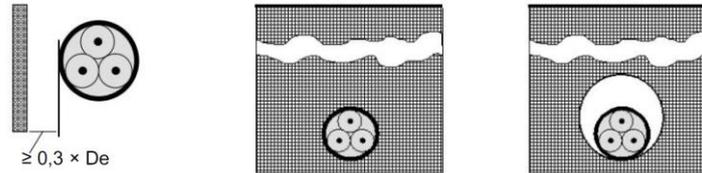
*Nota:* tomado de IEC, 2014. Fuente IEC-60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)

Para el caso de cables tripolares, se tienen 3 configuraciones vistas en la figura 40. En primer lugar, un solo cable en el aire separado al menos 0.3 veces el diámetro del cable de cualquier superficial vertical, cable enterrado directamente en el suelo a una profundidad de 0.8 m y como tercer lugar un cable dentro de un ducto de loza a una

profundidad de 0.8 m y el ducto tiene un diámetro interior de 1.5 veces el diámetro exterior del cable.

**Figura 40**

*Cables tripolares en ductos de loza directamente enterrados.*



*Nota:* Tomado de IEC, 2014. Fuente IEC-60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)

**Secciones de cables estandarizados:** las áreas nominales transversales de los cables están estandarizadas para facilitar la selección y la especificación de los cables. Estas áreas se han seleccionado en función de criterios como la capacidad de corriente, resistencia eléctrica de los cables, la disipación de calor y la relación entre la sección transversal y el diámetro del cable. Más adelante se verá que la selección adecuada de la sección transversal del cable dependerá, además, de la corriente eléctrica que debe soportar, distancias entre puntos de conexión, entre otros. En la tabla 5 se presenta la estandarización de las secciones de cables y las del aislamiento.

**Tabla 5**

*Secciones de cables estandarizados.*

Área nominal del conductor ( $mm^2$ )	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
Aislamiento EPR ( $mm^2$ )	3	3	4	4	4	5	5	5	6	6	7	8
Aislamiento XLPE ( $mm^2$ )	16	16	16	16	16	16	16	25	25	25	25	35

*Nota:* tomado de IEC, 2014. Fuente IEC-60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)

Asimismo, en el mercado se pueden encontrar secciones de  $500\text{ mm}^2$  y  $630\text{ mm}^2$ .

**Tensiones nominales:** las tensiones nominales de los cables contemplados en la Norma Técnica Peruana NTP-IEC 60502-2 (Instituto Nacional de Defensa de la Competencia de la Propiedad Intelectual, Indecopi, 2009) son las siguientes:

$$U_o/U (U_m) = 3.6/6 (7.2) - 6/10 (12) - 8.7/15 (17.5) - 12/20 (24) - 18/30 (36) \text{ kV}$$

Donde:

- $U_o$ : Tensión nominal a frecuencia industrial entre cada uno de los conductores y la tierra, o la pantalla metálica
- $U$ : tensión nominal a frecuencia industrial entre conductores
- $U_m$ : valor máximo de la tensión más elevada del sistema para la cual el material puede utilizarse

**Temperaturas:** la temperatura máxima del conductor para la que se han calculado las corrientes admisibles es de 90 °C.

Las temperaturas ambientes de referencia son:

- Cables en el aire: 30 °C
- Cables enterrados, directamente o bajo tubo: 20 °C

En la tabla 7 se dan factores de corrección para otras temperaturas ambientes.

**Resistividad térmica del terreno:** propiedad que describe la capacidad del terreno para conducir el calor. Las corrientes permitidas para los cables directamente enterrados relacionadas a una resistividad térmica del terreno de 1.5 Km/W y ductos a 1.2 Km/W. Sin embargo, en caso de que el terreno tenga una resistividad térmica diferente, se deben utilizar factores de corrección que se encuentran en la tabla 11.

**Valores nominales de capacidades de corriente para los cables:** se presenta las capacidades nominales de corriente en estado estacionario de cables de un solo núcleo y de tres núcleos con aislamiento extruido. Los valores nominales de corriente han sido calculados para cables que tienen una tensión nominal en el rango de 3.6/6 kV a 18/30 kV, además se refieren a circuitos de tres cables de un solo núcleo o un cable de tres núcleos que forman un circuito trifásico.

Estas corrientes son determinadas mediante cálculos y pruebas realizadas en laboratorios especializados, además, están basados en las características de los

materiales utilizados en la fabricación de los cables, así como en las condiciones ambientales y eléctricas típicas en las que se espera que los cables sean utilizados sin sobrecalentarse. Además de considerar factores como la configuración de la instalación eléctrica, el tipo de carga y la distancia de tendido de cable. Estos valores nominales son referenciales y tendrán que ser corregidos.

En la industria eólica se suele utilizar cables monopolares directamente enterrados con aislamiento XLPE y conductor de aluminio por lo que se presenta en la tabla 6 con corrientes nominales para diferentes áreas nominales del conductor.

**Tabla 6**

*Corrientes admisibles para conductor de aluminio con aislamiento XLPE.*

Área nominal del conductor (mm <sup>2</sup> )	Enterrado directamente en el suelo		En ductos de una sola vía		En aire		
	Tribolillo (A)	Flat (A)	Tribolillo (A)	Flat (A)	Tribolillo (A)	Flat (A)	Flat espaciado (A)
	16	84	88	80	81	97	99
25	108	112	102	103	127	130	153
35	129	134	122	123	154	157	185
50	152	157	144	146	184	189	222
70	186	192	176	178	230	236	278
95	221	229	210	213	280	287	338
120	252	260	240	242	324	332	391
150	281	288	267	271	368	376	440
185	317	324	303	307	424	432	504
240	367	373	351	356	502	511	593
300	414	419	397	402	577	586	677
400	470	466	451	457	673	676	769
630	596	570	576	550	889	994	1089

*Nota:* tomado de IEC, 2014. IEC-60502-2-2014: Fuente Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV)

Se considera:

- Temperatura máxima del conductor: 90 °C
- Temperatura ambiente de aire: 30 °C
- Temperatura de la superficie del suelo: 20 °C
- Profundidad: 0.8 m

- Resistividad térmica del terreno a la profundidad de colocación: 1.5 Km/W
- Pantallas pegadas a ambos extremos: 1.2 Km/W
- Corriente nominal calculada con una tensión nominal de 6/10 kV

Existen 4 factores de corrección que tienen que ser considerados para obtener el valor nominal de la capacidad de corriente.

**Factores de corrección por temperatura ( $f_t$ ):** los factores de corrección por temperatura que se le debe aplicar a los valores de la tabla 6 son los siguientes (tabla 7 y tabla 8):

**Tabla 7**

*Factores de corrección de temperatura ambiente del aire diferente a 30 °C.*

Temperatura ambiente del aire (°C)	20	25	35	40	45	50	55	60
Factor de corrección	1.08	1.04	0.96	0.91	0.87	0.82	0.76	0.71

*Nota:* tomado de IEC, 2014. IEC-60502-2-2014: Fuente Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)

**Tabla 8**

*Factores de corrección de temperatura ambiente del suelo diferente a 20 °C.*

Temperatura ambiente del suelo (°C)	10	15	25	30	35	40	45	50
Factor de corrección	1.07	1.04	0.96	0.93	0.89	0.85	0.8	0.76

*Nota:* tomado de IEC, 2014. IEC-60502-2-2014: Fuente Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)

En caso de no contar la información de temperatura ambiente del aire o del suelo, se otorgan unos valores (IEC, 2017) a nivel del mar en invierno y verano según el tipo de clima mostrados en la tabla 9.

**Tabla 9***Temperaturas ambientales al nivel del mar.*

Clima	Temperatura ambiente del aire		Temperatura ambiente del suelo a 1 m de profundidad	
	Mín. °C	Máx. °C	Mín. °C	Máx. °C
	Tropical	25	55	25
Subtropical	10	40	15	30
Templado	0	25	10	20

*Nota:* tomado de IEC, 2017. Fuente IEC 60287-3-1: Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-1: Sections on operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type

**Factores de corrección por resistividad térmica del terreno ( $f_r$ ):** los factores de corrección por resistividad térmica del terreno que se le debe aplicar a los valores de la tabla 6 son los siguientes (tabla 10):

**Tabla 10**

*Factores de corrección para resistividades térmicas del suelo diferentes a 1.5 Km/W para cables monopolares directamente enterrados.*

Área nominal del conductor (mm <sup>2</sup> )	Factores de corrección						
	0.7	0.8	0.9	1	2	2.5	3
16	1.29	1.24	1.19	1.15	0.89	0.82	0.75
25	1.30	1.25	1.2	1.16	0.89	0.81	0.75
35	1.30	1.25	1.21	1.16	0.89	0.81	0.75
50	1.32	1.26	1.21	1.16	0.89	0.81	0.74
70	1.33	1.27	1.22	1.17	0.89	0.81	0.74
95	1.34	1.28	1.22	1.18	0.89	0.80	0.74
120	1.34	1.28	1.22	1.18	0.88	0.80	0.74
150	1.35	1.28	1.23	1.18	0.88	0.80	0.74
185	1.35	1.29	1.23	1.18	0.88	0.80	0.74
240	1.36	1.29	1.23	1.18	0.88	0.80	0.73
300	1.36	1.30	1.24	1.19	0.88	0.80	0.73
400	1.37	1.30	1.24	1.19	0.88	0.79	0.73

*Nota:* tomado de IEC, 2014. Fuente IEC-60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)

En caso de no contar la información de la resistividad del terreno, se otorgan unos valores para diferentes condiciones del suelo y ambientales (IEC, 2017) mostrados en la tabla 11.

**Tabla 11**

*Resistividad térmica del suelo para diferentes condiciones del terreno y ambientales.*

Resistividad térmica Km/W	Condiciones del terreno	Condiciones ambientales
0.7	Muy húmedo	Continuamente húmedo
1.0	Húmedo	Lluvia regular
2.0	Seco	Poca lluvia
3.0	Muy seco	Sin lluvia

*Nota:* tomado de IEC, 2017. Fuente IEC 60287-3-1: Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-1: Sections on operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type

### **Factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento ( $f_p$ ):**

los factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento que se le debe aplicar a los valores de la tabla 6 son los siguientes (tabla 12):

**Tabla 12**

*Factores de corrección para profundidades de enterramiento distinto de 0.8 m para cables directamente enterrados.*

Profundidad de colocación (m)	Cables unipolares		Cable tripolar
	Tamaño nominal del conductor		
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	
0.50	1.04	1.06	1.04
0.60	1.02	1.04	1.03
1.00	0.98	0.97	0.98
1.25	0.96	0.95	0.96
1.50	0.95	0.93	0.95
1.75	0.94	0.91	0.94
2.00	0.93	0.90	0.93
2.50	0.91	0.88	0.91
3.00	0.90	0.86	0.90

*Nota:* tomado de IEC, 2014. Fuente IEC-60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2 \text{ kV}$ ) up to 30 kV ( $U_m = 36 \text{ kV}$ ) up to 30 kV ( $U_m = 36 \text{ kV}$ )

**Factores de corrección para diferentes configuraciones de cables o circuitos agrupados directamente enterrados ( $f_g$ ):** los factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento que se le debe aplicar a los valores de la tabla 6 son los siguientes (tabla 13):

**Tabla 13**

*Factores de corrección para diferentes configuraciones de cables directamente enterrados.*

Número de cables en grupo	Distancia entre centros de cables (en mm)				
	En contacto	200	400	600	800
2	0.73	0.83	0.88	0.90	0.92
3	0.60	0.73	0.79	0.83	0.86
4	0.54	0.68	0.75	0.80	0.84
5	0.49	0.63	0.72	0.78	0.82
6	0.46	0.61	0.70	0.76	0.81
7	0.43	0.58	0.68	0.75	0.80
8	0.41	0.57	0.67	0.74	-
9	0.39	0.55	0.66	0.73	-
10	0.37	0.54	0.65	-	-
11	0.36	0.53	0.64	-	-
12	0.35	0.52	0.64	-	-

*Nota:* tomado de IEC, 2014. Fuente IEC-60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV)

**Nomenclatura de designación:** de acuerdo con la normativa peruana (Indecopi, 2004), los cables de media tensión se designan de acuerdo con la tabla 14.

**Tabla 14**

*Nomenclatura de designación de los cables de media tensión.*

Nomenclatura	Significado
N	Conductor de cobre
NA	Conductor de aluminio
G	Aislamiento y cubierta de goma
Y	Aislamiento o Cubierta de PVC
2Y	Cubierta de Polietileno Termoplástico (PE)
2X	Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE)
S	Pantalla de cobre en un cable unipolar o común en un cable multipolar
SA	Pantalla de aluminio
SE	Pantalla de cobre sobre cada conductor en un cable multipolar
SEA	Pantalla de aluminio sobre cada conductor en un cable multipolar
C	Conductor concéntrico de cobre
CE	Conductor concéntrico de cobre sobre cada conductor en un cable multipolar
B	Armadura de flejes de acero
R	Armadura de alambres de acero
RA	Armadura de alambres de aluminio o aleación de aluminio
K	Cubierta de Plomo

*Nota:* tomado de IEC, 2017. Fuente IEC 60287-3-1: Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-1: Sections on operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type

**Criterios de cálculo de los conductores:** los cálculos de las selecciones de los conductores se realizan según los cuatro criterios siguientes:

- Intensidad permanente máxima admisible: según el tipo de cable utilizado en cada tramo debe ser menor a la corriente admisible máxima por el cable
- Caída de tensión: el límite se establece en 2.5% para la caída de tensión de la red de media tensión
- Pérdidas máximas por efecto Joule menor a 3%
- Intensidad de cortocircuito máxima admisible

La fórmula aplicada para la corriente admisible máxima por el cable es descrita por la ecuación 50:

$$I_{\text{admisible máxima}} = I_{\text{admisible}} \cdot f_t \cdot f_r \cdot f_p \cdot f_g \quad (50)$$

Donde:

- $I_{\text{admisible}}$ : Corriente admisible de la tabla 6
- $f_t$ : Factor de corrección por temperatura
- $f_r$ : Factor de corrección por resistividad térmica del terreno
- $f_p$ : Factor de corrección para diferentes profundidades de enterramiento
- $f_g$ : Factores de corrección para diferentes configuraciones de cables

La fórmula aplicada para la caída de tensión es la ecuación 51:

$$e(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{U \cdot N} \quad (51)$$

Donde:

- $e(\%)$ : Caída de tensión en %
- $L$ : Longitud (km)
- $R$ : Resistencia del conductor a 90 °C ( $\Omega/\text{km}$ )

- $X$ : Reactancia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ )
- $U$ : Tensión nominal (V)
- $\cos \varphi$ : 0,96
- $N$ : Número de ternas

La fórmula aplicada para las pérdidas por efecto Joule es la ecuación 52:

$$p(\%) = \frac{3 \cdot R \cdot I^2 \cdot 10^{-6}}{P_t} \quad (52)$$

Donde:

- $R$ : Resistencia del conductor a 90 °C ( $\Omega/\text{km}$ )
- $I$ : Intensidad permanente (A)
- $P_t$ : Potencia del tramo del circuito (MW)

Además, el grado de utilización del conductor (GU %) es definido por la ecuación 53:

$$GU = \frac{I}{I_{max,f}} 100 \quad (53)$$

Parte del calor generado durante un cortocircuito desde el componente portador de corriente se transfiere a los materiales adyacentes. Es importante tener en cuenta que existe esta transferencia de calor (calentamiento adiabático). Se calcularán las corrientes de cortocircuito térmicamente admisibles, considerando los efectos de calentamiento no adiabáticos mediante la inclusión de una constante de transferencia de calor en la ecuación de cortocircuito.

La fórmula aplicada para la intensidad de cortocircuito máxima admisible del conductor es expresado en la ecuación 54:

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot I_{AD} \quad (54)$$

Donde:

- $I_{CC}$ : Intensidad de cortocircuito permisible
- $I_{AD}$ : Intensidad de cortocircuito calculado sobre una base adiabática
- $\varepsilon$ : Constante de transferencia de calor no adiabático

Se define  $I_{AD}$  de la ecuación 54 en la ecuación 55:

$$I_{AD} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \sqrt{\ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)} \quad (55)$$

Se define  $K$  de la ecuación 55 en la ecuación 56:

$$K = \sqrt{\frac{\sigma_c(\beta + 20) \cdot 10^{-12}}{\rho_{20}}} \quad (56)$$

Se define  $\varepsilon$  de la ecuación 54 en la ecuación 57:

$$\varepsilon = \sqrt{1 + FA \sqrt{\frac{t}{S}} + F^2 B \left(\frac{t}{S}\right)} \quad (57)$$

Se define  $A$  y  $B$  de la ecuación 57 en la ecuación 58:

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} \quad B = \frac{C_2}{\sigma_c} \left(\frac{\sigma_i}{\rho_i}\right) \quad (58)$$

Donde:

- $K$ : Constante en función del material del componente portador de corriente ( $A \cdot s^{1/2} / mm^2$ )
- $S$ : Sección del conductor ( $mm^2$ )
- $t$ : Tiempo de duración del cortocircuito (s)
- $\beta$ : Recíproco del coeficiente de temperatura de la resistencia del componente portador de corriente a 0 °C (K)

- $\sigma_c$ : Calor específico volumétrico del componente portador de corriente a 20 °C (J/K.m)
- $\rho_{20}$ : Resistividad eléctrica del componente portador de corriente a 20 °C ( $\Omega.m$ )
- $\theta_i$ : Temperatura inicial (°C)
- $\theta_f$ : Temperatura final (°C)
- $F$ : Factor para tener en cuenta al contacto térmico imperfecto entre el conductor o los cables y los materiales no metálicos circundantes o adyacentes 0.7 (1.0 para cables llenos de aceite)
- $\sigma_c$ : Calor específico volumétrico del componente portador de corriente ( $J/NK.m^3$ )
- $\sigma_i$ : Calor específico volumétrico de los materiales no metálicos circundantes o adyacentes ( $J/K.m^3$ )
- $\rho_i$ : Resistividad térmica de los materiales no metálicos circundantes o adyacentes ( $K.m/W$ )
- $C_1$ : 2464 mm/m
- $C_2$ : 1.22 K.m.mm<sup>2</sup>/J

Alternativamente, puede simplificarse el proceso de hallar de la intensidad de cortocircuito permisible, se puede aproximar a que no existe intercambio de calor entre el componente portador de corriente hacia los materiales adyacentes, por lo tanto, de la ecuación 59:

$$I_{CC} = \frac{S \cdot C}{\sqrt{t}} \quad (59)$$

Donde:

- $I_{CC}$ : Intensidad de cortocircuito
- $S$ : Sección del conductor
- $t$ : Tiempo de duración del cortocircuito

- $C$ : Coeficiente dependiente de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y al final del cortocircuito

Para  $\theta_i = 90 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $\theta_f = 250 \text{ }^\circ\text{C}$  se tiene:

Aluminio  $C=93$

Cobre  $C=142$

La fórmula aplicada para la intensidad de cortocircuito máxima admisible para la pantalla del conductor es expresado en la ecuación 60:

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot I_{AD} \quad (60)$$

- $I_{CC}$ : Intensidad de cortocircuito permisible de la pantalla del conductor
- $I_{AD}$ : Intensidad de cortocircuito calculado sobre una base adiabática
- $\varepsilon$ : Constante de transferencia de calor no adiabático

Se define  $I_{AD}$  de la ecuación 60 en la ecuación 61:

$$I_{AD} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \sqrt{\ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)} \quad (61)$$

Se define  $K$  de la ecuación 61 en la ecuación 62:

$$K = \sqrt{\frac{\sigma_c(\beta + 20) \cdot 10^{-12}}{\rho_{20}}} \quad (62)$$

Se define  $\varepsilon$  de la ecuación 60 en la ecuación 63:

$$\varepsilon = 1 + 0.61M\sqrt{t} - 0.069(M\sqrt{t})^2 + 0.0043(M\sqrt{t})^3 \quad (63)$$

Se define  $\varepsilon$  de la ecuación 63 en la ecuación 64:

$$M = \frac{\left( \sqrt{\frac{\sigma_2}{\rho_2}} + \sqrt{\frac{\sigma_3}{\rho_3}} \right)}{2\sigma_1 \cdot \delta \cdot 10^{-3}} F \quad (64)$$

Donde:

- $\sigma_2, \sigma_3$ : Calor específico volumétrico de los medios a ambos lados de la pantalla ( $J/K \cdot m^3$ )
- $\rho_2, \rho_3$ : Resistividad térmica de los medios a ambos lados de la pantalla ( $K \cdot m/W$ )
- $\sigma_1$ : Calor específico volumétrico de la pantalla ( $J/K \cdot m^3$ )
- $\rho_3$ : Resistividad térmica de los materiales no metálicos circundantes o adyacentes ( $K \cdot m/W$ )
- $\delta$ : Espesor de la pantalla ( $mm$ )
- $F$ : 0.7, cuando el componente metálico está completamente unido por un lado al medio adyacente, se puede usar un valor de  $F=0.9$

**Cálculo de cortocircuito:** se calculan las intensidades de cortocircuito a fin de seleccionar la capacidad de los dispositivos de protección como interruptores automáticos y relés de protección. Para esto se utiliza la intensidad de cortocircuito simétrica inicial  $I''_{CC}$ .

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito simétrica inicial  $I''_{CC}$ :

$$I''_{CC} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{CC}} = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{CC}^2 + Z_{CC}^2}} \quad (65)$$

Donde:

- $c$ : Factor que toma la verdadera tensión y capacidad de línea y admitancias de cargas en formación paralelo. Se toma 1.1.
- $U_n$ : Tensión nominal
- $Z_{CC}$ : Impedancia de cortocircuito total desde el inicio hasta el punto de cortocircuito por hallar

La amplitud o valor máximo de la corriente de cortocircuito o de choque se determinará utilizando la ecuación 66:

$$I_{ch} = K \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{CC} \quad (66)$$

Donde:

- $K$ : factor de valor:  $K = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3R/X}$

Si  $I''_{CC}$  es mayor que la capacidad nominal de los dispositivos de protección, se debe considerar una configuración de protección diferente o aumentar la capacidad nominal de los dispositivos de protección.

### **2.1.6 Centro de transformación**

El transformador es una máquina estática que permite generar una diferencia de potencial entre terminales del devanado secundario, por medio de la conexión a la red eléctrica en corriente alterna del devanado primario a través del Principio de Inducción Electromagnética denotado por las ecuaciones 67 y 68:

$$e = - \frac{d\Phi}{dt} \quad (67)$$

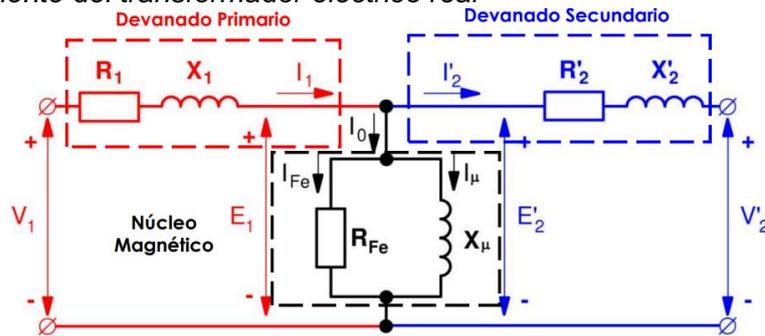
$$E = 4.44 \cdot N_1 \cdot f \cdot \Phi \quad (68)$$

El proceso de inducción entre ambos devanados es debido a la inductancia mutua y al flujo magnético concatenado entre ellos, permitiendo variar la tensión inducida en función a la relación de transformación, manteniendo la transferencia de potencia respecto a las pérdidas internas.

El modelo del circuito equivalente del transformador eléctrico real se presenta en la figura 41.

**Figura 41**

*Circuito equivalente del transformador eléctrico real*



Donde:

- $\bar{I}_1$ : Corriente del devanado primario
- $\bar{I}'_2$ : Corriente del devanado secundario
- $\bar{I}_0$ : Corriente de excitación o vacío
- $\bar{I}_\mu$ : Corriente magnetizante
- $\bar{I}_{Fe}$ : Corriente debido a parásitas e histéresis
- $\bar{V}_1$ : Tensión primaria
- $\bar{E}'_1$ : Tensión inducida primaria
- $R_1$ : Resistencia del devanado primario
- $X_1$ : Reactancia de dispersión
- $\bar{E}'_2$ : Tensión inducida secundaria
- $\bar{V}'_2$ : Tensión secundaria
- $R'_2$ : Resistencia del devanado secundario
- $X'_2$ : Reactancia de dispersión

De la figura 41 se puede inferir las siguientes ecuaciones 69, 70, 71 y 72:

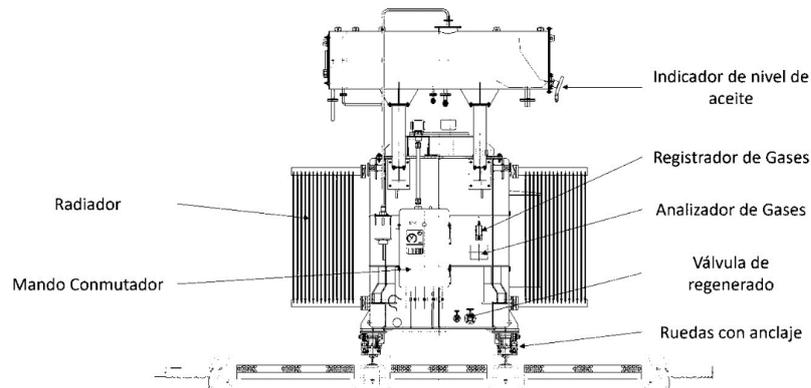
$$\bar{I}_1 = \bar{I}_0 + \bar{I}'_2 \quad (69)$$

$$\bar{I}_0 = \bar{I}_{Fe} + \bar{I}_\mu \quad (70)$$



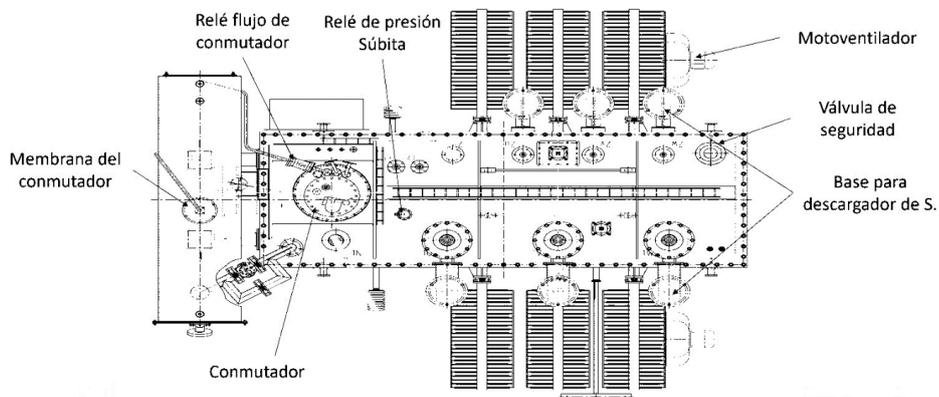
**Figura 44**

*Partes del transformador – vista frontal.*



**Figura 45**

*Partes del transformador – vista de planta.*



Según su potencia, existen 2 tipos de transformadores, los transformadores eléctricos de potencia y los transformadores eléctricos de distribución.

El transformador de potencia se utiliza en aplicaciones energéticas e industriales, con potencias mayores a los 50 MVA inmersos en aceite dieléctrico y con clases de refrigeración ONAN/ONAF, mientras que los transformadores de distribución se utilizan en aplicaciones energéticas, industriales, comerciales y residenciales, pueden ser de tamaño pequeño como menores a 2.5 MVA inmersos en aceite dieléctrico o secos con clase de refrigeración ONAN, AA, AFA o AA/FA, o de un tamaño mediano de 5 a 30 MVA inmersos en aceite dieléctrico o secos y con clase de refrigeración ONAN o AA, AFA y AA/FA.

Entre las aplicaciones energéticas se tienen en centrales de generación convencional, centrales de generación renovables, subestaciones de transformadores de potencia y subestaciones de transformadores de distribución.

Entre aplicaciones industriales se tiene el sector minero, metalúrgico y manufactura.

Además, puede encontrarse la clasificación de otros tipos según la tabla 15:

**Tabla 15**

*Clasificación de los transformadores según su tipo.*

Por tipo	Descripción
Tipo de sistema eléctrico	Monofásico (1F+N o 2F+N)
	Trifásico (3F+N o 3F)
Tipo de máquina	Elevadores, reductores, instrumentos, reguladores, etc.
Arreglo constructivo	Reactor, transformador, autotransformador
Tipo de conexión	Delta-estrella
	Estrella-delta
	Estrella-estrella
	Delta-delta
Tipo de devanado	dos, tres, polifásica de cobre o aluminio
Tipo de medio de aislamiento	inmersos en líquido, gas o seco

Entre las normativas y estándares internacionales para transformadores eléctricos son las siguientes adaptadas para el sistema eléctrico peruano:

- IEC 60068-3-3: Ensayos ambientales. Parte 3: Guía. Métodos de ensayos sísmicos aplicables a los equipos.
- IEC 60076-2: T/F. Parte 2: Calentamiento.
- IEC 60076-3: T/F. Parte 3: Niveles de aislamiento y ensayos dialécticos.
- IEC 60076-3-1: T/F. Parte 3: Niveles de aislamiento y ensayos dieléctricos. Distancias de aislamiento en el aire.
- IEC 60076-5: T/F de potencia. Parte 5: Aptitud para soportar cortocircuitos.
- IEC 60137: Aisladores pasantes para tensiones alternas superiores a 1 000 V.
- IEC 60354: Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites.

- IEC 60529: Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- IEC 60551: Determinación del nivel de ruido de los transformadores y reactancias.
- IEC 60606: Guía de aplicación para los transformadores de potencia.
- IEC 60726: Transformadores de potencia tipo seco.
- IEC 60815: Guía para la elección de los aisladores respecto a sus condiciones de contaminación.
- IEC 60905: Guía de carga para los transformadores de potencia tipo seco.

Entre los requerimientos nacionales se tiene el Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN PR-20.

- Los transformadores deberán ser de tres arrollamientos. El terciario deberá tener el devanado en conexión delta y será utilizado para la alimentación de los servicios auxiliares de la Subestación.
- Los transformadores de potencia del STTN deberán ser bancos de unidades monofásicas, debiendo preverse un polo de reserva (por subestación y según el tipo), que mediante un esquema de conexión en alta tensión y en los circuitos de protección y control, sirva de recambio ante una falla de una de las unidades.
- Los transformadores serán aislados en aceite, con refrigeración natural o forzada, ONAN/ONAF/OFAF y deberán poseer conmutadores de tomas bajo carga con regulador automático de tensión.
- Cada unidad deberá equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberá considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar los transformadores entre sí.
- Los interruptores de conexión de los transformadores de potencia 500/220 kV deberán contar con un dispositivo de sincronización de maniobra en ambos devanados para reducir la corriente de energización. Asimismo, los interruptores de

conexión de los transformadores de potencia con tensión primaria de 220 kV contarán con un dispositivo de sincronización de maniobra, según se determine en las simulaciones de energización de transformadores del Estudio de Pre-Operatividad. Accionamiento Uni-Tripolar.

Los transformadores sumergidos en aceite aislante utilizan enfriamiento para suplir las altas cargas a través del transformador. En algunos casos, los radiadores utilizan ventiladores para aumentar su potencia de transformación. Se muestran los tipos de enfriamiento en la tabla 16 categorizados en 9 categorías y codificado por 4 letras.

**Tabla 16**

*Tipos de enfriamiento para el transformador eléctrico.*

<b>Designación</b>	<b>Descripción</b>
ONAN	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural
ONAN/ONAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado
ONAN/ODAF/ODAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural/aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado
OFAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado
ONWN	Sumergido en líquido aislante y con enfriamiento por agua
OFWF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada

*Nota:* tomado de IEC, 2011. Fuente IEC 60076-2:2011 Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers.

Para la especificación técnica de los transformadores eléctricos es importante detallar las condiciones normales de servicio. Estas son:

- Altitud
- Temperatura ambiente y del fluido de refrigeración
- Forma de onda de la tensión de alimentación
- Simetría de las tensiones de alimentación trifásica
- Condiciones ambientales de instalación

La impedancia de cortocircuito del transformador se tiene que seleccionar adecuadamente ya que, afecta al flujo de carga y el estudio de cortocircuito. Según la IEC 60076-5 recomienda algunos valores de impedancia de cortocircuito (tabla 17). El procedimiento técnico PR-20 del COES menciona que la impedancia de cortocircuito de los transformadores no debe ser mayor a 20%.

**Tabla 17**

*Impedancia de cortocircuito mínimo de transformadores.*

Rango de potencia (kVA)	Impedancia de cortocircuito mínimo (%)
25 a 630	4
631 a 1250	5
1251 a 2500	6
2501 a 6300	7
6301 a 25000	8
25001 a 40000	10
40001 a 63000	11
63001 a 100000	12.5
más de 100000	<12.5

*Nota:* tomado de IEC, 2006. Fuente IEC 60076-5:2006 Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit.

Las pérdidas eléctricas del transformador están relacionadas con el tipo de núcleo y la cantidad de vueltas del bobinado. La normativa recomienda que el tap del transformador debe estar en la posición principal. Se tiene unas pérdidas referenciales por potencia nominal de transformadores trifásicos (tabla 18). En la figura 46 se muestra físicamente un centro de transformación correspondiente a un aerogenerador en una central eólica.

**Tabla 18**

*Pérdidas eléctricas máximas por potencia nominal de transformadores trifásicos.*

Potencia nominal máxima (MVA)	Pérdidas totales máximas
$5 \leq S_n < 30$	0.70%
$30 \leq S_n < 50$	0.60%
$50 \leq S_n < 100$	0.50%
$100 < S_n < 200$	0.40%
$200 \leq S_n$	0.30%

## Figura 46

Centro de transformación.



La potencia del transformador se dimensiona en función de las características del convertidor asociado al aerogenerador. La potencia del transformador se diseña a la condición más desfavorable de regulación de tensión, para el convertidor equivalente al 0.95 p.u. de su potencia nominal.

Se presenta el dimensionamiento para transformadores en los centros de transformación de una central eólica, según recomendaciones de los fabricantes de los aerogeneradores.

La capacidad en clase de refrigeración ONAN y temperatura de devanados de 55/65°C se define en la ecuación 73:

$$Capacidad_{trafo} = 110\% \cdot potencia_{convertidor} \quad (73)$$

La Capacidad en clase de refrigeración AN y temperatura de devanados 130/150 °C se define en la ecuación 74:

$$Capacidad_{trafo} = 115\% \cdot potencia_{convertidor} \quad (74)$$

### 2.1.7 Celdas de media tensión

Son dispositivos de conmutación que se encargan de controlar y proteger los circuitos eléctricos de media tensión que conectan los aerogeneradores con la subestación eléctrica del parque eólico.

Cada celda de media tensión suele estar compuesta por interruptores de potencia, dispositivos de protección, transformadores de corriente, transformadores de tensión y

dispositivos de medición. Estos elementos permiten controlar la entrada y salida de la energía eléctrica de los aerogeneradores, así como proteger los circuitos contra sobrecargas, cortocircuitos y otras fallas eléctricas.

Los equipos eléctricos se encuentran alojados en gabinetes resistentes y seguros, con sistemas de ventilación y protección contra sobrecalentamiento. Además, cada celda de media tensión está diseñada para ser modular y escalable, permitiendo la expansión del parque eólico y la adición de más aerogeneradores.

Se detallan los aparatos de maniobra y medición:

- Barras
- Interruptor de potencia
- Transformador de tensión y de corriente
- Relé de protección
- Instrumentos de medida
- Relés auxiliares
- Lámparas de indicación: Destinado para indicar interruptor cerrado, abierto y disparado.
- Calefactores de espacio: Para prevenir la condensación de humedad. Se compone de un termostato.
- Protección de circuitos de control y auxiliares: Compuesto por interruptores termomagnéticos.
- Cableado: Destinado para los circuitos auxiliares, de medición, de protección y de dispositivos de alarma con aislación para 0.6/1 kV y con conductores multihebras.
- Pintura y acabado: Se exige que las partes metálicas sean galvanizadas o pintadas para proteger contra la corrosión.

**Configuraciones entre centros de transformación y celdas de media tensión:**

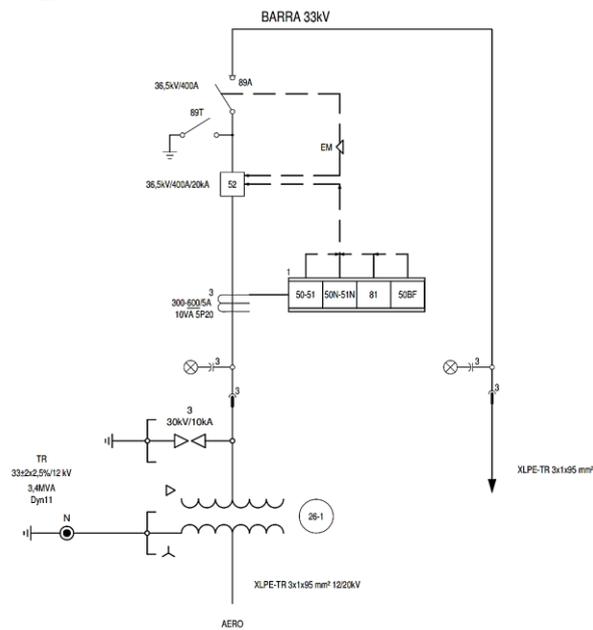
en este documento, se describen tres tipos de centros de transformación, cada uno

compuesto por un conjunto de celdas. Dependiendo de la posición del aerogenerador dentro del circuito entre aerogeneradores, se adoptará una de las siguientes configuraciones:

- Configuración 0L1V: Para aerogeneradores ubicados en extremo de la línea (Figura 47)
- Configuración 0L1L1V: Para aerogeneradores en una posición intermedia (figura 48)
- Configuración 0L2L1V: Para aerogeneradores con dos líneas de entrada y una de salida (figura 49)

**Figura 47**

*Configuración de celda 0L1V.*





**Figura 50**

Conectores tipo bota (a la izquierda) y rectos (derecha).



### 2.1.9 Empalmes

En los tramos de canalización de la red de media tensión de mayor longitud, será necesario efectuar empalmes en los conductores de media tensión, puesto a que los cables se suministran en bobinas de longitud limitada. Estos empalmes permiten la continuidad de la transmisión eléctrica al conectar segmentos de cable. Los empalmes utilizados en las redes de media tensión subterránea tienen que ser altamente resistentes y capaces de soportar las rigurosas demandas de su entorno.

Los empalmes de cables de media tensión pueden ser de 2 tipos.

**Empalmes de contracción en frío:** se ajustan al tamaño del cable sin la necesidad de aplicar calor. Estos empalmes cuentan con cuerpos pre expandidos. Se observa un empalme de este tipo en la figura 51.

**Figura 51**

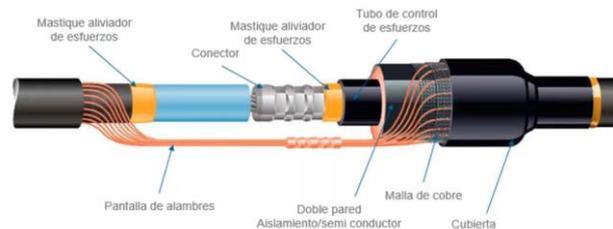
*Empalmes de contracción en frío.*



**Empalmes de contracción en calor:** requieren la aplicación de calor (generalmente de un soplete) para encogerse y ajustarse a las dimensiones del cable. Se observa un empalme de este tipo en la figura 52.

**Figura 52**

*Empalmes de contracción en caliente.*



La selección del tipo de empalme dependerá de varios factores, entre ellos:

**Condiciones ambientales:** los empalmes de tipo contracción en frío generalmente son más resistentes a la intemperie (resistentes a los rayos UV, temperaturas altas, humedad). Por otro lado, los de tipo en caliente pueden ser más adecuados para ambientes secos y controlados.

**Facilidad de instalación:** los empalmes de tipo contracción en frío son menos complejos de instalar puesto no se necesita de equipos como sopletes, sin embargo, los empalmes de tipo contracción en caliente son más rápidos de instalar.

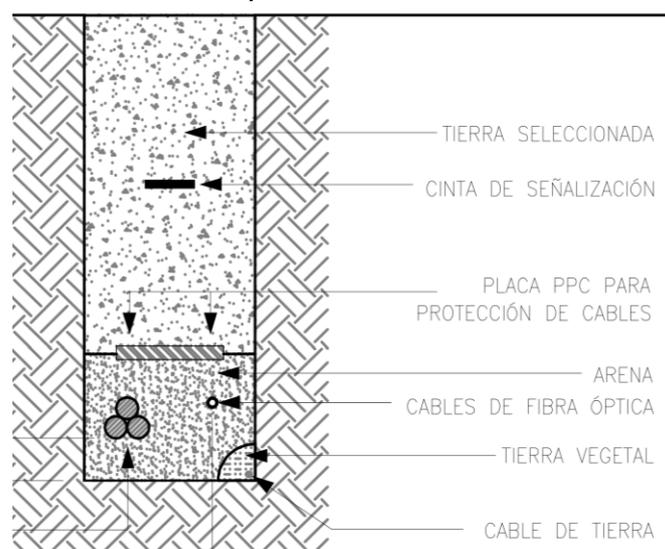
**Durabilidad:** los empalmes de tipo contracción en caliente son tienden a proporcionar un sellado más duradero y fuerte.

#### **2.1.10 Canalizaciones para la red de media tensión, PAT y comunicaciones**

Las canalizaciones de las líneas subterráneas se disponen junto a los viales de la central eólica (en lo posible) y alrededor de las plataformas de montaje. En esta zanja se suele agregar arena tamizada de cierta altura y materiales de la misma excavación. Además de una cinta de polietileno para señalización y una placa para protección. La disposición de manera referencial se puede observar en la figura 53.

**Figura 53**

*Características de una canalización típica.*



### **2.1.11 Sistema de puesta a tierra de la central eólica**

La protección al personal operario y a los equipos que están expuestos a las corrientes de falla a tierra se da por medio de la resistencia de puesta a tierra del electrodo. Es necesario que la resistencia de puesta a tierra del electrodo sea lo suficientemente baja. Para determinar la resistencia de puesta a tierra del electrodo de un aerogenerador, se realiza una prueba de resistividad del suelo en la zona donde se encuentra el aerogenerador. Luego se selecciona el tipo de electrodo más adecuado para esa zona, que puede ser un electrodo de varilla o un electrodo de malla enterrado en el suelo. La resistencia de puesta a tierra se calcula con base en la resistividad del suelo y al diseño del electrodo utilizado.

En caso de que la resistencia de puesta a tierra sea demasiado alta, se pueden tomar medidas para mejorar el sistema de puesta a tierra, como agregar más varillas o aumentar la profundidad de los electrodos enterrados en el suelo.

El sistema de puesta a tierra está compuesto de:

- Electrodo de puesta a tierra en la fundación del aerogenerador
- Electrodo horizontal que consiste en un conductor de cobre desnudo que se instalará en la misma canalización que los cables de potencia y comunicaciones,

interconectando todos los aerogeneradores entre sí y conectado a la red de tierras de la subestación.

Cuando ocurre una falla a tierra en el sistema, se produce una elevación del potencial del electrodo. La corriente que fluye hacia tierra a través de este genera gradientes de potencial en el terreno circundante.

Por consiguiente, al diseñar los electrodos de puesta a tierra, deben considerar los siguientes aspectos:

- Protección de las personas frente a incrementos de potencial: tensión de paso y contacto.
- Prevención de sobretensiones peligrosas para las instalaciones.
- Magnitud de la corriente de falla necesaria para activar los mecanismos de protección, asegurando la interrupción de la falla.

**Seguridad de las personas:** las expresiones establecidas por la IEEE Std80 para calcular las tensiones de paso y contacto definidas por las ecuaciones 75 y 76:

$$U_{paso\,admisible} = \frac{116}{\sqrt{t_s}} \left(1 + \frac{6C_s\rho_s}{1000}\right) \quad (75)$$

$$U_{contacto\,admisible} \quad (76)$$
$$= \frac{116}{\sqrt{t_s}} \left(1 + \frac{1.5C_s\rho_s}{1000}\right)$$

Donde:

- $V_p$ : Tensión de paso
- $V_c$ : Tensión de contacto
- $t_s$ : Tiempo de duración de la falta
- $\rho_s$ : Resistividad de la capa superficial del terreno
- $C_s$ : Coeficiente de resistividad

El coeficiente de resistividad de la ecuación 75 se define en la ecuación 77:

$$C_s = 1 - \frac{0.09(1 - \frac{\rho_s}{\rho})}{2h_s + 0.09} \quad (77)$$

Donde:

- $C_s$ : Coeficiente de resistividad
- $\rho_s$ : Resistividad de la capa superficial del terreno
- $\rho$ : Resistividad del terreno
- $h_s$ : Espesor de la capa superficial del terreno

**Prevención de sobretensiones peligrosas para la instalación:** para garantizar los componentes de baja tensión de la subestación contra sobretensiones causados por fallos en el aislamiento del circuito de alta tensión, el electrodo de conexión a tierra debe actuar como limitador, de forma que la tensión de defecto ( $V_d$ ) sea inferior a la que soportan dichos elementos ( $V_{bt}$ ), esto definido en las ecuaciones 78, 79 y 80:

$$V_d = R_t \cdot I_d \quad (78)$$

$$V_{bt} \geq V_d \quad (79)$$

$$V_d \leq 10.000 \text{ V} \quad (80)$$

Donde:

- $V_d$ : Tensión de defecto, en V
- $V_{bt}$ : Tensión soportada por la instalación de baja tensión, (V)
- $R_t$ : Resistencia máxima de la puesta a tierra del sistema, ( $\Omega$ )
- $I_d$ : Intensidad de defecto, en A

**Limitación del valor mínimo de la corriente de defecto:** la intensidad máxima de defecto  $I_d$  deberá ser la más baja posible, esto como propósito minimizar la tensión que se genera en el electrodo cuando es atravesado por dicha corriente.

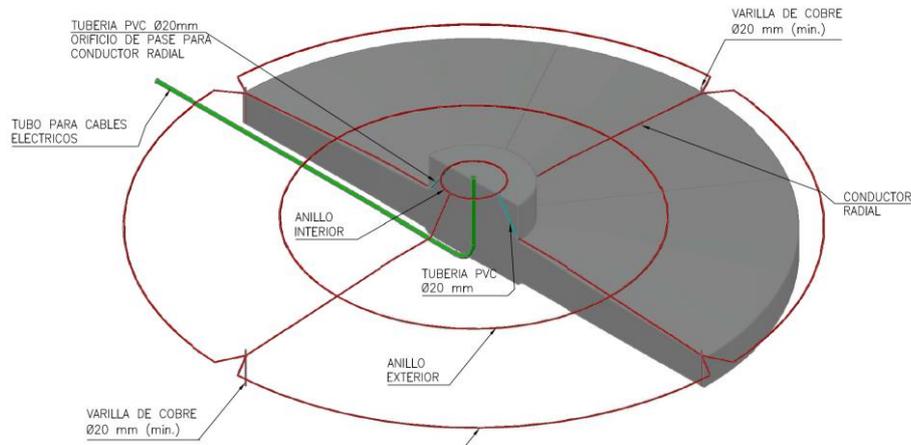
No obstante, esta intensidad debe superar un umbral mínimo que permita activar los mecanismos de protección para detectar y cortar el suministro en caso de falla.

$I_d > I_a$  (Intensidad de activación del relé) Valor que asegure la respuesta de los sistemas de protección.

**Cálculo de la resistencia de puesta a tierra en anillo del aerogenerador:** en la figura 54, se muestra la malla a tierra de aerogeneradores conformado por 2 anillos de cobre, uno interior y otro exterior, además de 4 varillas de cobre perpendiculares al suelo.

**Figura 54**

*Malla a tierra del aerogenerador.*



Para el cálculo de la resistencia de cada uno de los electrodos en anillo (figura 54) se define en la ecuación 81:

$$R_g = \rho \cdot \left[ \frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (81)$$

Donde:

- L= longitud total del conductor instalado (m)
- A= área del electrodo ( $m^2$ )
- h= profundidad de enterramiento del electrodo (m)

**Sección del conductor de la malla:** la sección mínima necesaria para el conductor de la malla se calcula mediante la ecuación 82:

$$S_C = \frac{I_C \cdot \sqrt{1000 \cdot t_d \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}}{\sqrt{T_{CAP} \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (82)$$

Donde:

- $S_C$ : Sección mínima del conductor
- $I_C$ : Corriente que circula por el conductor
- $t_d$ : Tiempo de duración de la falta
- $\alpha_r$ : Coeficiente térmico de resistividad a 20 °C
- $\alpha_0$ : Coeficiente térmico de resistividad a 0 °C
- $K_0$ :  $1/\alpha_0$
- $\rho_r$ : Resistividad a 20 °C
- $T_{CAP}$ : Capacidad térmica
- $T_m$ : Temperatura máxima admisible del conductor
- $T_a$ : Temperatura ambiente

**Corriente de puesta a Tierra  $I_G$** : es la parte de la corriente de defecto a tierra que pasa al terreno a través de la red de tierras y provoca la elevación de potencial en la misma.

**Aumento de potencial de tierra (GPR)**: si el GPR del diseño preliminar está por debajo de la tensión de contacto tolerable, no se necesitará un análisis adicional (IEEE Std 80-2000 16.4 Procedimiento de diseño, paso 7).

$$V_{GRP} = I_g \cdot R_g \quad (83)$$

Donde:

- $V_{GRP}$ : Elevación potencial de la malla en caso de falta a tierra
- $I_g$ : Corriente de tierra en caso de falta
- $R_g$ : Resistencia de la malla de tierra

### **2.1.12 Elaboración del presupuesto de la red de media tensión**

**Descripción del proyecto:** la red de media tensión de la central eólica se encuentra ubicada al sur de la localidad de Nazca, en la provincia de Nasca de la región de Ica. La finalidad general de esta iniciativa es generar electricidad utilizando una fuente de energía alternativa, específicamente el viento. El plan implica el desarrollo, montaje y puesta en marcha de un parque eólico de aproximadamente 132.3 MW de potencia instalada, la cual se compondrá por 42 aerogeneradores. Para la transmisión de la energía hacia la red eléctrica, los aerogeneradores son agrupados técnica y geográficamente; cada grupo de aerogeneradores se conectan mediante líneas subterráneas de media tensión con la subestación de potencia de la central. Desde allí la energía se transmite hacia el SEIN a través de una futura línea de transmisión de 220 kV.

**Inversión:** la inversión de la red de media tensión es parte de la inversión global de la central eólica que se compone de las obras de generación y transmisión, pero son componentes independientes pero construidos en conjunto.

El financiamiento esperado será de 30% del monto total a través de los aportes de capital de los accionistas de la empresa, mientras que el 70% se evalúan diversas alternativas a través de instituciones financieras de la banca local e internacional.

**Costos de suministro y montaje:** se toma en cuenta los diversos costos y gastos, tanto fijos como variables, además de gastos adicionales que deben realizar las plantas de generación eléctrica renovable en el Perú, como lo aportes al COES, aportes al Osinergmin, entre otros.

## **2.2 Marco conceptual**

**Energía renovable no convencional:** es cualquier fuente de energía renovable que no sea hidroeléctrica, eólica, solar o geotérmica. Ejemplos de energías renovables no convencionales incluyen la energía de biomasa, la energía de residuos, la energía de olas y mareas, la energía de biocombustibles, la energía geotérmica de baja entalpía y la energía del hidrógeno. Estas fuentes de energía renovable están ganando cada vez más

atención debido a su potencial para proporcionar energía limpia y sostenible en el futuro, especialmente a medida que se busca reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar los efectos del cambio climático.

**Viento:** movimiento del aire en la atmósfera terrestre, generado principalmente por la diferencia de temperatura entre las regiones terrestres y las regiones marítimas, así como por la rotación de la Tierra. El viento es una forma de energía cinética que puede ser aprovechada para la generación de electricidad a través de los aerogeneradores.

**Perfil del viento:** es la forma en que varía la velocidad y la dirección del viento con respecto a la altura sobre la superficie de la tierra. En general, la velocidad del viento aumenta a medida que se eleva en altura debido a la disminución de la fricción del viento con la superficie de la tierra y a la mayor exposición a corrientes de aire de mayor velocidad. El perfil del viento es un factor importante que considerar en la planificación y diseño de parques eólicos, ya que afecta la producción de energía y la vida útil de los aerogeneradores.

**Rugosidad del terreno:** se refiere a las irregularidades que presenta la superficie de la tierra en una determinada zona, como por ejemplo la presencia de árboles, edificios, montañas, entre otros obstáculos. La rugosidad del terreno es un factor importante que considerar en la estimación del perfil del viento en una zona determinada, ya que los obstáculos presentes en el terreno pueden afectar la velocidad y la dirección del viento en la zona.

**Límite de Betz:** es una teoría que establece que un rotor de turbina eólica no puede convertir más del 59.3% de la energía cinética del viento en energía mecánica, independientemente de su diseño o tamaño. Esto se debe a que cualquier turbina eólica debe permitir que una cantidad suficiente de viento pase a través de ella para evitar una caída de presión detrás del rotor, lo que limita la cantidad de energía que se puede extraer.

**Ley de Weibull:** esta función probabilística se emplea para representar matemáticamente las velocidades del viento en una ubicación específica. Según el modelo, la probabilidad de que la velocidad se sitúe dentro de ciertos límites está correlacionada

con la media y la variación del viento en dicho emplazamiento. La configuración de la gráfica que describe esta distribución de probabilidad está determinada por dos factores clave: un coeficiente que define su forma y otro que establece su escala.

**Estela:** se refiere al flujo de aire perturbado y en remolino que se produce detrás del rotor de un aerogenerador. Este flujo se debe a la transferencia de energía del viento al rotor para generar electricidad. La estela puede tener efectos negativos en la producción de energía eólica, ya que reduce la velocidad del viento en la zona detrás del rotor, lo que disminuye la eficiencia del aerogenerador y aumenta la turbulencia del aire en el área cercana.

**Coefficiente de empuje:** es una medida de la eficiencia de un aerogenerador en la conversión de la energía cinética proveniente del viento en energía eléctrica. Se define como la relación entre la potencia extraída por el aerogenerador y la potencia disponible en el viento que lo atraviesa. En otras palabras, el coeficiente de empuje mide cuánta energía del viento es capturada por el aerogenerador.

**Aerogenerador:** máquina que convierte la energía cinética proveniente del viento en energía eléctrica. Está compuesto por un rotor con palas que giran impulsadas por el viento, un generador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica, y otros componentes como un sistema de control, una torre y cimentación.

**Clases de aerogenerador:** se refieren a la clasificación según su capacidad de generación de energía y las condiciones ambientales para las que están diseñados.

**Red de media tensión:** es un sistema de distribución de energía eléctrica que opera a un nivel de tensión por lo general a 33 kV. Esta red se encarga de transportar la electricidad generada por los aerogeneradores a la subestación de la central eólica, donde se elevará la tensión para su conexión a la red de transmisión de energía eléctrica de alta tensión.

**Cables subterráneos:** se encargan de transportar la energía eléctrica generada por los aerogeneradores hasta los transformadores y posteriormente hacia la red eléctrica. Estos cables están diseñados para soportar altas tensiones y corrientes eléctricas, así

como para resistir condiciones ambientales extremas, como temperaturas extremas, humedad, y vibraciones.

**Aislamiento de cables:** se refiere al revestimiento o recubrimiento que se utiliza para proteger el conductor eléctrico del medio ambiente en el que se encuentra, así como para evitar que los campos eléctricos y magnéticos creados por la corriente eléctrica en el conductor afecten a otros conductores o estructuras cercanas.

**Pantalla semiconductor:** es una capa delgada de material semiconductor que se aplica sobre el aislamiento del cable. Su función principal es limitar el gradiente eléctrico en la superficie del aislamiento y reducir el estrés eléctrico en el mismo. Esto mejora la distribución del campo eléctrico y previene la formación de descargas parciales en la superficie del aislamiento, lo que podría dañar el cable.

**Pantalla metálica:** es una capa de protección que se encuentra en los cables subterráneos de alta tensión. Está compuesta por una malla o trenza de alambres metálicos que se coloca alrededor del aislamiento del cable para protegerlo de interferencias electromagnéticas externas. La pantalla metálica también ayuda a limitar el campo eléctrico y a reducir la interferencia electromagnética que se produce en las proximidades del cable.

**Caída de tensión:** es la pérdida de tensión que se produce en un cable debido a la resistencia eléctrica que ofrece su material conductor al paso de la corriente eléctrica. La caída de tensión en un cable de media es un factor importante a tener en cuenta en su dimensionamiento, ya que afecta directamente la eficiencia energética del sistema y puede generar problemas de operación y funcionamiento.

**Pérdidas por efecto Joule:** las pérdidas por efecto Joule son una consecuencia natural de la circulación de la corriente eléctrica a través de un material conductor, como los cables de media tensión. Estas pérdidas son debidas a la resistencia eléctrica del material conductor y se traducen en la generación de calor en el mismo.

**Tensión de defecto:** es una medida de la tensión que se genera en un sistema eléctrico de potencia cuando se produce un cortocircuito o una falla en algún punto de este.

Esta tensión puede ser peligrosa para el personal y los equipos conectados a la red eléctrica, por lo que es necesario tomar medidas para limitarla y proteger el sistema.

**Corriente de defecto:** corriente que fluye en el circuito eléctrico cuando se produce una falla o cortocircuito en algún punto de la red. Esta corriente puede ser muy elevada y peligrosa, por lo que es necesario interrumpirla mediante dispositivos de protección como interruptores.

**Decreto Legislativo N.º 1002:** promueve el aprovechamiento de energías renovables no convencionales promoviendo su inversión.

**Emergencia climática:** necesidad urgente de tomar medidas inmediatas y drásticas para mitigar y adaptarse a los efectos del cambio climático.

**Adopción sostenible de energía renovable no convencional:** integrar fuentes como solar, eólica, geotérmica y biomasa de manera económicamente viable, socialmente aceptable y ambientalmente beneficiosa, promoviendo tecnologías adaptables.

**Desafíos de implementar centrales eólicas y su red de media tensión:** variabilidad, infraestructura, ubicación, costos, regulación, aceptación social.

**Código Nacional de Electricidad (CNE):** establece las normas y estándares técnicos para la generación, transmisión, distribución, uso seguro y eficiente de la electricidad.

## Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

### 3.1 Planificación del trabajo de suficiencia

#### 3.1.1 Metodología

**Tipo de investigación:** el tipo de investigación es aplicada, ya que se centra en la aplicación práctica de conocimientos teóricos para resolver problemas o desarrollar tecnologías.

En la investigación aplicada, el investigador utiliza conocimientos teóricos y conceptuales para desarrollar una solución práctica a un problema específico. El objetivo final de la investigación aplicada es desarrollar una solución práctica y aplicable en el mundo real.

**Diseño de investigación:** la presente investigación adopta un enfoque cuantitativo, debido a que se emplean cálculos y comprobaciones numéricas basadas en un modelo teórico previamente validado. De esta forma, se puede corroborar la eficiencia superior del diseño analizado.

La investigación que se presenta tiene un diseño experimental, ya que se realizaron experimentos para evaluar la variable independiente red subterránea de media tensión de la central eólica. Durante el proceso se midieron los resultados obtenidos en cuantos aspectos técnicos y económicos, con el objetivo de determinar la viabilidad de esta alternativa en comparación con otras.

**Población y muestra:** en la presente investigación no se analizó una población. Sin embargo, la muestra considerada es la red de media tensión de una central eólica ubicada al Sur de Ica.

**Cronograma de trabajo:** el cronograma de trabajo permite la consecución de las ocho metas del proyecto en un plazo aproximado de 8 meses mostradas en la tabla 19.

**Tabla 19**

*Diagrama de Gantt del proyecto planificado.*

<b>Actividad</b>	<b>Duración</b>
Análisis de problemática	15 días
Caracterizar el recurso eólico del área del proyecto	15 días
Diseño y optimización del layout de la central eólica	30 días
Diseño y dimensionamiento de los cables de media tensión	30 días
Diseño y dimensionamiento del sistema de puesta a tierra	30 días
Ejecución de la red de media tensión de la central eólica	120 días

### **3.1.2 Aspectos de gestión**

**Recursos:** para este proyecto se contaron con recursos humanos de la empresa inversionista y técnicos de la mano de obra calificada y no calificada de los ciudadanos de Ica.

**Bienes:** se adquirieron 42 aerogeneradores y 3.15 MW y 60 kilómetros de cable subterráneo 18/30 kV de aluminio de 95, 150, 240 y 630  $mm^2$ , empalmes, terminales, conectadores, celdas y centros de transformación.

**Servicios:** a fin de ejecutar el proyecto de la red de media tensión, se contó con los servicios de personal y maquinaria de diversas empresas contratistas.

**Fuentes de financiamiento:** se contó, como fuentes de financiamiento, con un financiamiento del 70% con entidades internacionales y un 30% con capital propio, sumando en total US\$ 40,000,000.

### **3.1.3 Relación entre objetivos específicos con los requerimientos obtenidos**

**Planificación por objetivos:** con base en los objetivos específicos establecidos en el acápite 1.3.2, se plantearon los requerimientos necesarios para desarrollar y evaluar el proyecto en cada una de sus etapas:

- Para caracterizar el recurso eólico de una zona con potencial eólico para el desarrollo de una central eólica se requirió datos de velocidad y dirección del viento medidos en campo o desde data satelital en una ubicación representativa para toda

el área de la central, a una altura igual o similar a la altura del buje del aerogenerador. Además, se tomó en cuenta la rugosidad del terreno y el shear o coeficiente de fricción.

- Para el diseño de la disposición de los aerogeneradores de una central eólica con la finalidad de explotar el recurso eólico se requirió la caracterización del recurso eólico, el modelo del aerogenerador, la simulación del flujo de viento en el área del proyecto, el efecto estela entre los aerogeneradores, los obstáculos existentes y restricciones que puede haber ya sean ambientales, arqueológicas o como resultado del estudio de suelos.
- Para el diseño y dimensionamiento de los equipos de transmisión de la red MT de la central eólica se requirió, el diseño de los cables subterráneos de la red, las características eléctricas de los aerogeneradores y de la subestación de potencia, distancias entre aerogeneradores y aerogeneradores y subestación de potencia, la resistividad térmica del suelo, temperatura ambiente del terreno, profundidad de las zanjas y configuraciones de los cables.
- En la planificación del esquema de puesta a tierra de la central eólica se requirió indagar sobre normativa internacional, a fin de garantizar la seguridad de las personas, prevenir daños a los equipos y soportar las fuerzas térmicas y electrodinámicas sometidos en una falla.
- Para la elaboración del presupuesto de la red de media tensión de la central eólica se requirió elaborar el presupuesto del movimiento de tierras, el suministro y montaje del cableado de red de media tensión, y la ingeniería.

A continuación, se muestra la tabla 20 en la cual se resumen los objetivos específicos del proyecto y sus requerimientos asociados. Estos requerimientos serán desarrollados y arrojarán resultados, los cuales serán evaluados y nos permitirán concluir si los objetivos del proyecto fueron cumplidos.

**Tabla 20***Resumen de objetivos específicos y requerimientos asociados.*

<b>Ítem</b>	<b>Objetivos específicos</b>	<b>Requerimientos</b>
1	Caracterizar el recurso eólico del área del proyecto eólico.	Mapas de viento de la zona. Altura de instrumentos de medición. Velocidad del viento. Tiempo de toma de datos. Rugosidad del terreno.
2	Diseñar la disposición de los aerogeneradores de la central eólica para la explotación del recurso eólico y la evaluación del potencial eólico.	Ubicación geográfica de la fuente de información de los datos del viento. Topografía del área del proyecto. Áreas restringidas. Modelo y clase del aerogenerador. Accesos y caminos internos. Simulación del potencial eólico.
3	Diseñar y dimensionar los equipos de transmisión de la red de media tensión de la central eólica.	Modelo del aerogenerador. Accesos y caminos internos. Ubicación de la subestación. Topografía del área del proyecto. Áreas restringidas. Búsqueda de normativa internacional sobre cables subterráneos de media tensión. Búsqueda de normativa internacional sobre diseño de centros de transformación.
4	Diseñar el sistema de puesta a tierra de la red de media tensión.	Características del aerogenerador. Características de la cimentación. Requerimientos básicos de la puesta a tierra. Impedancias de componentes. Búsqueda de normativa internacional sobre diseño de puesta a tierra.
5	Elaborar el propuesto del diseño e implementación de la red de media tensión de la central eólica	Búsqueda de proveedores de cables subterráneos, centros de transformación, conectores, terminales, empalmes, celdas de media tensión. Búsqueda de empresas que tengan experiencia en la implementación de redes de media tensión subterránea para centrales eólicas. Recursos humanos: project manager, área de ingeniería, HSE. Elaboración de presupuesto de la red de media tensión.

De la tabla 21 y tabla 22, se detallan las asignaciones de recursos del proyecto, los cuales incluyeron el área de gestión, el equipo de ingeniería y construcción, el equipo de

Salud, Seguridad y Medioambiente y el equipo de apoyo local, así como de empresas terceras. Se incluye una breve descripción de los roles de cada recurso y se les asigna una codificación, la cual, se utilizó en el diagrama de bloques de planteamiento del proyecto.

**Tabla 21**

*Definición de recursos humanos del proyecto categorizado por dependencia.*

<b>Dependencia</b>	<b>Recurso humano (descripción y rol resumido)</b>	<b>Código</b>
Gestión	Project Manager	
	Elaboración de plan de trabajo, coordinación con todas las áreas, gestionar riesgos, control de presupuestos y costos, cronograma, garantizar calidad del proyecto	PM1
Equipo de ingeniería y construcción	Gerente de construcción	
	Planificación y programación de construcción, gestión de contratistas, coordinación con otras áreas, control documentario	IN1
	Coordinador en Sitio	
	Supervisión del trabajo en el sitio de construcción, coordinación con contratistas, inspecciones regulares, comunicación afectiva, identificación de riesgos potenciales, registros de actividades	IN2
	Especialista Civil	
Equipo de ingeniería y construcción	Topografía, planificación, diseño y supervisión de obras civiles como preparación del terreno, construcción de cimentaciones, caminos y accesos, edificios de control	IN3
	Especialista Eléctrico	
	Diseño y especificaciones de los equipos eléctricos, supervisión de diseño eléctrico, supervisión de instalación de equipos e infraestructura, sincronización de equipos a la red, supervisión de pruebas eléctricas, desarrollo de procedimientos operativos, resolver problemas eléctricos	IN4
Equipo de ingeniería y construcción	Equipo de ingeniería	
	Análisis y evaluación del potencial eólico, layout del proyecto, diseño y desarrollo de plan de ingeniería, estudios de factibilidad, selección de equipos y materiales para construcción, apoyo de especialistas, coordinar con otras áreas	IN5
Equipo de Salud, Seguridad y Medioambiente	Prevencionista de Riesgos	HS1

Prevención de accidentes, protección de salud de trabajadores, desarrollo e implementación de políticas de seguridad, identificación de riesgos, elaboración de medidas de prevención y control, capacitaciones de seguridad, inspecciones, auditorías, registro y estadística de accidentes

Especialista en Medioambiente

Medidas de mitigación y prevención de impactos negativos en el medio ambiente, supervisar y monitorear el cumplimiento de normas ambientales, desarrollo de programas de sensibilización.

HS2

**Tabla 22**

*Definición de recursos humanos del proyecto categorizado por dependencia – parte 2.*

<b>Dependencia</b>	<b>Recurso humano (descripción y rol resumido)</b>	<b>Código</b>
Equipo apoyo local	Equipo de gestión de permisos	SO1
	Permisos y autorizaciones, coordinación con autoridades locales.	
	Equipo de Relaciones Comunitarias e Institucionales	SO2
	Identificación de actores clave, reuniones con las comunidades, identificación de impactos sociales, desarrollo de programas de responsabilidad social.	
Equipo administrativo (Legal, Finanzas, Compras, etc.)	SO3	
Contratos con proveedores y contratistas, reportes financieros, presupuestos, financiamientos, adquisición y gestión de materiales, procesos de licitación, selección de proveedores.		
Empresas Contratistas	Montaje de torre de medición del viento	C1
	Instalación de la torre de medición del viento, mantenimiento de la torre, descarga de datos, envío de datos.	
	Estudio de suelos	C2
	Elaboración del estudio geotécnico, geológico, hidrogeológico, hidrológico.	
	Suministro y montaje de aerogeneradores	C3
	Compra, transporte y almacenamiento de aerogeneradores, procedimientos de seguridad y calidad del montaje de aerogeneradores, prueba de aceptación.	
	Parque eólico, civil y eléctrico	C4
	Instalación de cables de media tensión, celdas de media tensión, cimentaciones aerogeneradores y centros de transformación	
Construcción subestaciones	C5	
Instalación, montaje de subestación, calidad de materiales, mano de obra, pruebas de funcionamiento.		
Construcción línea de transmisión	C6	

Construcción de la línea, pruebas y puesta en marcha, excavación de zanjas, instalación de torres, aisladores y otros.

En la tabla 23, se detallan las metas por cada objetivo específico del proyecto, así como también se enumeran y detallan las actividades necesarias para cumplir cada una de las metas. Se asigna una codificación de cada actividad y cada meta del proyecto, estos códigos serán utilizados también en la elaboración de tablas y figuras del presente trabajo.

**Tabla 23**

*Definición de metas y actividades del proyecto.*

Objetivo específico	Meta (descripción y código)	Actividad (descripción)	Código
Objetivo General	Análisis de problemática del desarrollo de la central eólica y el diseño de la red de media tensión de la central eólica m1	Análisis de mapas eólicos del Perú	a.1.1
		Operación de centrales eólicas	a.1.2
		Identificación de desafíos para el diseño de las unidades de generación	a.1.3
		Estudios técnicos complementarios	a.1.4
		Identificación de desafíos para el diseño de la red de media tensión	a.1.5
1	Caracterizar el recurso eólico del área del proyecto eólico m2	Data de la velocidad y dirección del viento	a.2.1
		Caracterización del recurso eólico	a.2.2
		Emplazamiento del proyecto	a.2.3
2	Diseño de la disposición de los aerogeneradores de la central eólica para la explotación del recurso eólico y la evaluación del potencial eólico m3	Diseño de la disposición de los aerogeneradores	a.3.1
		Selección del aerogenerador	a.3.2
		Densidad de potencia	a.3.3
		Estela de la central eólica	a.3.4
		Factor de planta	a.3.5
3	Diseño y dimensionamiento de los componentes de la red de media tensión m4	Especificaciones técnicas de los cables	a.4.1
		Especificaciones técnicas de canalizaciones	a.4.2
		Especificaciones técnicas de los CT	a.4.3
		Especificaciones técnicas de celdas	a.4.4
		Especificaciones técnicas de empalmes	a.4.5
		Especificaciones conectores y terminales	a.4.6
4	Diseño y dimensionamiento del sistema de puesta a tierra de la central eólica m5	Búsqueda de normativa internacional	a.5.1
		Diseño de las cimentaciones del aerogenerador	a.5.2
		Definir requerimientos básicos de la puesta a tierra	a.5.3
		Definir disposición del electrodo	a.5.4
5	Elaboración del presupuesto de la red de media tensión m6	Metrado de todos los componentes	a.6.1
		Costos unitarios de suministro	a.6.2
		Costos unitarios de montaje	a.6.3

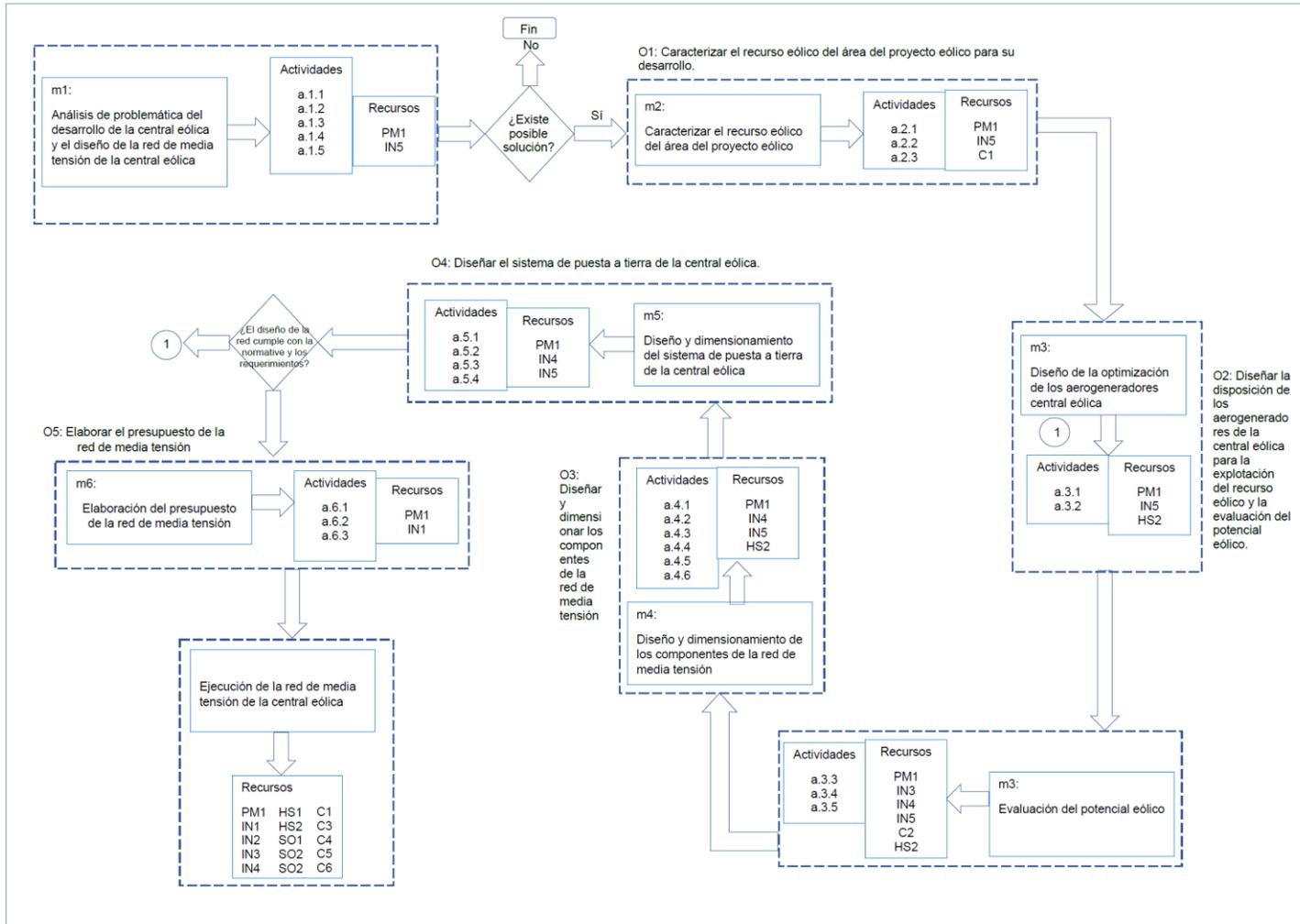
**Estrategia de solución (bloques):** el esquema de planificación del proyecto se ilustra mediante un diagrama de flujo en la figura 55. El paso inicial es analizar la problemática actual del diseño de las centrales eólicas y sus redes de media tensión, para lo cual hay que evaluar aspectos técnicos como, la recolección de datos característicos del viento, viento y dirección sea por medio de anemómetros y veletas instaladas en torres de medición en campo o de información satelital. Con esta información, se utilizará para la caracterización del viento y junto con la selección del(los) modelo(s) de turbina(s) se podrá tener una evaluación preliminar del potencial energético.

A continuación, debe plantearse si el rendimiento o el factor de planta de la central eólica es competitiva para continuar con el desarrollo del proyecto, se designa como un valor mínimo aceptable un 40% para continuar con el diseño de la central eólica y su red de media tensión. De cumplirse este requisito, se mejora el diseño de la central con información secundaria como estudios de suelos y áreas restringidas, y así ir ubicando a los aerogeneradores para obtener el mayor potencial eólico con las menores pérdidas de energía por el efecto estela entre aerogeneradores u obstáculos en el área del proyecto. Se procede a diseñar y dimensionar la red de media tensión con sus componentes principales: los cables de media tensión y los equipos. Para esto se realiza una búsqueda exhaustiva de las normas internacionales y nacionales para cumplir con los requerimientos mínimos. Debe verificarse el cumplimiento del diseño de la red de media tensión respetando todas las normativas. Una vez diseñado la central eólica y su red de media tensión se procede a diseñar la puesta a tierra de los aerogeneradores y de la central identificando las normativas internacionales para esto, posteriormente, se definen los requerimientos básicos de la puesta a tierra, así como la disposición de los electrodos y la obtención de la impedancia del sistema de puesta a tierra. Se verifica que cumpla con los lineamientos normativos internacionales.

Finalmente, se procede a calcular los costos de montaje y suministro para la elaboración del presupuesto de la red de media tensión.

**Figura 55**

*Diagrama de bloques de planteamiento del tema.*



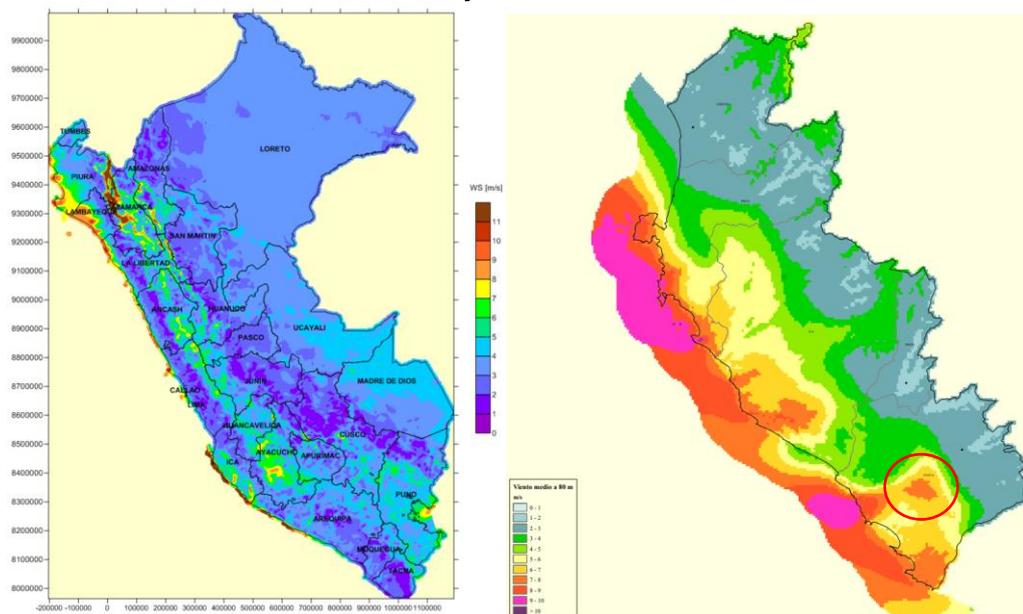
## 3.2 Diseño de la solución

### 3.2.1 Descripción de la problemática

La Dirección General de Electricidad, dentro del Programa para la Gestión Eficiente y Sostenible de los Recursos Energéticos del Perú (PROSEMER), desarrolló el Atlas Eólico a fin de mejorar la estimación del potencial eólico nacional. Este potencial eólico resultó ser de 20 493 MW en todo el Perú (excluyendo zonas restringidas) y de 2 280 MW solo para la región de Ica representando el 11% del Perú. En la izquierda de la figura 56, se observa la velocidad media anual del viento en el Perú, identificando a la región de Ica como una zona a explotar por la abundancia del recurso, como se muestra en la derecha de la figura 56.

**Figura 56**

*Velocidad media anual del viento en Perú y en Ica.*



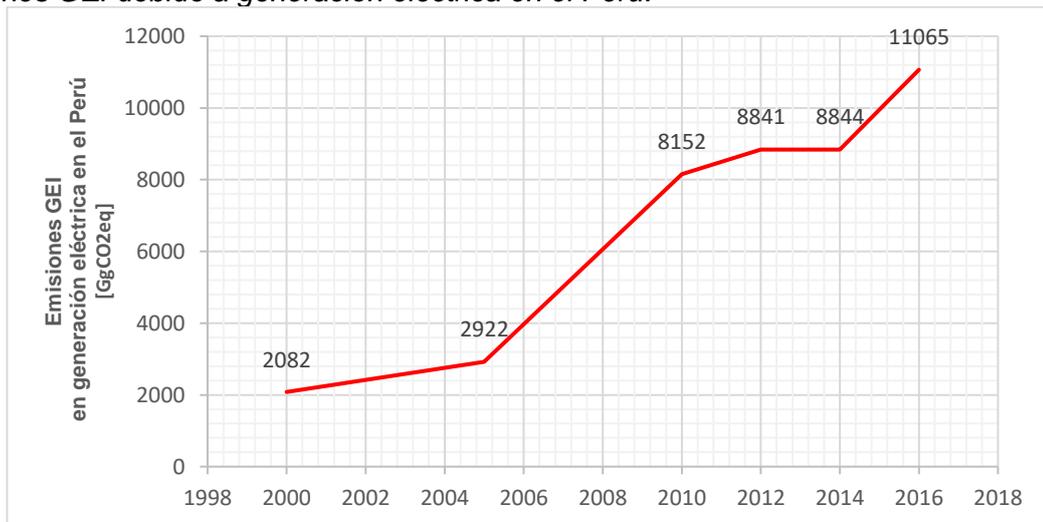
*Nota:* tomado de Minem, 2016. Fuente [https://www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=537](https://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=537)

A inicios del año 2018 la potencia instalada de centrales eólicas en operación en la región de Ica era solo de 129 MW representando solo el 5% del potencial eólico en Ica. En cuanto a la participación de la tecnología eólica en la generación de energía eléctrica en el país, fue solo del 2.17%.

En el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del 2016 (INGEI 2016) es posible observar el incremento de emisiones de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) por generación de electricidad conectada al SEIN en los últimos años. En la figura 57 se puede apreciar dichos incrementos de emisiones por año por operación de centrales a gas, carbón y diésel.

**Figura 57**

*Emisiones GEI debido a generación eléctrica en el Perú.*

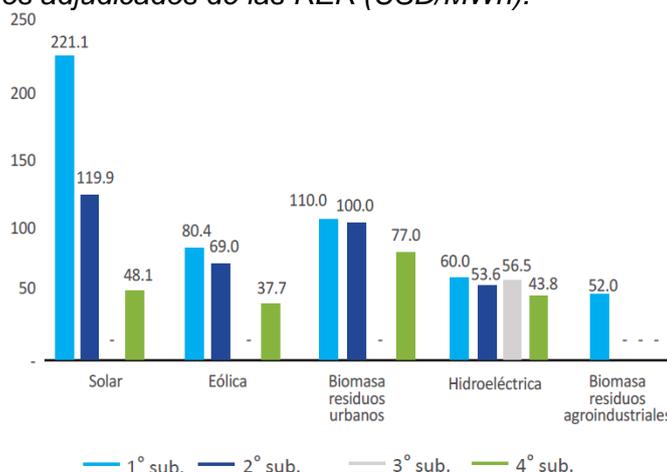


*Nota:* tomado de Ministerio del Ambiente, 2019. Fuente Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero

El Estado Peruano viene apoyando la generación con recursos de energías renovables desde la publicación del Decreto Legislativo 1002 con la realización de subastas de energías renovables por tecnología. Producto de ello, en la figura 58 se puede apreciar el decrecimiento de los precios adjudicados de cada tecnología a lo largo del tiempo.

**Figura 58**

*Evolución de precios adjudicados de las RER (USD/MWh).*



*Nota:* tomado de Osinergmin, 2019. Fuente Energías Renovables experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética

En la cuarta subasta se asignaron las energías requeridas por tecnología para la primera ronda, siendo la energía requerida para la eólica de hasta 573 000 MWh/año.

### **3.2.2 Explicación de la problemática**

Ante el continuo crecimiento de la tecnología eólica en el mundo por la disminución de costos de producción, la necesidad de reemplazar fuentes fósiles que liberan GEI a la atmósfera para la generación de electricidad que incrementan la temperatura global y la poca participación de esta tecnología en la matriz energética peruana, se convocó una cuarta subasta renovable por el Estado Peruano, por lo cual el presente estudio diseña una central eólica en la zona Sur de Ica para su participación en la subasta, teniendo en cuenta los criterios para el diseño y dimensionamiento de las unidades de generación y su red de media tensión dado que el recurso está en un lugar remoto y de difícil acceso.

### **3.2.3 Selección, demostración y adecuación de teorías**

Para fines de calcular y verificar los parámetros de los cables se utilizará la teoría de diseño y cálculo contenida en las normas IEC siguientes:

- IEC 60228 (NTP-IEC 60228): Conductores de cables aislados.

- IEC 60287-1-1 (UNE 21144-1-1): Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Generalidades.
- IEC 60287-2-1: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
- IEC 60502-1 (NTP-IEC 60502-1): Cables eléctricos con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) hasta 30 kV ( $U_m = 36$  kV).
- Parte 1: Cables para tensiones nominales de 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) y 30 kV ( $U_m = 36$  kV).
- IEC 60502-2 (NTP-IEC 60502-2): Cables de alimentación con aislamiento extruido
- y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) hasta 30 kV ( $U_m = 36$  kV).
- IEC 60853-1: "Cálculo de las capacidades de transporte de los cables para regímenes de carga cíclicos y sobrecarga de emergencia. Parte 1: Factor de capacidad del transporte cíclico para cables de tensiones inferiores o iguales a 18/30 (36) kV.

### **3.2.4 Caracterización del recurso eólico y estudio del potencial**

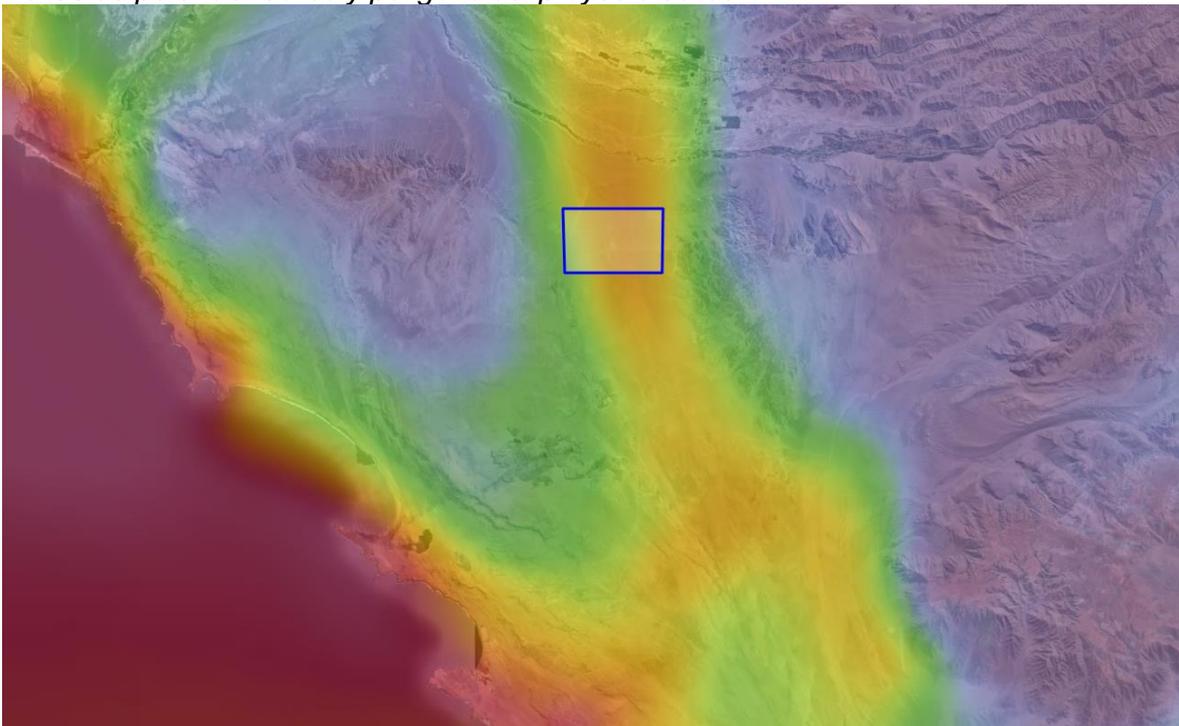
Para este estudio, se empleó datos satelitales para identificar y analizar el viento del sur de la región Ica. A través de la información obtenida y las áreas restringidas, se delimitó un polígono en azul que abarca el área del proyecto mostrada en la figura 59. En la figura 60 se observa la presencia de líneas y subestaciones del SEIN existentes y áreas de importancia cultural y ambiental dentro y alrededor del polígono. Entre ellos se encuentra la subestación Poroma en 500/220 kV, así como las líneas de transmisión en 500 kV (líneas naranjas), líneas de transmisión en 220 kV (líneas azules) y 60 kV (línea roja paralela a la línea de 220 kV). Además, se identificaron zonas arqueológicas menores

(polígonos en naranja) y la zona arqueológica de las Líneas de Nasca (polígono en azul). Asimismo, se puede apreciar el comienzo del borde de la zona de protección que rodea la Reserva Nacional de San Fernando, indicado por una línea de color rojo.

Este análisis permite una comprensión más profunda de las características geográficas y las restricciones presentes en la región sur de Ica.

### **Figura 59**

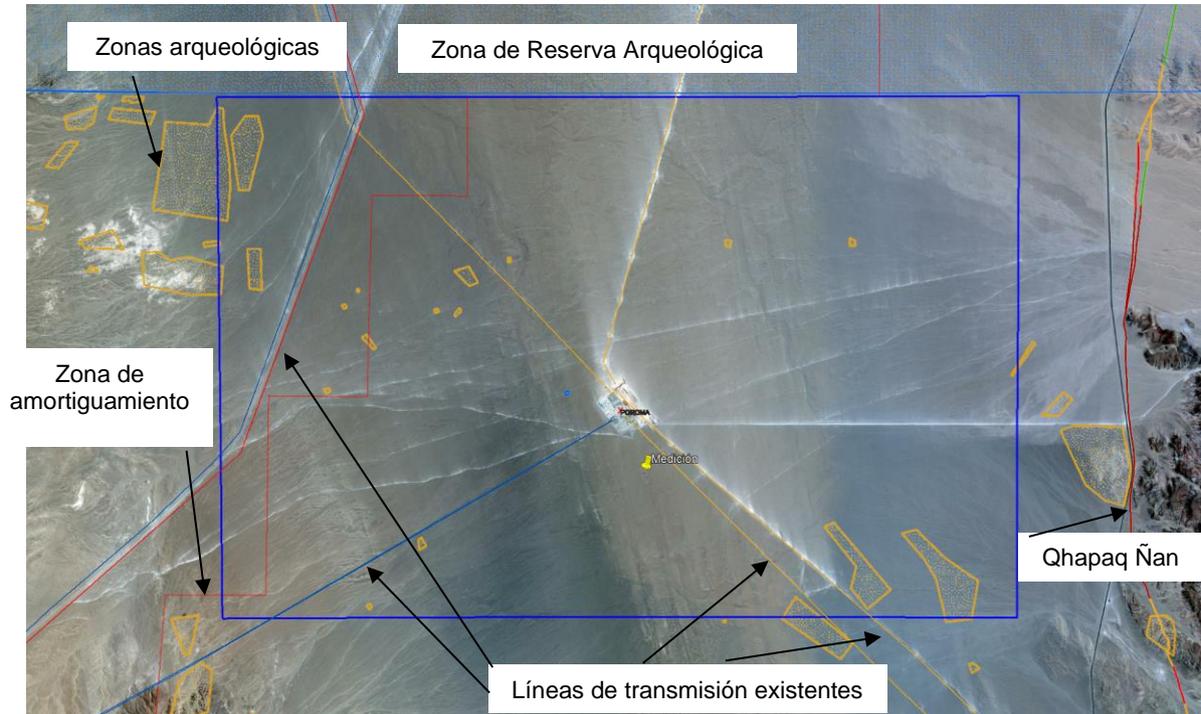
*Zonas de potencial eólico y polígono del proyecto eólico.*



Se investigó un polígono de aproximadamente, 4200 hectáreas para el desarrollo del proyecto eólico. Con el objetivo de estudiar el comportamiento del viento, se descargaron los datos satelitales de parámetros de viento utilizando el modelo ERA 5 para un periodo de un año, centrados en un punto denominado “Medición” ubicado aproximadamente en el centro del polígono de estudio (figura 60). Se analizaron diversas variables, incluyendo velocidad y dirección del viento, densidad de potencia eólica y parámetros de distribución de Weibull, entre otros. A partir de estos datos, se generó la curva de viento y se determinó la dirección predominante, como se muestra en la figura 61.

**Figura 60**

*Área del proyecto eólico.*



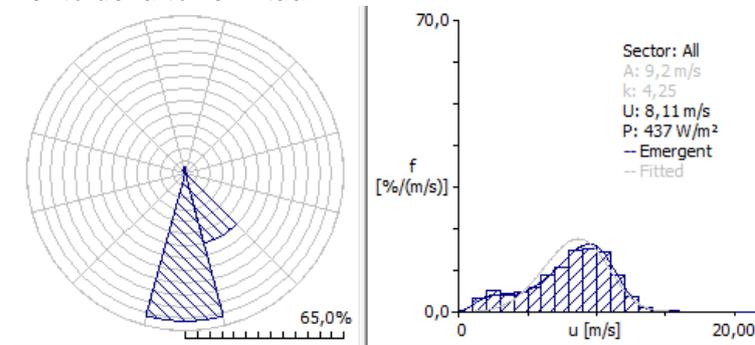
Nota: adaptado de Google Earth, 2023. Fuente <https://earth.google.com/web/>

Se realizó el procesamiento de los parámetros del viento utilizando la torre virtual “Medición” anteriormente descrita en el software WAsP, este software es una herramienta ampliamente empleada en la evaluación del recurso eólico. A partir de dicho resultado, se generaron datos de salida que permiten visualizar las características principales del viento en la zona de estudio. Se observó que la dirección predominante del viento es el sector 7 o  $180^\circ$  y de menor medida el sector 6 o  $150^\circ$ , indicando una tendencia general en el flujo atmosférico. Además, la velocidad promedio anual del viento es de  $8.11 \text{ m/s}$ , lo que sugiere un potencial eólico considerable para la generación de energía. En cuanto a la potencia del viento, se calculó un valor de  $437 \text{ W/m}^2$ , lo que refuerza la viabilidad del sitio para el aprovechamiento de este recurso natural. Por último, el análisis de la distribución de Weibull reveló un parámetro de forma de 4.25, lo cual indica una variabilidad moderada en la distribución de velocidades del viento. Estos resultados subrayan la importancia de

realizar evaluaciones detalladas del clima eólico en la planificación del proyecto de energía renovable.

**Figura 61**

*Parámetros del viento de la torre virtual.*



Se procedió a realizar una disposición de los aerogeneradores teniendo en cuenta las restricciones y criterios en el área del proyecto.

Estas restricciones son las siguientes:

- No se colocarán componentes del proyecto eólico sobre zonas arqueológicas ni reservas naturales.
- Se respetará los márgenes de seguridad y servidumbre establecidos para las líneas de transmisión y subestaciones existentes en el área. Estas distancias están especificadas en la tabla 24.

**Tabla 24**

*Dimensiones mínimas requeridas para las fajas de servidumbre.*

Tensión nominal (kV)	Ancho (m)
10 a 15	6
20 a 36	11
50 a 70	16
115 a 145	20
220	25
500	64

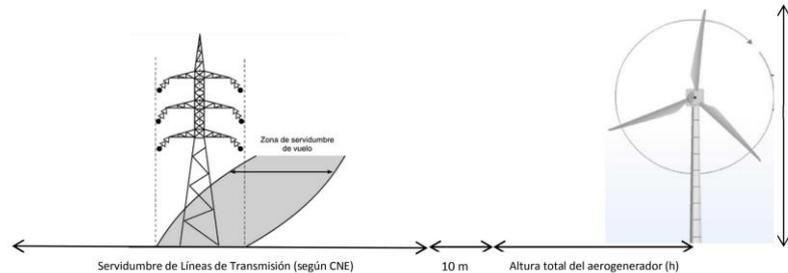
*Nota:* adaptado de CNE, 2011. Fuente Código Nacional de Electricidad - Suministro

Asimismo, la separación del centro del aerogenerador al extremo de la faja de servidumbre de las líneas existentes será de la altura de vuelco del aerogenerador sumado

10 m (figura 62). Se tendrá contemplado el espacio para una futura línea en paralelo a la existente del mismo nivel de tensión.

**Figura 62**

*Separación entre el eje de la línea de transmisión y el aerogenerador.*



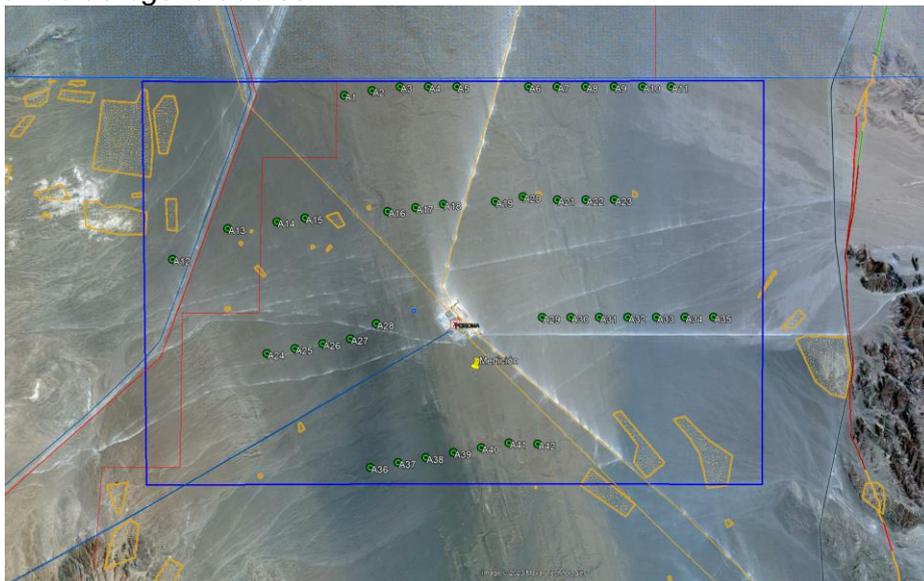
*Nota:* tomado de COES, 2016. Fuente <https://www.coes.org.pe/portal/>

### **3.2.5 Disposición de los aerogeneradores y la evaluación del potencial eólico**

Se procede a proyectar las ubicaciones de los aerogeneradores en el software de Google Earth (figura 63) para la verificación de las restricciones previamente vistas. Estos aerogeneradores se han ubicado de manera estratégica para evitar la interferencia con esas áreas sensible y garantizar el cumplimiento de las regulaciones y la preservación del patrimonio cultural y natural.

**Figura 63**

*Disposición de aerogeneradores.*



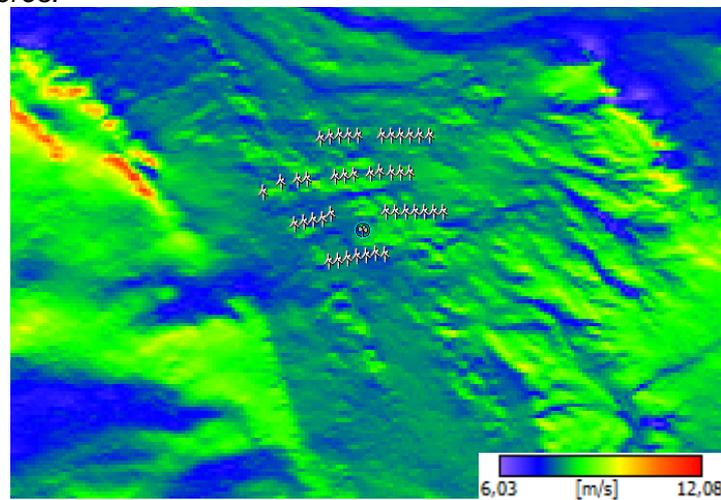
*Nota:* adaptado de Google Earth, 2023. Fuente <https://earth.google.com/web/>

En la figura 64 se presenta la implantación y simulación de la central eólica generada utilizando el software WAsP. La distribución de la velocidad del viento se representa mediante un gradiente de colores que varía desde tonalidades azules, verdes y rojas, correspondientes aproximadamente a velocidades de viento promedio de 6.03, 8, 12.08 m/s respectivamente. La imagen muestra claramente la ubicación de los 42 aerogeneradores en el área de la central eólica.

La disposición de los aerogeneradores se ha planificado cuidadosamente para maximizar la producción de energía eólica y minimizar el efecto estela entre las turbinas. Los aerogeneradores se encuentran en áreas donde las velocidades del viento son más altas, aprovechando al máximo el potencial de energía eólica. Al mismo tiempo, se ha prestado especial atención a la separación entre los aerogeneradores para reducir al mínimo el efecto estela entre ellos.

#### **Figura 64**

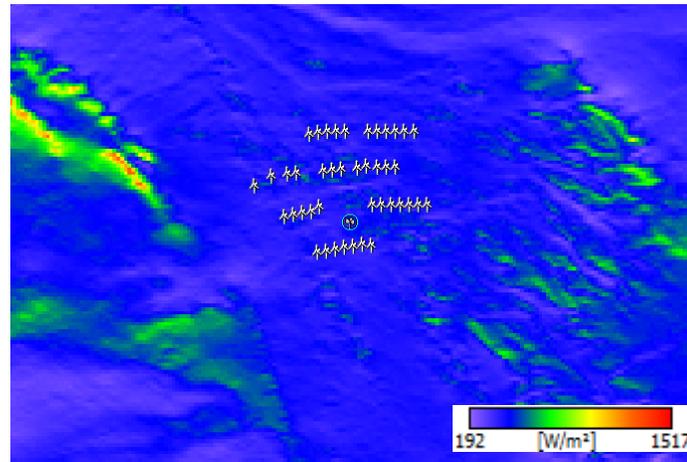
*Distribución de la velocidad del viento en el emplazamiento del proyecto y disposición de los aerogeneradores.*



El software también otorga los datos de salida gráfica de la distribución de la densidad de potencia eólica en el emplazamiento del proyecto. De la figura 65 esta densidad de potencia se encuentra en el rango de 192 a 1517  $W/m^2$ . Al igual que en el caso anterior, la disposición de los aerogeneradores se ha planificado cuidadosamente para maximizar la producción de energía eólica.

**Figura 65**

*Distribución de la densidad de potencia en el emplazamiento del proyecto y disposición de los aerogeneradores.*



Las ubicaciones anteriormente definidas para los aerogeneradores se muestran en la tabla 25:

**Tabla 25**

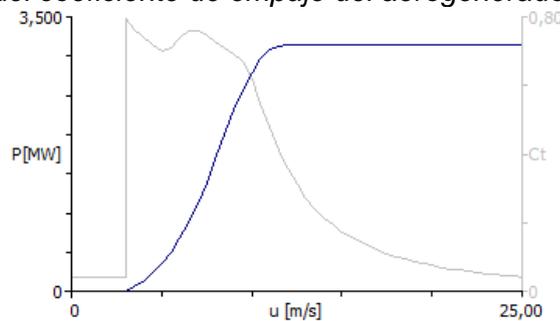
*Coordenadas de los aerogeneradores.*

N.º WTG	UTM WGS 84 - ZONA 18L		N.º WTG	UTM WGS 84 - ZONA 18L	
	X	Y		X	Y
1	492885	8339458	22	496023	8338101
2	493245	8339522	23	496392	8338102
3	493606	8339573	24	491889	8336103
4	493977	8339572	25	492250	8336167
5	494347	8339573	26	492609	8336230
6	495279	8339572	27	492969	8336293
7	495648	8339574	28	493302	8336490
8	496020	8339573	29	495458	8336573
9	496390	8339573	30	495827	8336573
10	496760	8339573	31	496198	8336574
11	497130	8339573	32	496568	8336575
12	490669	8337324	33	496938	8336576
13	491377	8337726	34	497309	8336577
14	492016	8337814	35	497679	8336577
15	492378	8337864	36	493228	8334624
16	493449	8337949	37	493588	8334687
17	493812	8337999	38	493946	8334750
18	494173	8338044	39	494306	8334815
19	494847	8338078	40	494666	8334878
20	495207	8338141	41	495026	8334940
21	495652	8338101	42	495398	8334925

Además, de la figura 63 se observa que el tipo de terreno es abierto y desértico con una clase de rugosidad 0, con el mínimo efecto de los obstáculos, la densidad de viento promedio en la zona es de 1.15 kg/m<sup>3</sup>. Se precede a buscar un aerogenerador adecuado para las características del emplazamiento. Se seleccionó el modelo de Nordex Acciona AW 125 de 3150 kW, de clase tipo II y para una turbulencia B dado que la dirección de viento es muy uniforme. En la figura 66 se presenta la curva de potencia y la del coeficiente de empuje del aerogenerador seleccionado.

### Figura 66

*Curva de potencia y la del coeficiente de empuje del aerogenerador.*



En la tabla 26, se presenta un resumen detallado de la información de información clave asociada con cada aerogenerador en la central eólica posterior a su simulación. La tabla muestra la velocidad promedio del viento en m/s, el parámetro de forma de Weibull, la energía bruta y neta, las pérdidas por estela y las horas equivalentes al año para cada aerogenerador.

Esta información permite una evaluación del rendimiento esperado para cada aerogenerador en función de su ubicación y las condiciones del viento del sitio, además de una evaluación económica. En la figura 67 se hace la comparación de las energías netas producida entre aerogeneradores, observando que los aerogeneradores ubicados al sur del proyecto poseen un mayor rendimiento que los aerogeneradores ubicados al norte del proyecto.

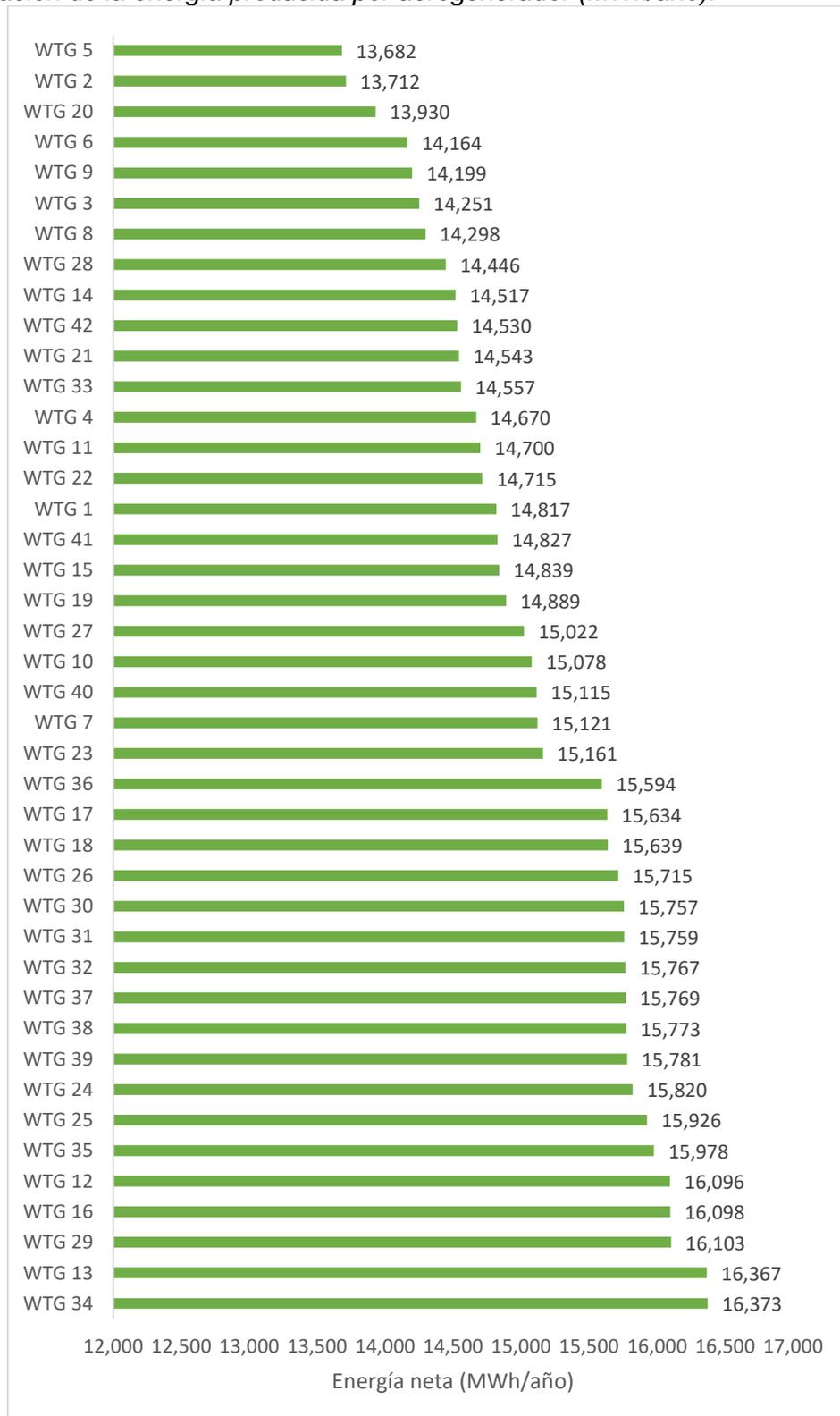
**Tabla 26**

*Resultados para cada aerogenerador.*

WTG	Vel. de viento promedio (m/s)	Densidad de potencia (W/m <sup>2</sup> )	Weibull k	Energía bruta producida (MWh/año)	Pérdida estela (%)	Energía neta (MWh/año)	Horas equivalentes (H/año)
1	8,13	443	3,25	15,922	6.94	14,817	4,704
2	7,83	395	3,26	14,945	8.25	13,712	4,353
3	8,04	431	3,22	15,624	8.79	14,251	4,524
4	8,16	449	3,24	16,015	8.4	14,670	4,657
5	7,83	394	3,28	14,940	8.42	13,682	4,343
6	8,07	435	3,22	15,703	9.8	14,164	4,497
7	8,32	475	3,25	16,506	8.39	15,121	4,800
8	8,05	432	3,24	15,686	8.85	14,298	4,539
9	7,96	418	3,22	15,385	7.71	14,199	4,508
10	8,13	444	3,24	15,918	5.28	15,078	4,787
11	7,95	413	3,27	15,354	4.26	14,700	4,667
12	8,23	458	3,26	16,221	0.77	16,096	5,110
13	8,44	497	3,25	16,868	2.97	16,367	5,196
14	8,04	428	3,26	15,642	7.19	14,517	4,609
15	8,18	451	3,25	16,087	7.76	14,839	4,711
16	8,54	516	3,22	17,115	5.94	16,098	5,110
17	8,29	469	3,27	16,419	4.78	15,634	4,963
18	8,32	476	3,23	16,466	5.02	15,639	4,965
19	8,11	439	3,26	15,860	6.12	14,889	4,727
20	7,87	406	3,19	15,068	7.55	13,930	4,422
21	8,11	442	3,22	15,858	8.29	14,543	4,617
22	8,15	449	3,22	15,982	7.93	14,715	4,671
23	8,28	470	3,23	16,367	7.37	15,161	4,813
24	8,14	447	3,23	15,951	0.82	15,820	5,022
25	8,21	458	3,24	16,167	1.49	15,926	5,056
26	8,19	452	3,27	16,115	2.48	15,715	4,989
27	8,06	433	3,24	15,727	4.48	15,022	4,769
28	7,98	417	3,28	15,442	6.45	14,446	4,586
29	8,38	485	3,26	16,687	3.5	16,103	5,112
30	8,18	452	3,24	16,051	1.83	15,757	5,002
31	8,11	442	3,22	15,848	0.56	15,759	5,003
32	8,13	450	3,15	15,835	0.43	15,767	5,005
33	7,72	380	3,26	14,593	0.25	14,557	4,621
34	8,29	466	3,29	16,393	0.12	16,373	5,198
35	8,15	446	3,25	15,986	0.05	15,978	5,072
36	8,03	426	3,26	15,605	0.07	15,594	4,950
37	8,08	435	3,26	15,782	0.08	15,769	5,006
38	8,08	435	3,25	15,786	0.08	15,773	5,007
39	8,09	435	3,26	15,792	0.07	15,781	5,010
40	7,88	403	3,27	15,126	0.07	15,115	4,798
41	7,80	390	3,28	14,851	0.16	14,827	4,707
42	7,71	377	3,29	14,540	0.07	14,530	4,613

**Figura 67**

*Comparación de la energía producida por aerogenerador (MWh/año).*



En resumen, la velocidad de viento promedio, densidad de potencia promedio, parámetro Weibull promedio, energía bruta producida, pérdida estela, energía neta y horas equivalentes de la central eólica se muestra en la tabla 27:

**Tabla 27**

*Resumen producción de la central eólica en bornes de los aerogeneradores.*

WTG	Vel. de viento promedio (m/s)	Densidad de potencia ( $W/m^2$ )	Weibull k	Energía bruta producida (MWh/año)	Pérdida estela (%)	Energía neta (MWh/año)	Horas equivalentes (H/año)
Todos	8.11	439.50	3.25	664,220	5.88	635,733	4805

El factor de planta visto en bornes de los aerogeneradores resulta 54.85%.

La operación de la central eólica surge pérdidas por indisponibilidad, por trabajos de mantenimientos, degradación de los componentes. En cuanto al equipamiento eléctrico en media y alta tensión, surgen adicionalmente pérdidas por transformación y transporte de energía. Para el presente trabajo las pérdidas se pueden estimar del siguiente modo:

- Indisponibilidad: 2%
- Pérdidas eléctricas totales: 3%
- Mantenimiento y degradación de palas: 1%

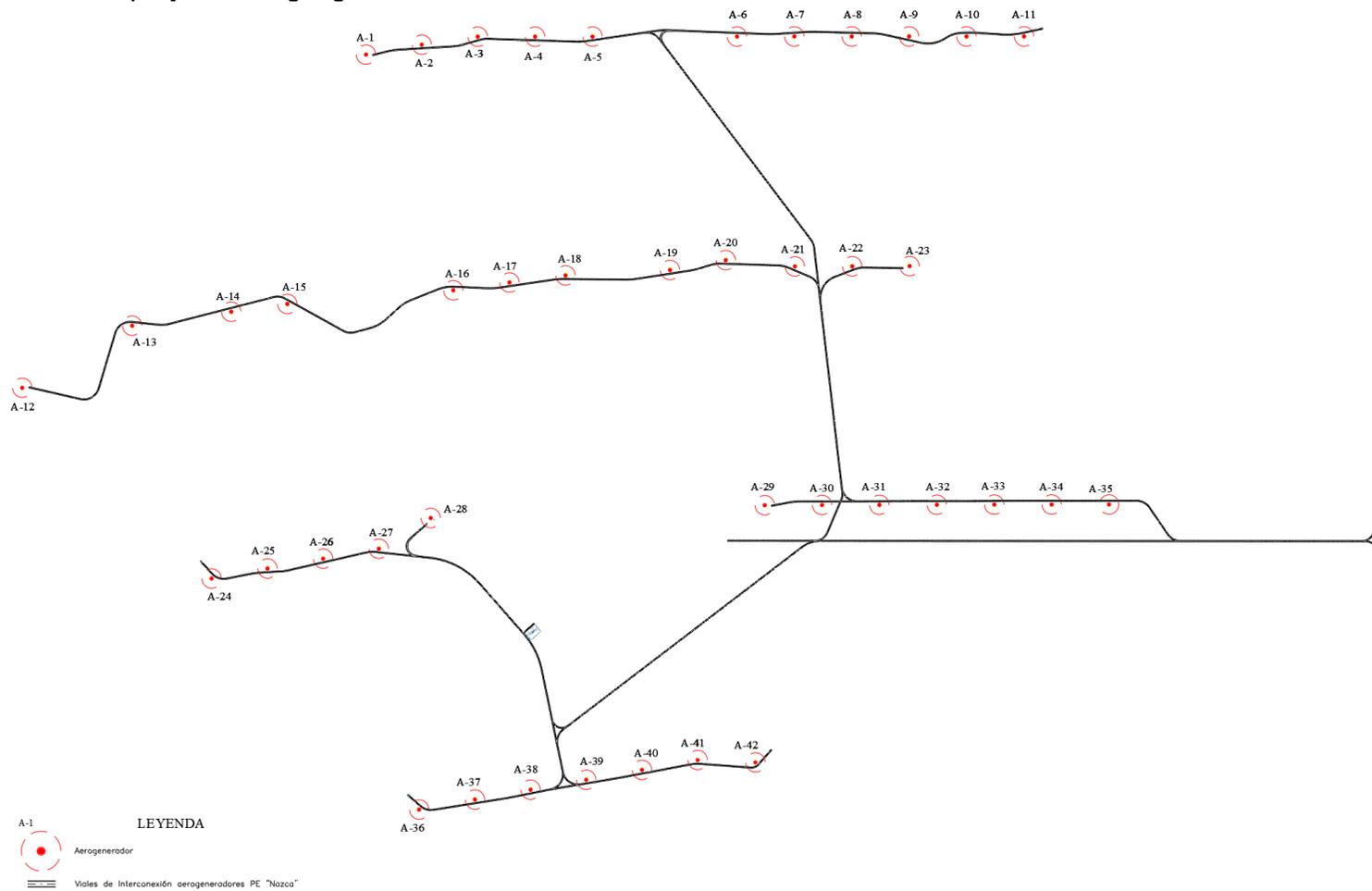
Por lo cual, la energía neta estimada inyectada al SEIN es de 597.589 MWh/año equivalente a un factor de planta de 51.56%.

### **3.2.6 Diseño y dimensionamiento de los componentes de transmisión**

En el diseño de la red de media tensión, propuso agrupar los aerogeneradores según su disposición. Los aerogeneradores de cada agrupamiento se conectan mediante la red de media tensión, en 33 kV. Estas líneas subterráneas estarán ubicadas lo más paralelas posible a los viales internos proyectados geográficamente (figura 68), los cuales se utilizarán durante las fases de construcción y operación de la central eólica.

**Figura 68**

*Accesos y viales internos proyectados geográficamente.*



Para la interconexión de aerogeneradores hacia la subestación principal se han dispuesto 7 redes subterráneas agrupadas mostradas en la tabla 28 y desarrollados en el diagrama unilineal en la figura 69, figura 70 y figura 71 obtenidas con los cálculos que se verán más adelante.

**Tabla 28**

*Coordenadas de los aerogeneradores.*

<b>Agrupamiento</b>	<b>N° aerogeneradores</b>	<b>Potencia del circuito (MW)</b>
1	5	15.75
2	6	18.90
3	6	18.90
4	6	18.90
5	7	22.05
6	5	15.75
7	7	22.05



Figura 70

Diagrama unilínea de los circuitos 4 y 5.

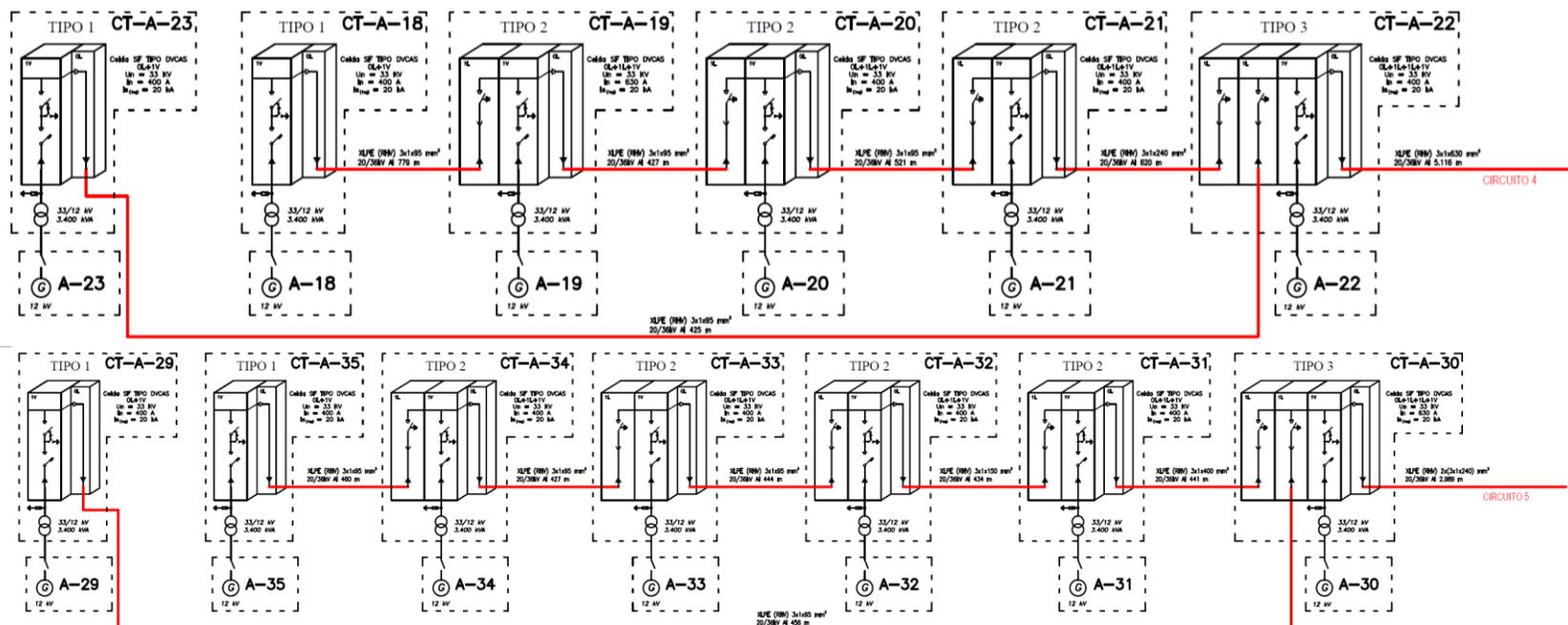
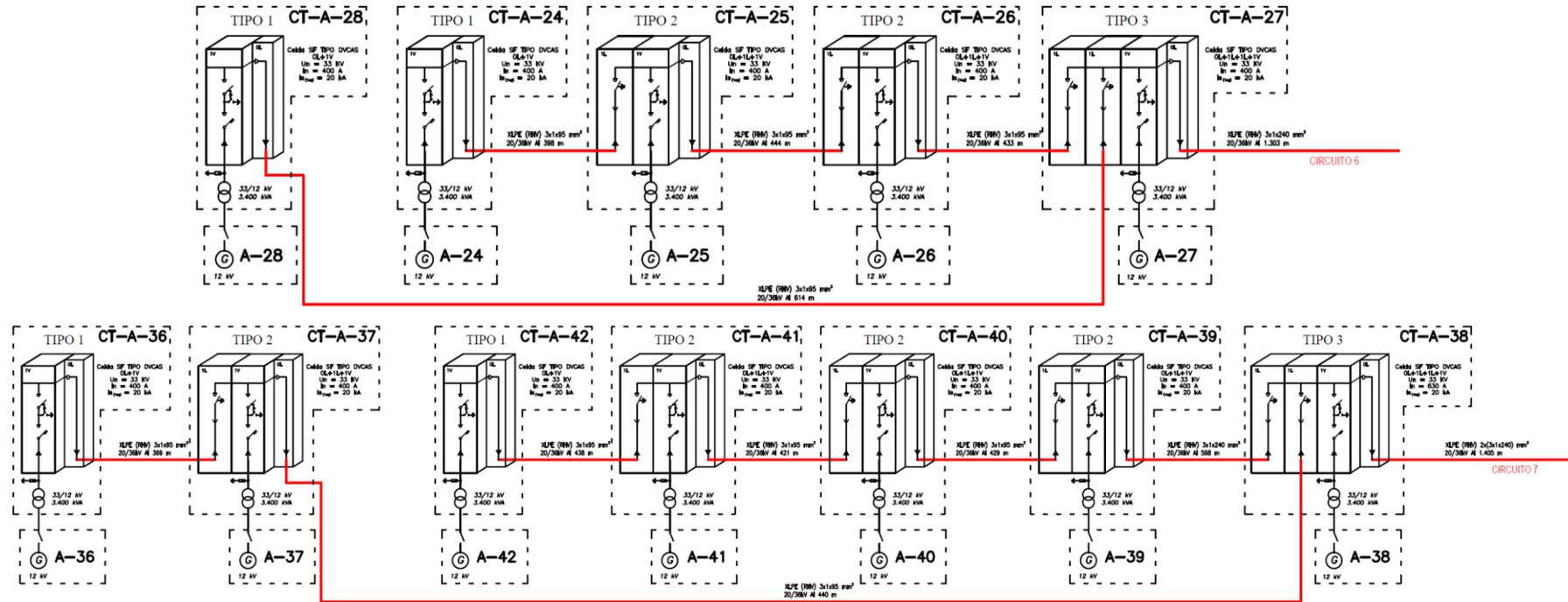


Figura 71

Diagrama unilínea de los circuitos 6 y 7.



Los circuitos van paralelos a los caminos con cable de 95, 150, 240, 400 y 630  $mm^2$  en aluminio XLPE (RHV) 20/36 kV, enlazando cada aerogenerador hasta llegar a la subestación a 33 kV.

Por la misma canalización se instalará un cable de enlace de tierra o acompañamiento 1/0 AWG en cobre desnudo, que conectará los aerogeneradores con la subestación.

El sistema eléctrico de MT (33 kV) cumplirá las siguientes características eléctricas fundamentales:

- Tensión nominal 33 kV
- Tensión más elevada del material 36 kV
- Tensión de ensayo a impulso 170 kV Cr
- Tensión de ensayo a 60 Hz 70 kA
- Valor de cresta de la corriente de cortocircuito 40 kA Cr

Los cables unipolares utilizados están formados por conductores aislados con polietileno reticulado (XLPE), apantallados con cinta de cobre en hélice, no armado y con cubierta exterior roja de 2 mm de espesor, fabricada con una mezcla de poliolefinas según UNESA 3305 C y UNE HD 620 y secciones 95, 150, 240, 400 y 630  $mm^2$  de aluminio.

El cálculo de las secciones de cada tramo de las líneas colectoras, entre los aerogeneradores se ha realizado considerando la caída de tensión, la densidad de corriente y optimización de pérdidas de inversión. Los cálculos eléctricos justificativos se presentan en este documento.

Se utilizará cable XLPE (RHV) 20/36 kV de secciones 95, 150, 240, 400 y 630  $mm^2$  Al, adaptándose a la carga en cada tramo, asegurando que las pérdidas sean inferiores al 1.5%, que la potencia transportada por el cable no exceda el 90% de su capacidad nominal bajo las condiciones de instalación recomendadas por el fabricante, y cumpliendo con los criterios reglamentarios de caída de tensión, con un máximo de 2.5%.

Las características principales de estos cables son presentadas en la tabla 29:

**Tabla 29**

*Características de los cables del fabricante a 1 K.m/W.*

Características	Sección (mm <sup>2</sup> aluminio)				
Diámetro del conductor (mm)	95	150	240	400	630
Diámetro exterior (mm)	11.7	14.6	18.6	23.7	31.03
Peso (kg/km)	37	40	44	50	58.62
Resistencia a 60 Hz y 90 °C (ohm/km)	0.41	0.264	0.16	0.0997	0.065
Resistencia a 60 Hz por fase (ohm/km)	0.21	0.199	0.186	0.174	0.165
Carga máxima admisible en servicio permanente en ampere (A) correspondiente a tres cables unipolares agrupados en instalación enterrada a 1 m de profundidad, temperatura del terreno 25 °C	264	336	432	548	685

Las longitudes totales para cada sección serán:

- 12 865 m de cable XLPE (RHV) 3x1x95 mm<sup>2</sup> Al 20/36 kV
- 2 630 m de cable XLPE (RHV) 3x1x150 mm<sup>2</sup> Al 20/36 kV
- 12 160 m de cable XLPE (RHV) 3x1x240 mm<sup>2</sup> Al 20/36 kV
- 445 m de cable XLPE (RHV) 3x1x400 mm<sup>2</sup> Al 20/36 kV
- 27 295 m de cable XLPE (RHV) 3x1x630 mm<sup>2</sup> Al 20/36 kV

**Tensión de media tensión:** la tensión simple de la red fase-neutro será:

$$\frac{33}{\sqrt{3}} = 19.05 \text{ kV}$$

Se adoptará, según normas vigentes, una relación de MT de:

$$\frac{U}{U_0} = \frac{20}{36} \text{ kV}$$

**Criterios de cálculo:** los cálculos de las secciones de los conductores se realizarán según los criterios vistos del capítulo 2:

- Intensidad permanente máxima admisible: según el tipo de cable utilizado en cada tramo.

- Caída de tensión: el límite de la caída de tensión en la conexión a la red, en el caso de generadores eólicos, se establece en el 2.5%
- Intensidad máxima admisible
- Intensidad de cortocircuito máxima admisible

Dado que se trata de una generación de energía, para el dimensionamiento de las secciones, se calcularán también:

- Pérdidas máximas por efecto Joule ( $RI^2$ ) <3%

De la tabla 29, se indican los valores de las intensidades permanentes máximas admitidas por este tipo de cables enterrados por el fabricante para tres cables unipolares colocados en un plano horizontal y distanciados a 25 °C y 1 K.m/W de resistividad térmica.

En este caso, se consideró una resistividad térmica del terreno de 1.5 K.m/W, por lo que se tendrá que aplicar un factor de corrección (tabla 30):

**Tabla 30**

*Corrección por resistividad térmica del terreno.*

Resistividad térmica del terreno (en °Cm/W)		80	100	120	150	200	250
Coeficiente de corrección	Unipolares	1.09	1	0.93	0.85	0.75	0.68
	Tripolares	1.07	1	0.94	0.87	0.78	0.71

Lo que resulta visto en la tabla 31.

**Tabla 31**

*Intensidad máxima admisible corregida por sección.*

Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad admisible (A) a 1.5 K.m/W
95 Al	223.7
150 Al	284.7
250 Al	366.1
400 Al	460.5
630 Al	575

A estos valores de intensidades de corriente se les aplicarán los siguientes coeficientes de reducción según el número de circuitos trifásicos instalados en la misma zanja (tabla 32 y figura 72):

**Tabla 32**

*Corrección de la intensidad admisible debido a número de cables por zanja.*

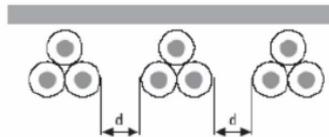
Cables situados con una separación aproximada de:	N.º de cables en la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
	Factor de corrección							
A 25 cm (d=0.25 m)	0.89	0.8	0.76	0.72	0.7	0.66	0.64	0.62

Donde:

- d: Separación entre circuitos (m)

**Figura 72**

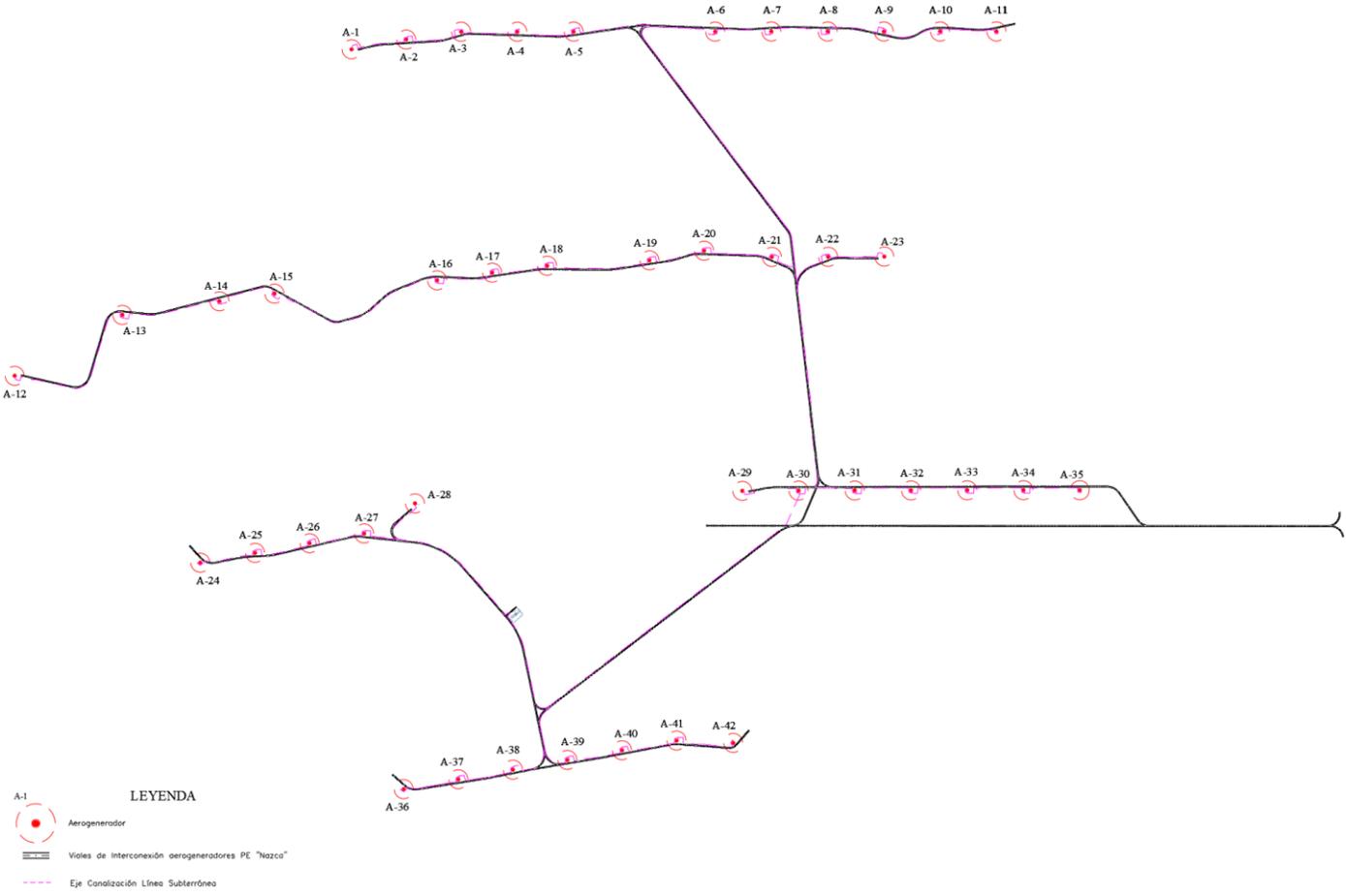
*Disposición de cables subterráneos.*



Con la información presentada previamente, se ha elaborado una tabla de cálculo que verifica que los conductores de las líneas de recolección, con las diversas magnitudes mostradas en las columnas, cumplen los criterios de diseño establecidos para la siguiente configuración de la red de media tensión 33 kV (tabla 33).

**Figura 73**

*Disposición de la red de media tensión.*



**Tabla 33**

*Resultados de la caída de tensión, pérdida de potencia y grado de utilización de los circuitos.*

Circuito	De	A	L (km)	P (MW)	I (A)	n.º cir.	Coef.	I adm. (A)	S	e%	e% total	p (kW)	p%	GU.U (%)
CIRCUITO 1	5	SET	7.483	15.75	287.03	8	0.66	379.50	630	1.22%	1.74%	120.22	0.091%	75.64%
	4	5	0.425	12.60	229.63	1	1	284.70	150	0.16%	0.51%	17.75	0.013%	80.66%
	3	4	0.400	9.45	172.22	1	1	223.70	95	0.16%	0.35%	14.59	0.011%	76.99%
	2	3	0.490	6.30	114.81	1	1	223.70	95	0.13%	0.19%	7.94	0.006%	51.32%
	1	2	0.423	3.15	57.41	1	1	223.70	95	0.06%	0.06%	1.71	0.001%	25.66%
P total (kW)												162.22	0.123%	
CIRCUITO 2	6	SET	7.410	18.90	344.44	8	0.66	379.50	630	1.45%	2.13%	171.43	0.130%	90.76%
	7	6	0.442	15.75	287.03	1	1	366.10	240	0.14%	0.67%	17.48	0.013%	78.40%
	8	7	0.461	12.60	229.63	1	1	284.70	150	0.17%	0.53%	19.25	0.015%	80.66%
	9	8	0.459	9.45	172.22	1	1	223.70	95	0.19%	0.36%	16.75	0.013%	76.99%
	10	9	0.450	6.30	114.81	1	1	223.70	95	0.12%	0.17%	7.30	0.006%	51.32%
P total (kW)												233.72	0.177%	
CIRCUITO 3	17	SET	7.285	18.90	344.44	8	0.66	379.50	630	1.43%	2.60%	168.54	0.127%	90.76%
	16	17	0.438	15.75	287.03	1	1	366.10	240	0.14%	1.17%	17.32	0.013%	78.40%
	15	16	1.306	12.60	229.63	1	1	284.70	150	0.49%	1.03%	54.54	0.041%	80.66%
	14	15	0.461	9.45	172.22	1	1	223.70	95	0.19%	0.55%	16.82	0.013%	76.99%
	13	14	0.738	6.30	114.81	1	1	223.70	95	0.20%	0.36%	11.97	0.009%	51.32%
P total (kW)												273.80	0.207%	

**Tabla 34**

*Resultados de la caída de tensión, pérdida de potencia y grado de utilización de los circuitos – parte 2.*

Circuito	De	A	L (km)	P (MW)	I (A)	n.º cir.	Coef.	I adm. (A)	S	e%	e% total	p (kW)	p%	GU.U (%)
CIRCUITO 4	22	SET	5.116	18.90	344.44	8	0.66	379.50	630	1.00%	1.59%	118.36	0.089%	90.76%
	21	22	0.620	12.60	229.63	4	0.76	278.24	240	0.15%	0.59%	15.69	0.012%	82.53%
	20	21	0.521	9.45	172.22	2	0.89	199.09	150	0.21%	0.44%	19.01	0.014%	86.50%
	19	20	0.427	6.30	114.81	2	0.89	199.09	95	0.12%	0.22%	6.92	0.005%	57.67%
	18	19	0.779	3.15	57.41	2	0.89	199.09	95	0.11%	0.11%	3.16	0.002%	28.83%
4.1	23	22	0.425	3.15	57.41	1	1	223.70	95	0.06%	0.06%	1.72	0.001%	25.66%
P total (kW)												164.86	0.125%	
CIRCUITO 5	30	SET	2.989	22.05	200.92	8	0.66	241.63	2x240	0.65%	1.27%	57.92	0.044%	83.16%
	31	30	0.441	15.75	287.03	5	0.72	331.56	400	0.10%	0.62%	10.90	0.008%	86.57%
	32	31	0.434	12.60	229.63	1	1	284.70	150	0.16%	0.52%	18.12	0.014%	80.66%
	33	32	0.444	9.45	172.22	1	1	223.70	95	0.18%	0.36%	16.20	0.012%	76.99%
	34	33	0.427	6.30	114.81	1	1	223.70	95	0.12%	0.18%	6.92	0.005%	51.32%
	35	34	0.460	3.15	57.41	1	1	223.70	95	0.06%	0.06%	1.86	0.001%	25.66%
5.1	29	30	0.456	3.15	57.41	1	1	223.70	95	0.06%	0.06%	1.85	0.001%	25.66%
P total (kW)												113.78	0.086%	
CIRCUITO 6	27	SET	1.303	15.75	287.03	2	0.89	325.83	240	0.40%	0.76%	51.53	0.039%	88.09%
	26	27	0.433	9.45	172.22	1	1	223.70	95	0.18%	0.35%	15.80	0.012%	76.99%
	25	26	0.444	6.30	114.81	1	1	223.70	95	0.12%	0.18%	7.20	0.005%	51.32%
	24	25	0.398	3.15	57.41	1	1	223.70	95	0.05%	0.05%	1.61	0.001%	25.66%
6.1	28	27	0.614	3.15	57.41	2	0.89	199.09	95	0.08%	0.08%	2.49	0.002%	28.83%
P total (kW)												78.63	0.059%	

**Tabla 35**

*Resultados de la caída de tensión, pérdida de potencia y grado de utilización de los circuitos – parte 3.*

Circuito	De	A	L (km)	P (MW)	I (A)	n° cir.	Coef.	I adm. (A)	S	e%	e% total	p (kW)	p%	GU.U (%)
CIRCUITO 7	38	SET	1.405	22.05	200.92	8	0.66	241.63	2x240	0.30%	0.80%	27.23	0.021%	83.16%
	39	38	0.568	12.60	229.63	3	0.8	292.88	240	0.14%	0.49%	14.38	0.011%	78.40%
	40	39	0.429	9.45	172.22	1	1	223.70	95	0.18%	0.35%	15.65	0.012%	76.99%
	41	40	0.421	6.30	114.81	1	1	223.70	95	0.11%	0.17%	6.83	0.005%	51.32%
	42	41	0.438	3.15	57.41	1	1	223.70	95	0.06%	0.06%	1.78	0.001%	25.66%
7.1	37	38	0.440	6.30	114.81	1	1	223.70	95	0.12%	0.17%	7.13	0.005%	51.32%
7.2	36	37	0.369	3.15	57.41	1	1	223.70	95	0.05%	0.05%	1.50	0.001%	25.66%
P total (kW)												74.48	0.056%	
Pérdida potencia total central (kW)												1101.50	0.833%	

Se presentan los resultados obtenidos comprobando que:

- Intensidad permanente máxima admisible <Imax admisible por el cable
- Caída de tensión: menor que 2.5%
- Pérdidas de potencia por “efecto Joule” =0.833% < 3%
- Intensidad máxima de cortocircuito soportada por el conductor>Intensidad de cortocircuito calculada

**Canalizaciones la red de media tensión, PAT y comunicaciones:** en el fondo de la zanja se extiende una capa de 10 cm de arena tamizada, sobre esta capa descansan los cables de potencia para que nuevamente se extienda una capa tamizada hasta una altura de 30 cm sobre el fondo de las zanjas. Sobre esta capa se coloca una placa de protección. Luego se rellena con materiales procedentes de la excavación de manera compactada. A 40 cm de profundidad se coloca una cinta de polietileno para señalización. El cable de tierras se ubica en el fondo de la zanja, junto a una de las paredes, mientras que la de comunicaciones se coloca sobre el cable de tierras y al mismo nivel sobre el fondo de los cables de media tensión. En la tabla 36 se indica las características de cada tipo de canalización y en la tabla 37 la longitud de cada una de ellas que se plantea para la central eólica.

**Tabla 36**

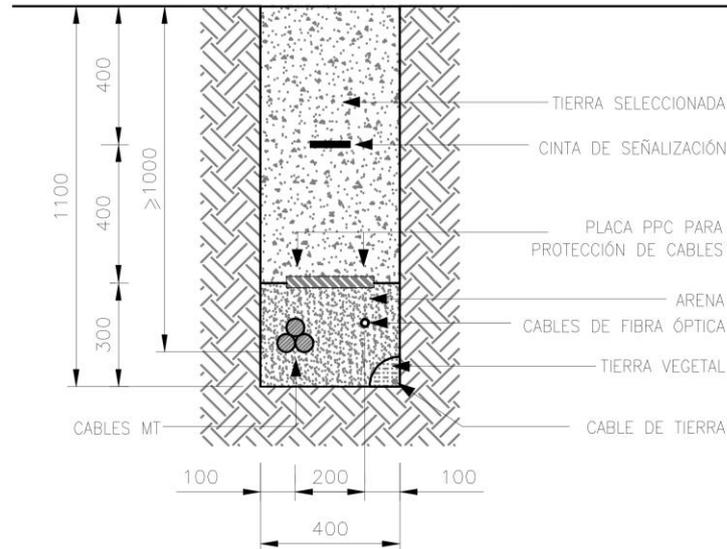
*Tipo de canalizaciones y sus dimensiones.*

Tipo	N° Ternas	Zanja en tierra		
		Ancho (m)	Profundidad (m)	Espesor arena (m)
"PA"	1	0.4	1.0	0.3
"PB"	2	0.6	1.0	0.3
"PC"	3	0.8	1.0	0.3
"PD"	4	1.1	1.0	0.3
"PE"	5	1.3	1.0	0.3
"PF"	6	1.55	1.0	0.3
"PH"	8	2.05	1.0	0.3

En la figura 74 se observa la canalización de tipo PA con sus dimensiones y componentes.

**Figura 74**

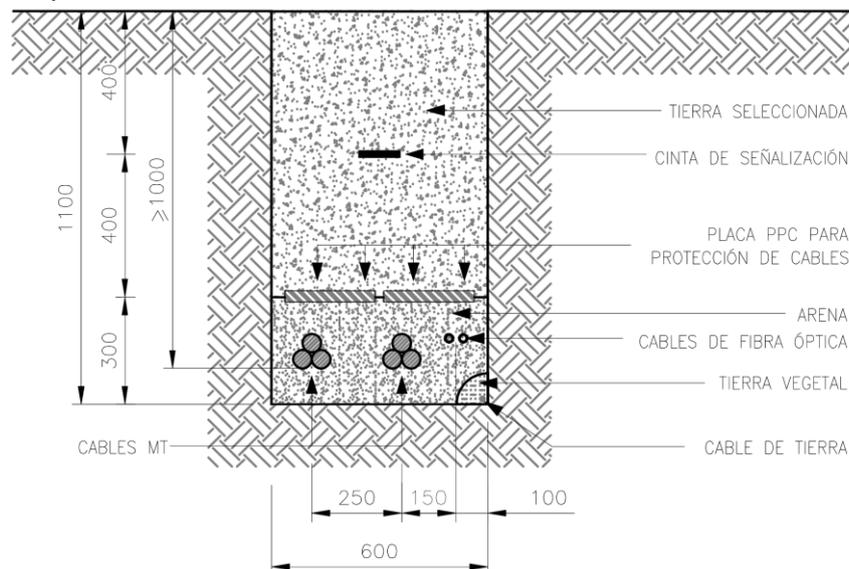
*Canalización Tipo PA.*



En la figura 75 se observa la canalización de tipo PB con sus dimensiones y componentes.

**Figura 75**

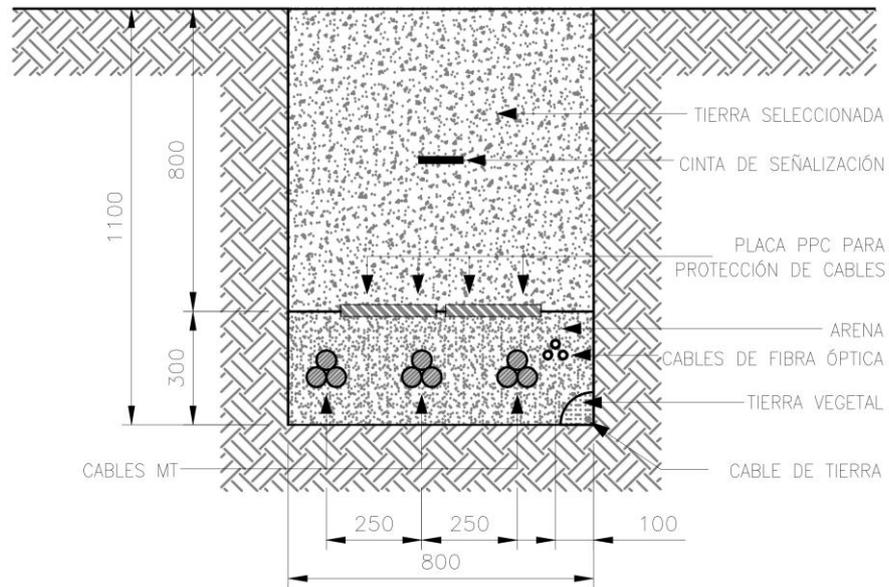
*Canalización Tipo PB.*



En la figura 76 se observa la canalización de tipo PC con sus dimensiones y componentes.

**Figura 76**

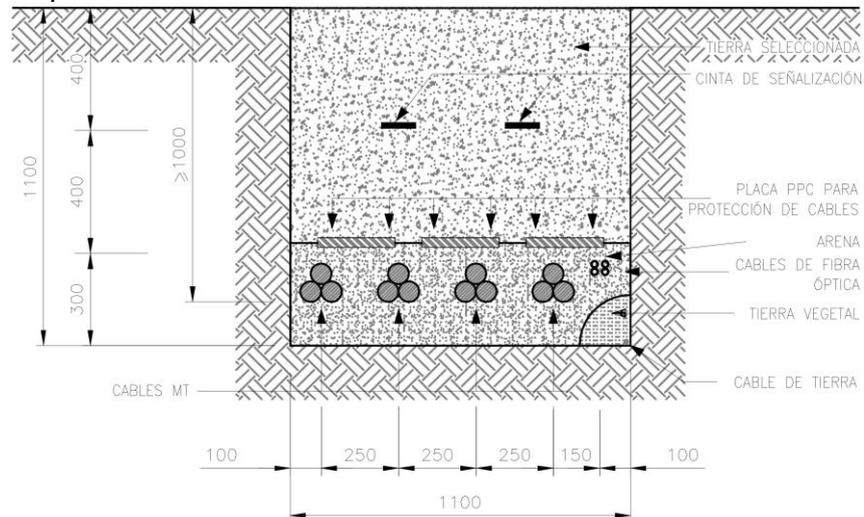
*Canalización Tipo PC.*



En la figura 77 se observa la canalización de tipo PD con sus dimensiones y componentes.

**Figura 77**

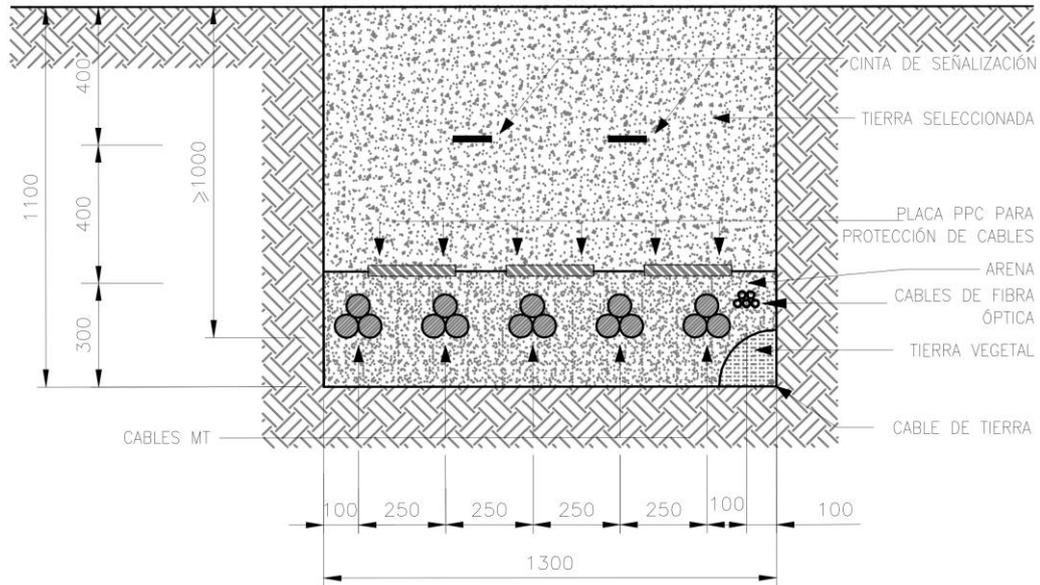
*Canalización Tipo PD.*



En la figura 78 se observa la canalización de tipo PE con sus dimensiones y componentes.

**Figura 78**

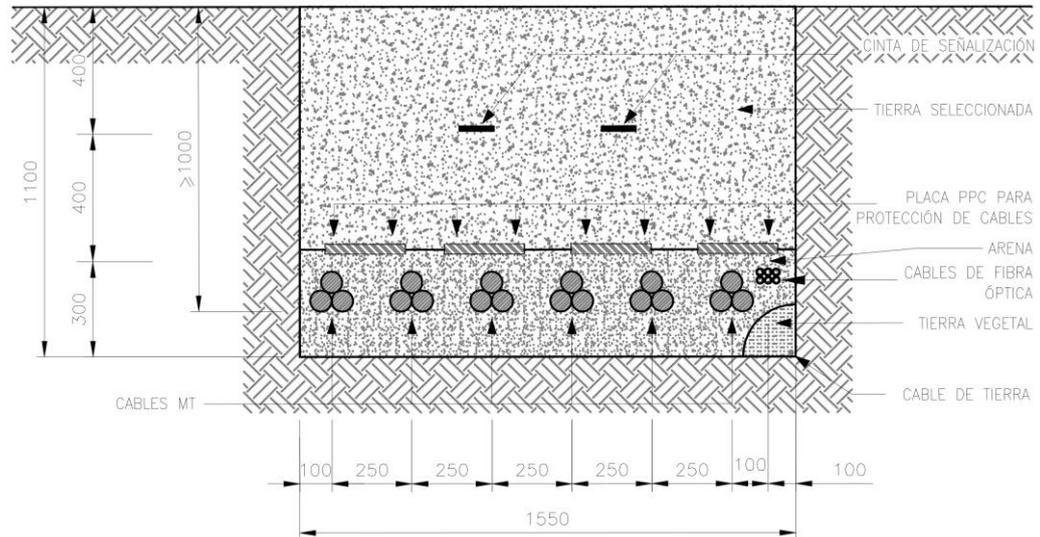
*Canalización Tipo PE.*



En la figura 79 se observa la canalización de tipo PF con sus dimensiones y componentes.

**Figura 79**

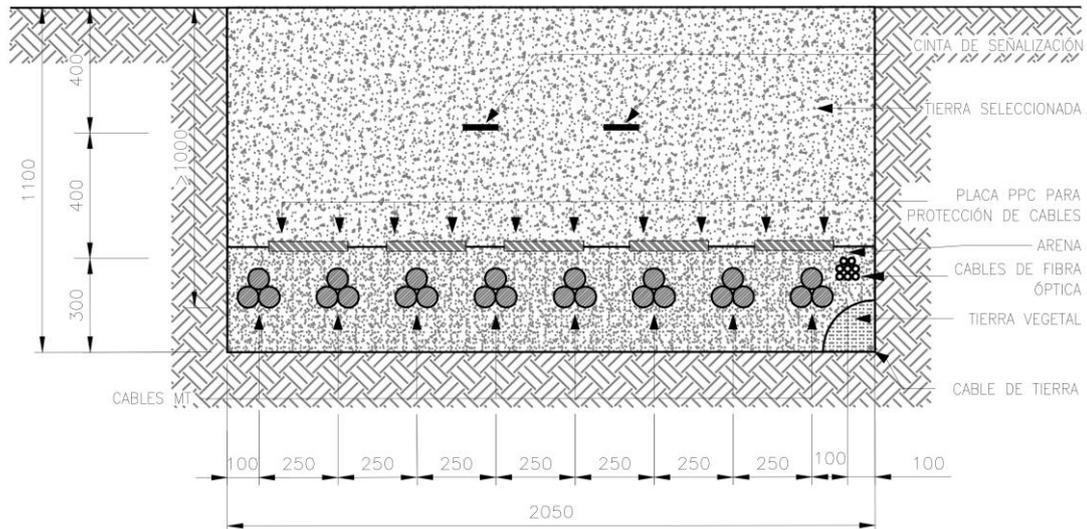
*Canalización Tipo PF.*



En la figura 80 se observa la canalización de tipo PH con sus dimensiones y componentes.

**Figura 80**

**Canalización Tipo PH.**



**Tabla 37**

**Longitud de cada tipo de canalización.**

Tipo	Longitud (m)
"PA"	18,586.05
"PB"	4,958.63
"PC"	330.23
"PD"	1,575.00
"PE"	197.93
"PF"	2,297.93
"PH"	747.08

**Cálculo de la capacidad de corriente de cortocircuito:** se procede a calcular las capacidades de corriente de cortocircuito para cada sección del conductor de aluminio con aislamiento XLPE.

**Sección de conductor de 95 mm<sup>2</sup>:** en la tabla 38 se presentan los datos iniciales para el cálculo:

**Tabla 38**

**Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 1.**

Variable	Característica	Unidad	Descripción
Material	Aluminio	-	-
S	95.00	mm <sup>2</sup>	Sección
β	228	--	Coefficiente recíproco de temperatura a 0°C
σc	2500000	J/K.m3	Calor específico volumétrico a 20°C

$\rho_{20}$	2.8264E-08	ohm.m	Resistividad eléctrica a 20°C
$\rho$	3.5	K.m/W	Resistividad térmica del material protector
$\sigma$	2400000	J/K.m3	Calor específico volumétrico del material protector
$\theta_i$	90	°C	Temperatura en el instante t1 de inicio del cortocircuito
$\theta_f$	250	°C	Temperatura en el instante t2 de finalizado el cortocircuito

Se calcula la capacidad térmica debido al cortocircuito para un tiempo de desconexión de 0.25 segundos.

$$K = \sqrt{\frac{\sigma_c \cdot (\beta + 20) \cdot 10^{-12}}{\rho_{20}}} = 148.11 \text{ As}^{1/2} / \text{mm}^2$$

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} = 0.81615 \quad B = \frac{C_2}{\sigma_c} \left( \frac{\sigma_i}{\rho_i} \right) = 0.33463$$

$$\varepsilon = \sqrt{1 + FA \sqrt{\frac{t}{S}} + F^2 B \left( \frac{t}{S} \right)} = 1.01568$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot I_{AD}$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \sqrt{\ln \left( \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta} \right)} = 18.247 \text{ kA}$$

**Sección de conductor de 150 mm<sup>2</sup>:** en la tabla 39 se presentan los datos iniciales para el cálculo:

**Tabla 39**

*Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 2.*

Variable	Característica	Unidad	Descripción
Material	Aluminio	-	-
S	150.00	mm <sup>2</sup>	Sección
$\beta$	228	--	Coeficiente recíproco de temperatura a 0 °C
$\sigma_c$	2500000	J/K.m3	Calor específico volumétrico a 20 °C
$\rho_{20}$	2.8264E-08	ohm.m	Resistividad eléctrica a 20 °C
$\rho$	3.5	K.m/W	Resistividad térmica del material protector
$\sigma$	2400000	J/K.m3	Calor específico volumétrico del material protector
$\theta_i$	90	°C	Temperatura en el instante t1 de inicio del cortocircuito
$\theta_f$	250	°C	Temperatura en el instante t2 de finalizado el cortocircuito

Se calcula la capacidad térmica debido al cortocircuito para un tiempo de desconexión de 0.25 segundos.

$$K = \sqrt{\frac{\sigma_c \cdot (\beta + 20) \cdot 10^{-12}}{\rho_{20}}} = 148.11 \text{ A} \cdot \text{s}^{1/2} / \text{mm}^2$$

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} = 0.81615 \quad B = \frac{C_2}{\sigma_c} \left( \frac{\sigma_i}{\rho_i} \right) = 0.33463$$

$$\varepsilon = \sqrt{1 + FA \sqrt{\frac{t}{S} + F^2 B \left( \frac{t}{S} \right)}} = 1.015279$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot I_{AD}$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \sqrt{\ln \left( \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta} \right)} = 28.799 \text{ kA}$$

**Sección de conductor de 240 mm<sup>2</sup>:** en la tabla 40 se presentan los datos iniciales para el cálculo:

**Tabla 40**

*Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 3.*

Variable	Característica	Unidad	Descripción
Material	Aluminio	-	-
S	240.00	mm <sup>2</sup>	Sección
β	228	--	Coficiente recíproco de temperatura a 0 °C
σ <sub>c</sub>	2500000	J/K.m3	Calor específico volumétrico a 20 °C
ρ <sub>20</sub>	2.8264E-08	ohm.m	Resistividad eléctrica a 20 °C
ρ	3.5	K.m/W	Resistividad térmica del material protector
σ	2400000	J/K.m3	Calor específico volumétrico del material protector
θ <sub>i</sub>	90	°C	Temperatura en el instante t1 de inicio del cortocircuito
θ <sub>f</sub>	250	°C	Temperatura en el instante t2 de finalizado el cortocircuito

Se calcula la capacidad térmica debido al cortocircuito para un tiempo de desconexión de 0.25 segundos.

$$K = \sqrt{\frac{\sigma_c \cdot (\beta + 20) \cdot 10^{-12}}{\rho_{20}}} = 148.11 \text{ A} \cdot \text{s}^{1/2} / \text{mm}^2$$

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} = 0.81615 \quad B = \frac{C_2}{\sigma_c} \left( \frac{\sigma_i}{\rho_i} \right) = 0.33463$$

$$\varepsilon = \sqrt{1 + FA \sqrt{\frac{t}{S} + F^2 B \left(\frac{t}{S}\right)}} = 1.0099$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot I_{AD}$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \sqrt{\ln \left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)} = 45.835 \text{ kA}$$

**Sección de conductor de 400 mm<sup>2</sup>:** en la tabla 41 se presentan los datos iniciales para el cálculo:

**Tabla 41**

*Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 4.*

Variable	Característica	Unidad	Descripción
Material	Aluminio	-	-
S	400.00	mm <sup>2</sup>	Sección
β	228	--	Coficiente recíproco de temperatura a 0 °C
σ <sub>c</sub>	2500000	J/K.m <sup>3</sup>	Calor específico volumétrico a 20 °C
ρ <sub>20</sub>	2.8264E-08	ohm.m	Resistividad eléctrica a 20 °C
ρ	3.5	K.m/W	Resistividad térmica del material protector
σ	2400000	J/K.m <sup>3</sup>	Calor específico volumétrico del material protector
θ <sub>i</sub>	90	°C	Temperatura en el instante t1 de inicio del cortocircuito
θ <sub>f</sub>	250	°C	Temperatura en el instante t2 de finalizado el cortocircuito

Se calcula la capacidad térmica debido al cortocircuito para un tiempo de desconexión de 0.25 segundos.

$$K = \sqrt{\frac{\sigma_c \cdot (\beta + 20) \cdot 10^{-12}}{\rho_{20}}} = 148.11 \text{ A} \cdot \text{s}^{1/2} / \text{mm}^2$$

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} = 0.81615 \quad B = \frac{C_2}{\sigma_c} \left(\frac{\sigma_i}{\rho_i}\right) = 0.33463$$

$$\varepsilon = \sqrt{1 + FA \sqrt{\frac{t}{S} + F^2 B \left(\frac{t}{S}\right)}} = 1.00767$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot I_{AD}$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \sqrt{\ln \left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)} = 76.223 \text{ kA}$$

**Sección de conductor de 630 mm<sup>2</sup>:** en la tabla 42 se presentan los datos iniciales para el cálculo:

**Tabla 42**

*Datos iniciales para la capacidad de cortocircuito 5.*

Variable	Característica	Unidad	Descripción
Material	Aluminio	-	-
S	630.00	mm <sup>2</sup>	Sección
β	228	--	Coefficiente recíproco de temperatura a 0 °C
σ <sub>c</sub>	2500000	J/K.m3	Calor específico volumétrico a 20 °C
ρ <sub>20</sub>	2.8264E-08	ohm.m	Resistividad eléctrica a 20 °C
ρ	3.5	K.m/W	Resistividad térmica del material protector
σ	2400000	J/K.m3	Calor específico volumétrico del material protector
θ <sub>i</sub>	90	°C	Temperatura en el instante t1 de inicio del cortocircuito
θ <sub>f</sub>	250	°C	Temperatura en el instante t2 de finalizado el cortocircuito

Se calcula la capacidad térmica debido al cortocircuito para un tiempo de desconexión de 0.25 segundos.

$$K = \frac{\sigma_c \cdot (\beta + 20) \cdot 10^{-12}}{\rho_{20}} = 148.11 \text{ A} \cdot \text{s}^{1/2} / \text{mm}^2$$

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} = 0.81615 \quad B = \frac{C_2}{\sigma_c} \left( \frac{\sigma_i}{\rho_i} \right) = 0.33463$$

$$\varepsilon = \sqrt{1 + FA \sqrt{\frac{t}{S} + F^2 B \left( \frac{t}{S} \right)}} = 1.006$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot I_{AD}$$

$$I_{CC} = \varepsilon \cdot \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \sqrt{\ln \left( \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta} \right)} = 119.816 \text{ kA}$$

Se resume los resultados de la capacidad de corriente de cortocircuito tabla 43).

**Tabla 43**

*Resumen de resultados de la capacidad de corriente de cortocircuito.*

<b>Sección</b>	<b>Capacidad de corriente de cortocircuito</b>
90 mm <sup>2</sup>	18.247 kA
150 mm <sup>2</sup>	28.799 kA
240 mm <sup>2</sup>	45.835 kA
400 mm <sup>2</sup>	76.223 kA
630 mm <sup>2</sup>	119.816 kA

**Cálculos de cortocircuito:** se realizan los cálculos de las corrientes de cortocircuito con el fin de seleccionar adecuadamente los interruptores automáticos y el equipamiento de la apartamentada en general, incluyendo el embarrado, de manera que puedan desempeñar su función correctamente durante una falla sin sufrir daños ni representar un riesgo para el personal y los equipos eléctricos.

Primero, se calcula las impedancias de cada uno de los elementos de la central eólica (figura 81), entre ellos aerogeneradores, transformador de potencia, centros de transformación y líneas subterráneas.

Sistema MT 33 kV (tabla 44):

**Tabla 44**

*Resistencia y reactancia de los conductores.*

<b>Sección del conductor</b>	<b>95 mm<sup>2</sup> Al</b>	<b>150 mm<sup>2</sup> Al</b>	<b>240 mm<sup>2</sup> Al</b>	<b>400 mm<sup>2</sup> Al</b>	<b>630 mm<sup>2</sup> Al</b>
Resistencia (Ω/km)	0.410	0.264	0.160	0.100	0.065
Reactancia (Ω/km)	0.210	0.199	0.186	0.174	0.165

Para el sistema MT 12 kV la línea de conexión entre el centro de transformación y el generador es despreciable.

El aerogenerador tiene las siguientes características (tabla 45):

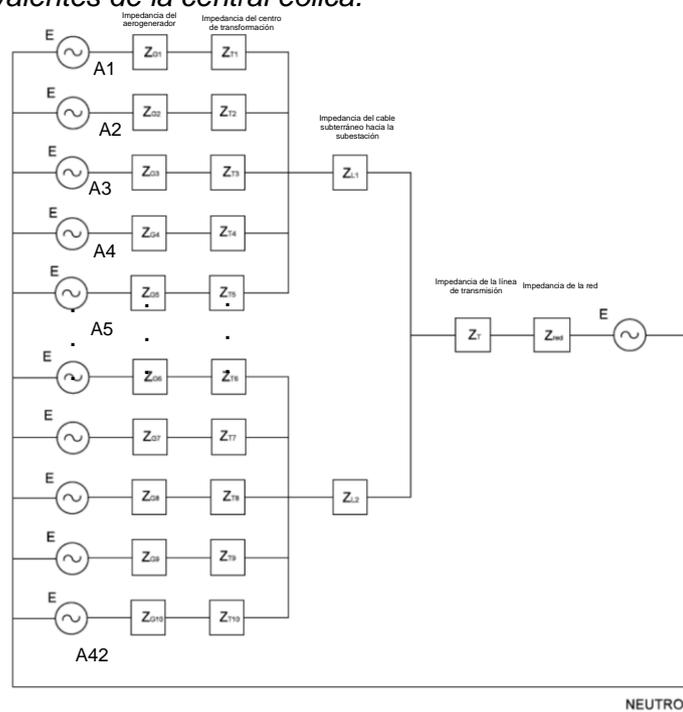
**Tabla 45**

*Características eléctricas del aerogenerador.*

Característica	Valor
Potencia nominal	3.15 MW
Tensión nominal	12 kV
Reactancia subtransitoria (estimada)	$X_{cc}=17.119 \Omega$
Resistencia	Despreciable a efectos de cortocircuito

**Figura 81**

*Impedancias equivalentes de la central eólica.*



- Red 220 kV,  $S_{cc}=3750 \text{ MVA}$

$$Z_{CCRed} = \frac{U_{CC}^2}{S_{CC}} = \frac{220^2}{3750} = 12.907 i \Omega$$

- Transformador de potencia 1 220/33 kV  $S_n= 130 \text{ MVA}$ ,  $U_{cc}= 13\%$

$$Z_{CC T1 AT} = \frac{U_{CC}}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N} = \frac{13 \cdot 220^2}{100 \cdot 130} = 48.40 i \Omega \text{ en el lado de } 220 \text{ kV}$$

$$Z_{CC T1 AT} = 1.089 i \Omega \text{ en el lado de } 33 \text{ kV}$$

- Impedancia de las líneas colectoras desde los centros de transformación tipo cabecera hacia la subestación en 33 kV.

Línea L1: Tramo SET a generador A5

$$Z_{L1} = 0.486 + 1.235 i \Omega$$

Línea L2: Tramo SET a generador A6

$$Z_{L2} = 0.482 + 1.223 i \Omega$$

Línea L3: Tramo SET a generador A17

$$Z_{L3} = 0.474 + 1.202 i \Omega$$

Línea L4: Tramo SET a generador A22

$$Z_{L4} = 0.336 + 0.852 i \Omega$$

Línea L5: Tramo SET a generador A30 (doble terna)

$$Z_{L5} = 0.239 + 0.278 i \Omega$$

Línea L6: Tramo SET a generador A27

$$Z_{L6} = 0.208 + 0.242 i \Omega$$

Línea L7: Tramo SET a generador A38 (doble terna)

$$Z_{L7} = 0.112 + 0.131 i \Omega$$

- Aerogenerador P=3.15 MW, U=12 kV

$$X_{CCG MT} = 17.119 i \text{ ohm (12 kV)}$$

$$X_{CCG MT} = 129.463 i \text{ ohm (33 kV)}$$

- Centro de transformación 12/33 kV Sn= 3.4 MVA Ucc=6%, R/X=1/6

$$Z_{CCT}^{MT} = \frac{U_{CC}}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N} = 19.218 \text{ ohm (33 kV)}$$

$$Z_{CT} = 3.159 + 18.956 i \Omega \text{ (33 kV)}$$

$$Z_{CT} = 0.418 + 2.507 i \Omega \text{ (12 kV)}$$

- Impedancia entre aerogeneradores

La impedancia entre aerogeneradores se considera despreciables, ya que son longitudes muy cortas por ende impedancias muy pequeñas.

- Cálculo de impedancia entre circuitos:

Circuito 1: 5 aerogeneradores+L1

$$Z_{C1} = 1.118 + 30.919 i \Omega$$

Circuito 2: 6 aerogeneradores+L2

$$Z_{C2} = 1.008 + 25.959 i \Omega$$

Circuito 3: 6 aerogeneradores+L3

$$Z_{C3} = 1.000 + 25.939 i \Omega$$

Circuito 4: 6 aerogeneradores+L4

$$Z_{C4} = 0.862 + 25.589 i \Omega$$

Circuito 5: 7 aerogeneradores+L5

$$Z_{C5} = 0.69 + 21.481 i \Omega$$

Circuito 6: 5 aerogeneradores+L6

$$Z_{C6} = 0.840 + 29.926 i \Omega$$

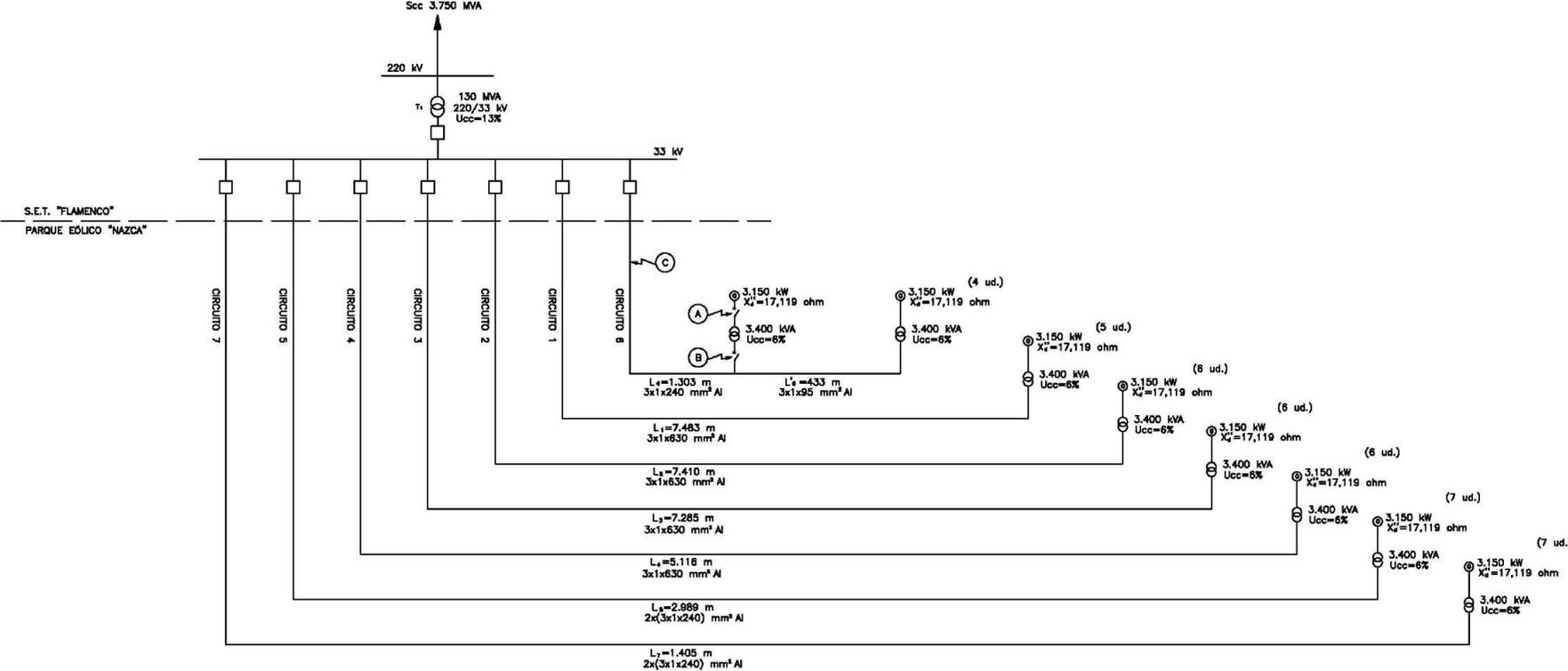
Circuito 7: 7 aerogeneradores+L7

$$Z_{C7} = 0.564 + 21.333 i \Omega$$

Segundo, se calcula las intensidades de cortocircuito más desfavorables para sección de cables, para esto se ubican 3 puntos de cortocircuito A, B y C según diagrama unifilar de la figura 82 (aerogenerador más cercano A28 a la subestación). El caso A es entre el aerogenerador y el centro de transformación, solo se identifica el conductor con sección de  $95 \text{ mm}^2$ ; en el caso B es entre centros de transformación, se identifican los casos de conductores con secciones de  $95$  y  $240 \text{ mm}^2$ ; para el caso C del centro de transformación cabecera hacia la subestación donde son secciones  $240$  y  $630 \text{ mm}^2$ .

Figura 82

Diagrama unifilar e identificación de ubicaciones más desfavorables de cortocircuito.



**Cálculo de intensidades de cortocircuito en el punto B:** la impedancia total en las celdas del centro de transformación (punto B) es la siguiente:

$$Z_{CC} = \sqrt{R_{CC}^2 + X_{CC}^2} = 1.246 \Omega$$

Intensidad de cortocircuito en las celdas de MT:

$$I''_{CC1B} = 16.819 \text{ kA (eficaz)}$$

$$I''_{Ch1B} = 39.624 \text{ kA (Cresta)}$$

Para el cable, en el punto B expresado en la ecuación 84:

$$I_{CCB} = I_{CC1B} + I_{CC2B} \quad (84)$$

Con  $I_{CC1B}$  equivalente de los otros circuitos, transformador de potencia y la red e  $I_{CC2B}$  equivalente del aerogenerador y centro de transformación:

$$I_{CC2B} = 0.141 \text{ kA}$$

$$I_{CCB} = 16.960 \text{ kA}$$

$$I_{ChB} = 46.515 \text{ kA}$$

**Cálculo de intensidades de cortocircuito en el punto A (12 kV):** la impedancia total en el punto A es el siguiente:

$$Z_{CC} = 2.706 \Omega$$

Intensidad de cortocircuito:

$$I''_{CC1A} = 2.816 \text{ kA}$$

$$I''_{Ch1A} = 6.442 \text{ kA}$$

Para el cable, en el punto A expresado en la ecuación 85:

$$I_{CCA} = I_{CC1A} + I_{CC2A} \quad (85)$$

Con  $I_{CC1A}$  equivalente de los otros circuitos, transformador de potencia y la red e  $I_{CC2A}$  equivalente al aerogenerador, cuya contribución en este caso es depreciable.

**Cálculo de intensidades de cortocircuito en el punto C (33 kV):** la impedancia total en el punto C es el siguiente:

$$Z_{CC} = 1.034 \Omega$$

Intensidad de cortocircuito:

$$I''_{CC1C} = 20.264 \text{ kA}$$

$$I''_{Ch1C} = 57.314 \text{ kA}$$

Para el cable, en el punto C expresado en la ecuación 86:

$$I_{CCC} \quad (86)$$

$$= I_{CC1C} + I_{CC2C}$$

Con  $I_{CC1A}$  equivalente de los otros circuitos e  $I_{CC2A}$  equivalente al circuito 5.

$$I_{CC2C} = 0.700 \text{ kA}$$

$$I_{CCC} = 20.964 \text{ kA}$$

### 3.2.7 Dimensionamiento de la malla de puesta a tierra del aerogenerador

**Resistividad del terreno:** para el dimensionamiento de la malla de puesta a tierra del aerogenerador se empieza tomando el valor de la resistividad del terreno, para este caso, al realizar el estudio geotécnico, el mayor valor de los resultados obtenidos fue el siguiente:

$$\rho = 304 \Omega m$$

Se ha considerado la existencia de una capa superficial de grava cuya resistividad es de:

$$\rho_s = 3000 \Omega m$$

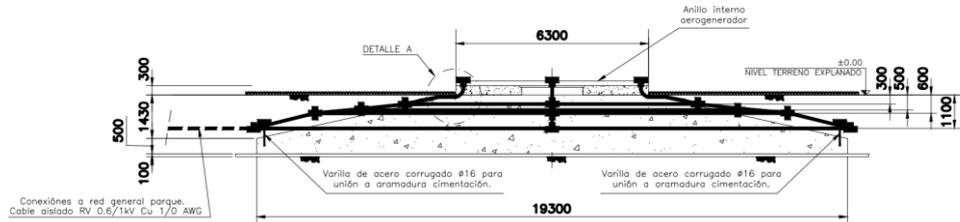
Con el siguiente espesor:

$$h_s = 10 \text{ cm}$$

La geometría de la malla es relevante para el cálculo de la resistencia de la malla y las tensiones de paso y contacto, esta geometría se detalla en la figura 83 y figura 84. Las características de la forma, dimensiones, profundidad y material se han seleccionado teniendo en cuenta la normativa IEEE std80 y por documentos del suministrador de los componentes de generación.

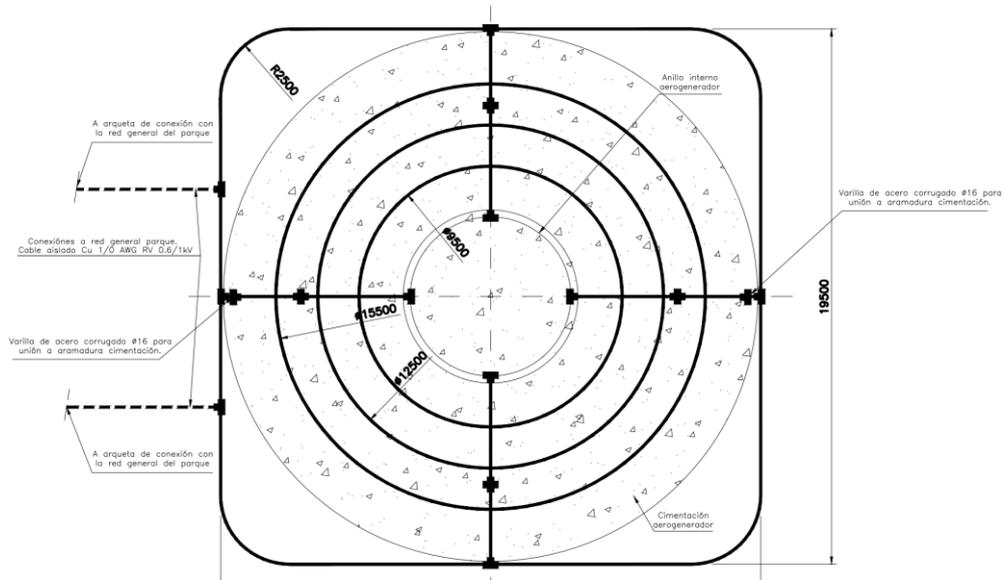
**Figura 83**

*Malla de puesta a tierra del aerogenerador, vista de perfil.*



**Figura 84**

*Malla de puesta a tierra del aerogenerador, vista de planta.*



De la figura 83 y figura 84 se tiene lo siguiente:

- Profundidad de la malla:
  - La del perímetro: 1.1 m
  - La del anillo  $\varnothing 9.5$  m: 0.3 m
  - La del anillo  $\varnothing 12.5$  m: 0.5 m
  - La del anillo  $\varnothing 15.5$  m: 0.6 m
- Longitud máx. en sentido longitudinal: 19.5 m
- Longitud máx. en sentido transversal: 19.5 m
- Longitud total de la malla: 211.77 m
- Perímetro de la malla: 73.71 m
- Área cubierta por la malla: 374.88 m<sup>2</sup>
- Distancia media entre conductores: 1.71 m

La profundidad media de la malla se obtiene como media ponderada de las profundidades de las distintas partes de la malla mediante la siguiente ecuación:

$$h = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n L_i} \quad (87)$$

Donde:

- $h$ : Profundidad media de la malla
- $L_i$ : Longitud del tramo  $i$  de la malla
- $h_i$ : Profundidad del tramo  $i$  de la malla
- $n$ : Número de tramos de la malla a distinta profundidad

De la ecuación 87:

$$h = 0.72 \text{ m}$$

Del cobre como material de la malla se tienen las siguientes características:

- |   |  |
|---|--|
| • Material                                    | Cu   |
| • Sección                                     | $S=53.5 \text{ mm}^2$ (1/0 AWG)                                      |
| • Resistividad a 20°C                         | $\rho_r = 1.78 \text{ }\mu\Omega\text{m}$                            |
| • Coeficiente térmico de resistividad a 20 °C | $\alpha_r = 0.00381 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$                     |
| • Coeficiente térmico de resistividad a 0 °C  | $\alpha_r = 0.004132 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$                    |
| • Factor de capacidad térmica                 | $T_{CAP} = 3.4 \text{ J}/(\text{cm}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C})$ |
| • Temperatura máxima admisible                | $T_m = 200 \text{ }^\circ\text{C}$                                   |
| • Temperatura ambiente                        | $T_a = 30 \text{ }^\circ\text{C}$                                    |

**Resistencia de la malla.** De la ecuación 81 se tiene lo siguiente:

$$R_g = \rho \cdot \left[ \frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot A} \left( 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] = 7.95 \text{ }\Omega$$

**Tensiones de paso y contacto admisibles:** se calcula las tensiones de paso y contacto admisibles según IEEE std80 para una persona de 50 kg.

De la ecuación 77, el coeficiente de resistividad es el siguiente:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} = 0.72$$

De las ecuaciones 75 y 76, las tensiones de paso y contacto admisibles son los siguientes:

$$U_{paso\text{admisible}} = \frac{116}{\sqrt{t_s}} \left(1 + \frac{6C_s\rho_s}{1000}\right) = 2293 \text{ V}$$

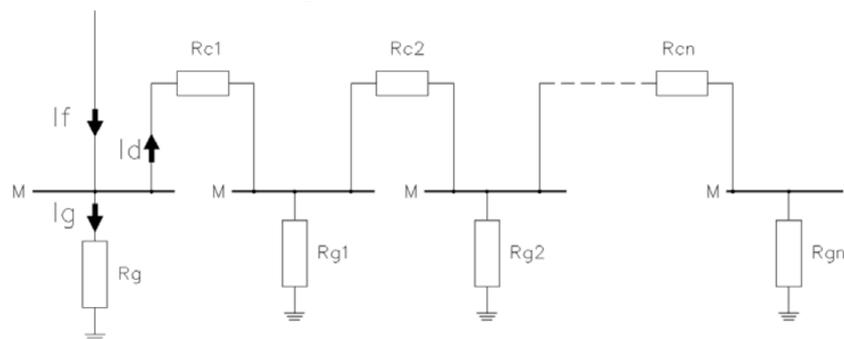
$$U_{contacto\text{admisible}} = \frac{116}{\sqrt{t_s}} \left(1 + \frac{1.5C_s\rho_s}{1000}\right) = 696 \text{ V}$$

**Corriente de tierra con falta en el aerogenerador.** Se procede a la determinación de la corriente que se deriva a tierra a través de la red de tierra de un aerogenerador en el caso de falta a tierra en el propio aerogenerador.

Se sabe que la corriente de tierra es la fracción de la corriente de falta que pasa a tierra desde la malla de tierra. Para el cálculo se utiliza el siguiente esquema (figura 85):

**Figura 85**

*Esquema de la corriente de tierra  $I_G$ .*



Donde:

- $I_g$ : Corriente de tierra
- $I_f$ : Corriente de falta
- $I_d$ : Corriente derivada hacia el resto de las mallas de los aerogeneradores y subestación
- $R_{gi}$ : Resistencia de puesta a tierra de los aerogeneradores
- $R_{ci}$ : Resistencia de los cables de conexión entre mallas de tierra

Donde:

$$R_g = 7.95 \Omega$$

La resistencia del conductor que une las mallas de tierra de los aerogeneradores variará en función de la distancia entre ellos. Se toma la mayor distancia entre 2 aerogeneradores, siendo para la central eólica los aerogeneradores A15 y A16 igual a 1306 m con la sección del conductor de  $53.5 \text{ mm}^2$  la resistencia entre aerogeneradores es la siguiente:

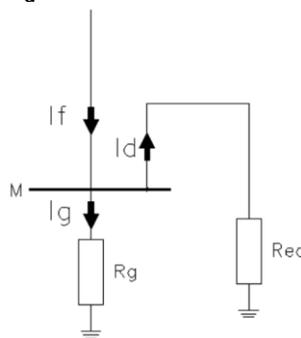
$$R_c = 0.4 \Omega$$

La situación más desfavorable que será tomada es cuando las pantallas de los cables de potencia que van de un aerogenerador a otro no estén conectados a tierra, es decir, sin tener un camino adicional para la corriente entre mallas en paralelo a  $R_c$  disminuyendo su valor.

Se calcula  $I_g$  el circuito de la figura es equivalente a la siguiente (figura 86):

### Figura 86

Esquema de la corriente de tierra  $I_G$  más desfavorable.



El valor de  $R_{eq}$  depende de  $R_{gi}$  y  $R_{ci}$  y del número de aerogeneradores considerado. A partir de un número de aerogeneradores (inferior al número total de aerogeneradores),  $R_{eq}$  alcanza un valor que no varía pese a que se añadan más aerogeneradores.

Con los valores de  $R_{gi}$  y  $R_{ci}$  el valor de  $R_{eq}$  es:

$$R_{eq} = 0.4 \Omega$$

El valor de la corriente de tierra  $I_g$  se calcula mediante la ecuación 88:

$$I_g = I_f \frac{R_{eq}}{R_{eq} + R_g} \quad (88)$$

Donde:

- $I_g$ : Corriente de tierra
- $I_f$ : Corriente de falta
- $R_g$ : Resistencia de la malla de tierra
- $R_{eq}$ : Resistencia equivalente de las mallas de tierra de los otros aerogeneradores

Del estudio de preoperatividad para la conexión al SEIN de la central eólica, se calculó la corriente de cortocircuito a tierra en 33 kV de la central eólica, siendo:

$$I_{f33} = 0.2 \text{ kA}$$

De la ecuación 88:

$$I_g = I_f \frac{R_{eq}}{R_{eq} + R_g} = 47.92 \text{ A}$$

**Corriente de tierra con falta en la subestación principal:** será necesario realizar el caso en 220 kV dado que parte de la corriente en una falta a tierra en ese nivel de tensión se derivará a la tierra de los aerogeneradores a través de los conductores que unen la malla de tierra de la subestación con la de los aerogeneradores. El caso más desfavorable sería que toda la corriente de falta se derive a las mallas de los aerogeneradores sin considerar otros caminos alternativos como las de las líneas de transmisión.

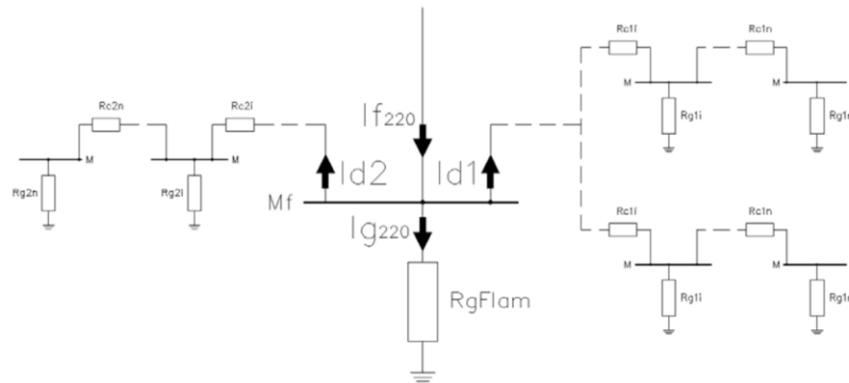
Se sabe del cálculo de puesta a tierra de la subestación principal, la resistencia de la malla tierra es el siguiente:

$$R_{gSE} = 2.095 \Omega$$

De la figura 86 se observa que la corriente de falta que no va a tierra de la subestación se divide en dos circuitos hacia las mallas de tierra de los aerogeneradores. En la figura 87 se presenta dicho circuito simplificado.

**Figura 87**

Circuito de tierras simplificado para falla en la subestación  $I_G$ .



Donde:

- $I_{g220}$ : Corriente de tierra en la subestación principal
- $I_{f220}$ : Corriente de falta en la subestación principal
- $I_{d1}$ : Corriente derivada hacia el circuito de tierras 1
- $I_{d2}$ : Corriente derivada hacia el circuito de tierras 2
- $R_{gSE}$ : Resistencia de puesta a tierra de la subestación principal
- $R_{gi}$ : Resistencia de puesta a tierra de los aerogeneradores
- $R_{Ci}$ : Resistencia de los cables de conexión entre mallas a tierra

Donde:

$$R_g = 7.95 \Omega$$

Del estudio de preoperatividad para la conexión al SEIN de la central eólica, se calculó la corriente de cortocircuito a tierra en 220 kV de la central eólica donde:

$$I_{f220} = 9.78 \text{ kA}$$

Para el cálculo de contribución se utiliza el factor de división correspondiente a una línea de transporte y ninguna de distribución (anexo C del IEEE std80) con un valor del 40%. Por tanto, la intensidad de falta para los cálculos correspondientes al conjunto de subestación principal y de las líneas de conexión con los aerogeneradores es la siguiente:

$$I_{f220} = 9780 \cdot 0.4 = 3912 \text{ A}$$

El aerogenerador cuya malla de tierra conduce la mayor intensidad a tierra es el A28 por la proximidad a la subestación principal. Esta corriente es utilizada para determinar las tensiones de paso y contacto en la puesta a tierra de los aerogeneradores. Su valor es el siguiente:

$$I_{g220} = 198 \text{ A}$$

En la figura 88 se presenta la red de tierra de la central eólica en ohmios y las intensidades de corriente más significativas.

**Sección del conductor de la malla:** se halla la sección mínima del conductor según la ecuación (2.82).

Para el caso de falta en el aerogenerador, la máxima corriente que circula por la malla coincide con la corriente de falta  $I_{f33} = 0.2 \text{ kA}$ .

La mínima sección necesaria para el conductor es la siguiente:

$$S_{C33} = \frac{I_C \cdot \sqrt{1000 \cdot t_d \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}}{\sqrt{T_{CAP} \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = 1.28 \text{ mm}^2$$

Para el caso de falta en la subestación, la corriente a considerar será la mayor corriente que circula por el circuito de tierras de la central. Esta corriente es obtenida al analizar el circuito de tierras de la central.

El valor máximo es obtenido de la corriente de salida de la subestación principal  $I_{d1}$  de la figura 88 donde:

$$I_{d1} = 2076 \text{ A}$$

La sección necesaria para dicha corriente es la siguiente:

$$S_{C33} = \frac{I_C \cdot \sqrt{1000 \cdot t_d \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}}{\sqrt{T_{CAP} \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} = 13.31 \text{ mm}^2$$

Por tanto, el conductor escogido es de  $53.5 \text{ mm}^2$  de sección.

**Elevación de potencial de la malla:** la elevación de potencial de la red es calculada de (2.83) para el caso de falta en el aerogenerador:

$$V_{GRP33} = I_g \cdot R_g = 380 \text{ V}$$

Para el caso de falta en la subestación principal:

$$V_{GRP220} = I_g \cdot R_g = 1578 V$$

Para el caso de falta en aerogenerador es inferior a las tensiones de paso y contacto admisibles, por tanto, no será necesario el cálculo de las tensiones de paso y contacto en la instalación.

En el caso de falta en la subestación, la elevación de potencial es inferior a la tensión de paso y superior a la de contacto admisible. Por tanto, es necesario el cálculo de la tensión de contacto para la malla de tierra del aerogenerador y la de paso a efectos de comprobación.

**Tensiones de paso y contacto de la malla:** la tensión de paso se calcula mediante la siguiente ecuación 89:

$$E_S = \frac{\rho \cdot K_i \cdot K_S \cdot I_g}{L_S} \quad (89)$$

Donde:

- $I_g$ : Corriente de tierra
- $\rho$ : Resistividad del terreno
- $L_S$ : Longitud efectiva de los conductores de la malla
- $K_i$ : Factor de irregularidad
- $K_S$ : Factor de espacio entre conductores

La longitud efectiva se calcula mediante la ecuación 90:

$$L_S = 0.75 L \quad (90)$$

Donde:

- $L$ : Longitud total de los conductores de la malla

$$L_S = 0.75 L = 158.83 m$$

El factor de irregularidad se calcula mediante la ecuación 91:

$$K_i = 0.644 + 0.148n \quad (91)$$

El factor  $n$  es un factor de corrección que tiene en cuenta la forma de la malla. Este caso se puede asimilar a una malla cuadrada, por tanto,  $n$  se calcula mediante la ecuación 92:

$$n = \frac{2L}{L_p} \quad (92)$$

Donde:

- $L$ : Longitud total de los conductores de la malla
- $L_p$ : Perímetro de la malla

El valor  $K_i$  es:

$$K_i = 1.47$$

Por lo tanto:

$$E_{S33} = \frac{\rho \cdot K_i \cdot K_S \cdot I_g}{L_S} = 70 \text{ V}$$

$$E_{S220} = \frac{\rho \cdot K_i \cdot K_S \cdot I_g}{L_S} = 292 \text{ V}$$

En ambos casos, es inferior al valor admisible de 2293 V. La tensión de contacto se calcula mediante la ecuación 93:

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_i \cdot K_m \cdot I_g}{L} \quad (93)$$

Donde:

- $I_g$ : Corriente de tierra
- $\rho$ : Resistividad del terreno
- $L$ : Longitud de los conductores de la malla
- $K_i$ : Factor de irregularidad
- $K_m$ : Factor geométrico

El factor geométrico se calcula mediante la ecuación 94:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left( \ln \left( \frac{D^2}{16h \cdot d} + \frac{(D + 2h)^2}{8D \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right) \quad (94)$$

Donde:

- $h$ : Profundidad de la malla
- $D$ : Distancia media entre conductores de la malla
- $n$ : Factor de corrección
- $d$ : Diámetro del conductor
- $K_{ii}$ : Factor de forma
- $K_h$ : Factor de profundidad

El factor de forma  $K_{ii}$  se calcula mediante la ecuación 95:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad (95)$$

El factor de profundidad se calcula mediante la ecuación 96:

$$K_h = \sqrt{1 + h} \quad (96)$$

Se reemplazan las ecuaciones 95 y 96 en la ecuación 94, el valor  $K_m$  es:

$$K_m = 0.66$$

Por lo tanto:

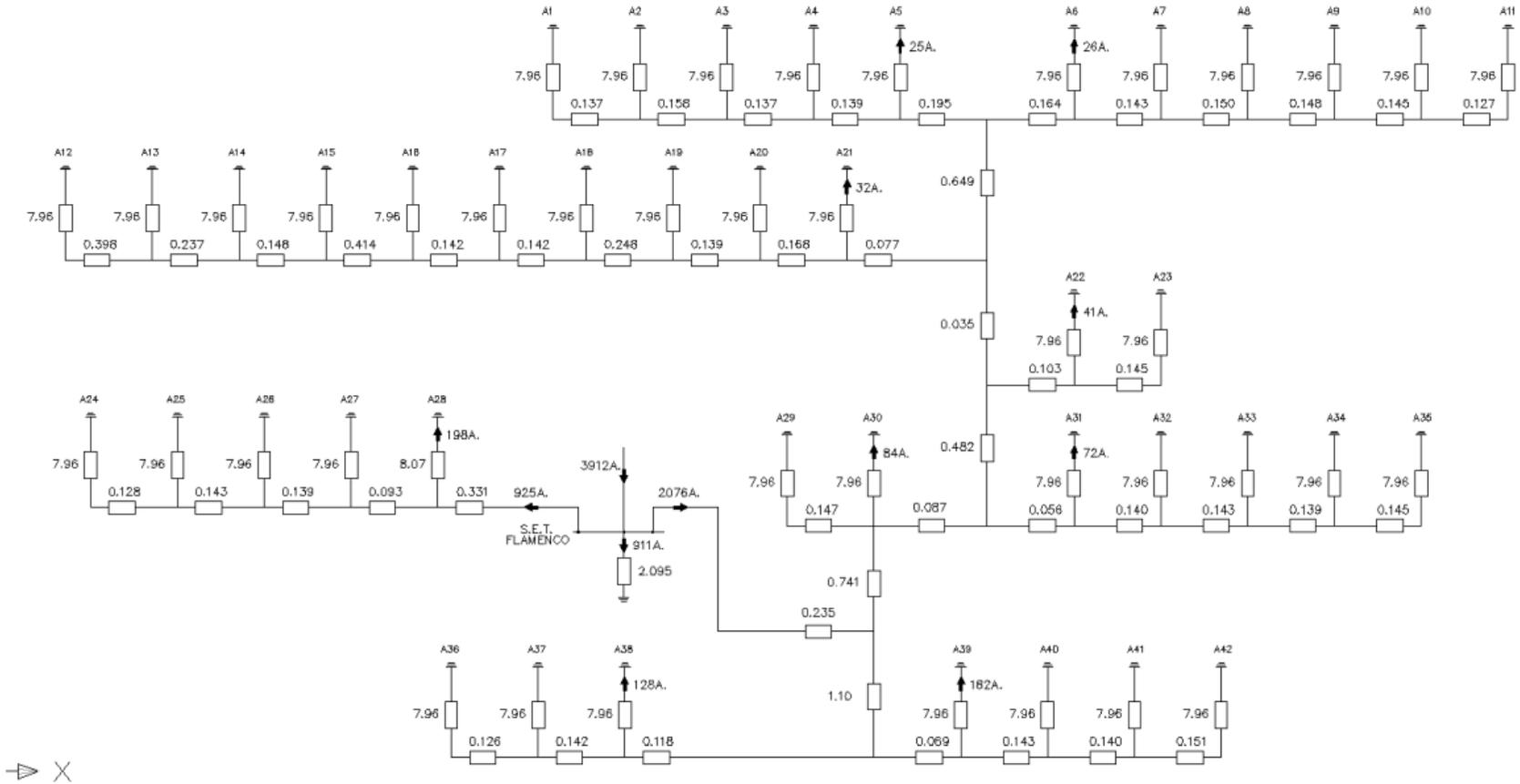
$$E_{m33} = \frac{\rho \cdot K_i \cdot K_m \cdot I_g}{L} = 66 \text{ V}$$

$$E_{m220} = \frac{\rho \cdot K_i \cdot K_m \cdot I_g}{L} = 276 \text{ V}$$

Inferior en ambos casos al valor admisible de 696 V.

**Figura 88**

*Resistencias de la red de tierra de la central eólica en ohmios e intensidades más significativas.*



### 3.2.8 Especificaciones técnicas

**Especificaciones técnicas para el centro de transformación:** las normas aplicables son las siguientes:

- IEC 60076 Power Transformers
- IEC 60137 Bushing for alternating voltages above 1000 V
- IEC 60156 Líquidos aislantes. Determinación de la tensión de ruptura dieléctrica a frecuencia industrial. Método de ensayo
- IEC 60214 On-load Tap Changers
- IEC 60296 Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear
- IEC 60354 Loading guide for oil-immersed power transformers
- IEC 60551 Measurement of Transformers and Reactors Sound Levels
- N.T.P. 370.002 Transformadores de potencia
- ASTM B187 Standard specification for copper bar, bus bar, rod, and shapes.
- ASTM D Pruebas de análisis del aceite

En ningún caso debe ser inferior a las exigencias de la IEC.

Las condiciones geográficas y climáticas de la ubicación del proyecto son:

- Altitud 600 m.s.n.m.
- Temperatura mínima 10 °C
- Temperatura máxima 40 °C
- Humedad Relativa 70%
- Contaminación IV
- Grado de corrosión tipo e

Las características técnicas son las siguientes:

- Nivel de tensión 33 kV $\pm$ 2.5/ $\pm$ 5% / 12 kV

• Frecuencia de servicio	60 Hz
• Tipo	Trifásico, 60 Hz
• Tensión nominal AT	33 kV $\pm 2.5/\pm 5\%$ kV
• Tensión nominal MT	12 kV
• Potencia nominal (ANAF)	3.4 MW
• Devanados	2
• N.º de terminales primario + neutro	4
• N.º de terminales secundario + neutro	4
• Impedancia de cortocircuito	Definido por el fabricante

**Accesorios:** se debe suministrar un juego completo de ruedas orientables de acero forjado o fundido, de pestaña delgada, que se instalan en la base del transformador, también debe ser incluido un sistema de frenos y bloqueo de las ruedas para movimientos sísmicos horizontales, verticales y perpendiculares. Sobre la superficie externa del tanque del transformador se debe colocar una placa de acero inoxidable con impresión en bajo relieve, en esta placa se escribe en idioma español la siguiente información:

- Nombre de la empresa de distribución
- Potencia nominal
- Número de fases
- Frecuencia
- Tensiones
- Conexión en primario
- Conexión en secundario
- Grupo de conexión
- Método de enfriamiento
- Nivel de aislamiento

- Tensión de cortocircuito en “%” a 75 °C y a temperatura ambiente
- Peso de la parte activa
- Peso total

**Sistema de puesta a tierra:** a una profundidad de 80 cm se instaló el electrodo de puesta a tierra, formado por 4 picas unidos por un conductor de cobre desnudo.

El compuesto conductor para la puesta a tierra debe estar constituido por un material de baja resistividad (0.3 Ohm-m) que mantenga la humedad y elasticidad con el tiempo.

El cable conductor para la puesta a tierra debe ser desnudo, cableado, recocido, de 50  $mm^2$  de sección. El electrodo de puesta a tierra debe ser constituido por una varilla de cobre puro tipo tubular. El conector entre el electrodo y el conductor debe ser a base de aleaciones de cobre, con alta resistencia mecánica, resistencia a la corrosión. Los empalmes en cruz y en T son usados para unir equipos como la celda a la malla con una soldadura de proceso exotérmico.

**Envolvente:** incluirá cerramientos superior e inferior, puerta de acceso del equipo, puerta de acceso de personal y rejillas para ventilación. Estará preparado para recibir acometidas de cable de baja tensión de servicios auxiliares y alumbrado, cables de alta tensión de 12 y 33 kV.

**Sistema de alumbrado:** se instalarán puntos de luz, colocados sobre soportes rígidos, de manera que los aparatos de seccionamiento no queden en una zona de sombra. Los interruptores estarán situados en la proximidad de las puestas de acero.

**Características de los materiales:** los arrollamientos de los transformadores deberán soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por las corrientes de cortocircuito durante 3 segundos. Estas corrientes se calcularán considerando solo la impedancia del transformador (falla en los bornes). Estos valores calculados deben estar en la placa de datos del transformador. La resistencia dieléctrica entre fases de los

arrollamientos primarios y secundarios directamente conectados a tierra deberá resistir pruebas de tensión inducida según lo establecido en la Norma IEC 60076, la prueba de tensión inducida se realizará al doble de la tensión nominal y a doble frecuencia, durante 60 segundos. El transformador deberá estar diseñado mecánicamente para soportar los esfuerzos debidos a:

- Fuerzas electrodinámicas producidas por cortocircuitos
- Fuerzas de tracción por las conexiones de cables, en la dirección más desfavorable
- Movimientos sísmicos

**Características generales:** instalación en intemperie evitando acumulación de agua, polvo o suciedad en su superficie.

**Galvanizado:** galvanizado en caliente de acuerdo a normas ASTM A123, ASTM-A-153-89, ASMT-A-896 y ASTM-A385.

**Pintura:** las partes no galvanizadas expuestas deben ser pintadas, como las cámaras y tanque que contengan aceite por lo menos una mano de pintura epóxica; partes internas de las cajas a la intemperie, con tres capas de pintura epóxica siendo la última anti-condensación; partes internas de cajas instaladas bajo techo, tres capas de pintura epóxica; parte externa de cualquier superficie metálica con conductora de electricidad, una pintura inhibidora de corrosión (tipo C5), dos manos de pintura resistente al aceite y al ambiente salino.

**Condiciones sísmicas:** todos los equipos deben ser diseñados a prueba de sismos. Los relés deberán operar con oscilaciones de 1 a 10 Hz.

**Vibraciones:** todos los equipos deben funcionar sin vibraciones indebidas al mínimo ruido.

**Ventilación:** cajas, armarios y cubículos deben estar adecuadamente ventilados para minimizar la condensación.

**Armarios, paneles, tableros:** tener planchas de acero de 2.5mm de espesor.

**Especificaciones técnicas para las celdas de media tensión:** las normas aplicables son las siguientes:

- IEC 62271-200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.
- IEC 60529: Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)
- IEC 62271-100: High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: High-voltage alternating-current circuit-breakers.
- IEC 62271-102: High-voltage switchgear and controlgear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.
- IEC 60255: Electrical Relays
- IEC 61000: Electromagnetic compatibility (EMC)
- IEC 60297: Mechanical structures for electronic equipment
- ENV 50204: Immunity to Radiated Electromagnetic Energy

En función del tipo de centro de transformación y el diagrama unifilar, variará el número de celdas de media tensión a instalar:

- Tipo 1: Celda 1V + 1 celda 0L
- Tipo 2: Celda 1V + 1 celda 0L + 1 celda 1L
- Tipo 3: Celda 1V + 1 celda 0L + 2 celdas 1L

Donde 1V es a la celda de protección del transformador y 0L a la celda de remonte de la línea de salida, y 1L a la celda de protección de línea de entrada.

Características eléctricas:

- Tensión nominal (kV) 33
- Tensión más elevada del material (kV) 36
- Frecuencia (Hz) 60

• Aislamiento	gas SF6
• Construcción	Compacta
• Tipo de funcionamiento	Ininterrumpido
• Intensidad nominal (A)	400
• Corriente de corta duración asignada a 1 segundo	16
• Poder de cierre en cortocircuito (kA)	40
• Tensión no disruptiva a tierra y entre fases 1 minuto	70
• BIL entre fase y tierra (kV)	170
• BIL entre contactos abiertos (kV)	195

Contenido de las celdas:

- Interruptor seccionador triásico de tres posiciones: conectado-desconectado-puesta a tierra, tensión nominal 33 kV, intensidad nominal 400 A, intensidad de corta duración 20 kA, capacidad de cierre sobre cortocircuito 40 kA, doble mando manual (uno mediante palanca y otro de emergencia mediante pulsador), y protección de transformador mediante interruptor automático.
- Interruptor seccionador trifásico de tres posiciones: conectado-desconectado-puesta a tierra, tensión nominal 33 kV, intensidad nominal 400 A, mando manual (función de línea entrada).
- Detectores capacitivos de presencia de tensión en cada fase
- Barras generales
- Barras de tierras
- Conexión de los cables de entrada y salida
- Pararrayos autoválvulas de óxido de zinc

Cantidades y tipos de celdas:

- 11 celdas (esquema 0L+1A), conteniendo interruptor automático para protección de transformador, con tres transformadores toroidales y un relé electrónico con funciones de protección 50-51/50N-51N/49, con embarrado de Media tensión y una salida por conectores directa desde el embarrado (función de remonte). Los aerogeneradores en los cuales se instala este tipo de celdas son los siguientes: A1, A11, A12, A18, A23, A24, A28, A29, A35, A36 y A42.
- 27 celdas (esquema 0L+1L+1A), contiendo interruptor automático para protección de transformador, con tres transformadores toroidales y un relé electrónico con funciones de protección 50-51/50n-51n/49, con embarrado de media tensión, una salida por conectores directa desde el embarrado (remonte) y una salida por conectores a través de interruptor seccionador (línea). Los aerogeneradores en los cuales se instala este tipo de celdas son los siguientes: A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8, A9, A10, A13, A14, A15, A16, A17, A19, A20, A21, A25, A26, A31, A32, A33, A34, A37, A39, A40 y A41.

**Especificaciones técnicas para los empalmes, terminales y conectores:** las normas aplicables son los siguientes:

- IEC 61238-1: Compression and mechanical connectors for power cables for rated voltages up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) – Part 1: Test methods and Requirements
- IEEE 404 Standard for Extruded and Laminated Dielectric Shielded Cable Joints Rated 2.5 kV to 500 kV.
- IEEE Std 48

Las condiciones geográficas y climáticas de la ubicación del proyecto son las siguientes:

- Temperatura mínima 10 °C

- Temperatura máxima 40 °C
- Humedad Relativa 70%

Las características técnicas son las siguientes:

- Nivel de tensión 33 kV
- Nivel de tensión del sistema 36 kV
- Secciones del conductor del cable 95, 150, 240, 400 y 630  $mm^2$
- Aislación del cable XLPE
- Tipo de empalmes Contracción en frío

Los materiales de los accesorios deben tener buenas características de aislamiento, alta tenacidad mecánica, resistencia a la intemperie, resistente a la radiación UV.

Los empalmes y terminaciones deben ser apropiados para la naturaleza, sección de los cables, sin aumentar la resistencia eléctrica de los mismos. Asimismo, las terminaciones deben ser adecuadas a las condiciones ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.). En la tabla 46 se detalla la cantidad y ubicación de empalmes.

En el caso de los aerogeneradores, las terminaciones a las celdas MT para el cable XLPE (RHV) 20/36 kV, constan de 77 kits trifásicos de terminales atornillables acodados para las entradas y salidas de líneas, 42 kits trifásicos de conectores enchufables acodados para la conexión con el transformador 12/33 kV del interior del CT y 7 unidades de un kit tripolar de terminales atornillables acodados para la entrada de los circuitos a la subestación.

Tabla 46

Empalmes en los circuitos de la red de media tensión de la central eólica.

Circuitos MV				Empalmes MV																			
Circuito	Tramo	Longitud (km)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Emp 1	Dist (km)	Emp 2	Dist (km)	Emp 3	Dist (km)	Emp 4	Dist (km)	Emp 5	Dist (km)	Emp 6	Dist (km)	Emp 7	Dist (km)	Emp 8	Dist (km)	Emp 9	Dist (km)		
F1	A-01 - A-02	0.398	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-02 - A-03	490	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-03 - A-04	0.4	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-04 - A-05	0.425	150	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-05 - SUBESTACIÓN	7.483	630		0.724		0.726		0.732		0.73		0.733		0.627		1.248		0.725	X	X	X	X
F2	A-11 - A-10	0.375	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-10 - A-09	0.45	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-09 - A-08	0.459	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-08 - A-07	0.461	150	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-07 - A-06	0.442	240	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
F3	A-06 - SUBESTACIÓN	7.41	630		0.697		0.715		0.709		0.712		0.725		0.633		1.247		0.728	X	X	X	X
	A-12 - A-13	1.140	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-13 - A-14	0.738	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-14 - A-15	0.461	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-15 - A-16	1.306	150	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
F4	A-16 - A-17	0.438	240	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-17 - SUBESTACIÓN	7.285	630		0.36		0.685		0.69		0.718		0.709		0.727		0.514		1.271		0.693	X	X
	A-18 - A-19	0.779	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-19 - A-20	0.427	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-20 - A-21	0.521	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
F5	A-21 - A-22	0.620	240	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-23 - A-22	0.425	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-22 - SUBESTACIÓN	0.207	240		0.657		0.726		0.645		1.295		0.696	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-35 - A-34	0.460	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-34 - A-33	0.427	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
F6	A-33 - A-32	0.444	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-32 - A-31	0.434	150	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-31 - A-30	0.441	400	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-29 - A-30	0.456	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-30 - SUBESTACIÓN	2.989	400		0.440		1.256	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
F7	A-28 - A-27	0.614	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-24 - A-25	0.398	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-25 - A-26	0.444	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-26 - A-27	0.433	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-27 - SUBESTACIÓN	1.303	240		1.251	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
F7	A-42 - A-41	0.438	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-41 - A-40	0.421	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-40 - A-39	0.429	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-39 - A-38	0.568	240	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	A-36 - A-37	0.369	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
A-37 - A-38	0.44	95	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
A-38 - SUBESTACIÓN	1.405	240		0.120	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		

### **3.2.9 Elaboración del presupuesto de la red de media tensión**

**Antecedentes:** la central eólica consta de 42 aerogeneradores de aproximadamente 3 150 kW de potencia unitaria, resultando una potencia total de 132.3 MW. Para la elaboración del presupuesto de la central eólica, se describen los trabajos realizados en el desarrollo de la ingeniería constructiva llevada a cabo. Se desarrollan las siguientes instalaciones necesarias para su ejecución.

La infraestructura eólica está conformada por:

- Aerogeneradores

Las obras civiles están conformadas por:

- Vial de acceso a la central eólica
- Viales interiores a la central para acceso a aerogeneradores
- Plataformas para montaje de los aerogeneradores
- Cimentación de los aerogeneradores
- Plataformas auxiliares: Área de disposición de excedentes de la excavación
- Zanjas para líneas subterráneas de 12 kV y 33 kV, red de tierras y comunicaciones
- Arquetas de empalme
- Drenajes
- Zonas de acopio de componentes del aerogenerador, instalación de faenas, campamentos, planta de hormigón, piscina de agua industrial
- Obra civil asociada a los centros de transformación adyacentes a los aerogeneradores
- Zonas habilitadas para el acopio de excavaciones

La infraestructura eléctrica está conformada por:

- Centros de transformación junto a las plataformas de montajes de transformación 12/33 kV

- Líneas subterráneas 12 kV
- Líneas subterráneas 33 kV
- Red de comunicaciones
- Red de tierras

**Aerogeneradores:** el aerogenerador considerado es de 3 150 kW, de tipo de inducción doblemente alimentado.

**Red de viales:** se prevén construcción de nuevos caminos con las siguientes características:

- Ancho de la vía: 6 m
- Pendiente longitudinal máxima: 10%, y para el transporte de la grúa menor a 6%.
- Radio mínimo de curvatura en el eje: 60 m
- Elementos de drenaje: cunetas reducidas en tierras de 0.8 m de ancho y 0.4 m de profundidad.

**Vial de acceso:** se utilizará en la medida posible los viales existentes con el desvío de la Panamericana Sur a la Reserva Nacional San Fernando.

**Viales interiores:** permitirá el acceso a cada uno de los aerogeneradores.

**Plataformas de montaje y zona de almacenamiento:** estas plataformas permiten el estacionamiento de la grúa para el montaje de las torres sin interrumpir el tráfico, sirviendo también como zona de acopio de materiales.

**Cimentación de turbinas eólicas:** se construye mediante una zapata de hormigón armado cuya geometría, dimensiones y armado se realizan según las recomendaciones del fabricante. El acceso de los cables de media tensión al interior de la turbina se lleva a cabo a través de tubos flexibles que se empotran en la base de hormigón.

**Canalizaciones para red de MT, PAT y comunicaciones:** este tipo de actividad ejecutada por el contratista de obra civil tiene por objetivo alojar la línea subterránea en 12 kV, 33 kV, línea de comunicaciones y red de tierras interconectado entre aerogeneradores.

**Infraestructura eléctrica en el interior del aerogenerador – centros de transformación:** los aerogeneradores se conectan a sus centros de transformación por medio de los cables subterráneos en 12 kV, enterrados en zanjas.

**Transformadores:** en cada centro de transformación se instalará un transformador de potencia tipo seco, o refrigerado, para elevar la tensión de la energía generada.

**Celdas:** los aerogeneradores generan directamente a 12 kV y pueden ser conectadas a la red de la central en 33 kV. Para las maniobras son requeridas las celdas.

**Terminales:** los empalmes y terminaciones deben ser adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, sin aumentar la resistencia eléctrica de los mismos.

**Puesta a tierra de las masas (partes metálicas) del aerogenerador:** la puesta a tierra de todas las masas de la turbina eólica se conecta mediante cable de cobre 1/0 AWG, con terminales de compresión en ambos extremos. Este cable une el punto de conexión a tierra de la turbina con los siguientes elementos: neutro del transformador, estructura metálica del transformador, envolvente metálica, celda de MT y cuadro de control del aerogenerador.

**Protección contra sobreintensidades:** para la protección contra sobreintensidades se utilizarán interruptores automáticos instalados al inicio de las líneas que alimentan a los cables subterráneos. También se instalará un relé de protección con funciones de sobrecorriente 50/50N y 51/51N.

**Red subterránea:** se han diseñado 7 circuitos para la interconexión de los aerogeneradores a la subestación principal de la central.

**Red de tierras:** se realizará una red de tierras, con cobre 1/0 AWG, que unirá todos los aerogeneradores entre sí, discurriendo por la misma zanja que el cableado de MT.

**Red de comunicaciones:** es necesario un circuito de transmisión de datos seguro para poder transferir el intercambio de información, las funciones de control y de ajuste. Se usa un cable de fibra óptica para asegurar la entrada de datos de la central.

De la tabla 47 a la tabla 50 se presenta el metrado y presupuesto de la obra civil, suministro y montaje.

**Tabla 47**

*Presupuesto de obra civil.*

Código	Descripción	Unidad de medida	Cantidad	Precio por unidad (USD)	Precio Total (USD)
1.1	Excavaciones generales (con un 30% de esponjamiento)	m <sup>3</sup>	80,789.44	3.69	298,113.02
1.2	Grandes excavaciones para cimentaciones de aerogeneradores y torres meteorológicas (con un 30% de esponjamiento)	m <sup>3</sup>	32,035.58	4.85	155,372.54
1.3	Excavaciones estrechas	m <sup>3</sup>	6,976.93	4.85	33,838.09
1.4	Tendido de cables/tuberías/conductos subterráneos - excavaciones y relleno de trincheras	m <sup>3</sup>	46,840.00	30.56	1,431,430.40
1.5	Cruces por encima de cables, conductos y tuberías existentes	m <sup>3</sup>	16.17	524.60	8,482.78
1.6	Cruce de caminos		489.55	902.99	442,055.82
1.7	Excavación de terrenos rocosos con martillo (con un 30% de esponjamiento)	m <sup>3</sup>	3,450.41	47.40	163,549.36
1.8	Disposición y almacenaje de materiales excavados	m <sup>3</sup>	98,474.53	6.70	659,779.34
1.9	Botadero interno	m <sup>3</sup>	23,964.75	7.82	187,404.33
1.10	Movimiento de tierras		-		
1.10.1	Preparación de la subrasante	m <sup>2</sup>	302,627.61	2.83	856,436.15
1.10.2	terraplén	m <sup>3</sup>	65,789.61	9.50	625,001.25
1.11	Relleno sobre estructuras de excavación del sitio o del lugar de almacenamiento	m <sup>3</sup>	18,839.40	7.95	149,773.21
1.12	Construcción de caminos		-		
1.12.1	Plataformas y vías de grúas		22,613.73	52.99	1,198,301.70
1.12.2	Capa de rodadura		14,647.62	63.77	934,078.66
1.13	Mejoramiento de suelo / agregados pétreos		4.90	10,279.34	50,368.77
1.14	Estructura de concreto		-		
1.14.1	Clasificación central del concreto		1.23	45,175.41	55,339.88
1.14.2	Mezclas de concreto	m <sup>3</sup>	2,724.96	451.69	1,230,838.76
1.14.3	Suministro y colado, resistencia a la compresión	m <sup>3</sup>	122.52	451.69	55,343.09
1.14.4	Suministro y colado, resistencia a la compresión	m <sup>3</sup>	15,396.27	382.50	5,889,071.55
1.14.5	Suministro y colado, resistencia a la compresión	m <sup>3</sup>	317.05	442.02	140,144.43
1.14.6	Arquetas de empalme de cables MT	each	80.85	692.34	55,975.69
1.14.7	Acero de refuerzo	kg	1,687,517.95	2.34	3,948,791.99
1.14.8	Empotramientos	M	10,917.81	13.62	148,700.61
1.14.9	Pernos de anclaje		37.98	4,279.61	162,518.19
1.14.10	Grout para cimentaciones de aerogeneradores	me	16.68	14,078.01	234,884.56
1.15	Drenaje y tuberías de alcantarillado	M	159.19	486.10	77,381.65
1.16	Badenes en viales para cruce de cauces de agua	ud	22.05	11,617.65	256,169.18
					USD 19,449,145.01

**Tabla 48**

*Presupuesto suministro y montaje - parte 1.*

Código	Cant.	Unidad	Parcial	Total	Descripción	Precio por unidad (USD)	Precio Total
<b>Suministro</b>							
2.1.1	3	m	4,310.00	12,865.00	Cable de Al. Con aislamiento en XLPE 12 y 33 kV 1x95 mm <sup>2</sup>	8.21	105,621.65
2.1.2	3	m	2,630.00	7,890.00	Cable de Al. Con aislamiento en XLPE 33 kV 1x150 mm <sup>2</sup>	8.21	64,776.90
2.1.3	3	m	12,160.00	36,480.00	Cable de Al. Con aislamiento en XLPE 33 kV 1x240 mm <sup>2</sup>	13.54	493,939.20
2.1.4	3	m	445.00	1,335.00	Cable de Al. Con aislamiento en XLPE 33 kV 1x400 mm <sup>2</sup>	13.54	18,075.90
2.1.5	3	m	27,295.00	81,885.00	Cable de Al. Con aislamiento en XLPE 33 kV 1x630 mm <sup>2</sup>	16.89	1,383,037.65
2.1.6	3	ud.	9.00	27.00	Empalmes para cable unipolar XLPE 33 kV Al de 150 mm <sup>2</sup> del tipo contraíbles en frío	125.95	3,400.65
2.1.7	3	ud.	36.00	108.00	Empalmes para cable unipolar XLPE 33 kV Al de 400 mm <sup>2</sup> del tipo contraíbles en frío	158.97	17,168.76
2.1.8	3	ud.	40.00	120.00	Empalmes para cable unipolar XLPE 33 kV Al de 630 mm <sup>2</sup> del tipo contraíbles en frío	158.97	19,076.40
2.1.9	3	ud.	134.00	402.00	Conjunto terminal unipolar interior MT atornillables de goma de silicona en forma de T para conductor tipo XLPE 12 y 33 kV Al de 95 mm <sup>2</sup>	142.62	57,333.24
2.1.10	3	ud.	10.00	30.00	Conjunto terminal unipolar interior MT atornillables de goma de silicona en forma de T para conductor tipo XLPE 33 kV Al de 150 mm <sup>2</sup>	149.10	4,473.00
2.1.11	3	ud.	16.00	48.00	Conjunto terminal unipolar interior MT atornillables de goma de silicona en forma de T para conductor tipo XLPE 33 kV Al de 240 mm <sup>2</sup>	265.52	12,744.96
2.1.12	3	ud.	2.00	6.00	Conjunto terminal unipolar interior MT atornillables de goma de silicona en forma de T para conductor tipo XLPE 33 kV Al de 400 mm <sup>2</sup>	265.52	1,593.12
2.1.13	3	ud.	8.00	24.00	Conjunto terminal unipolar interior MT atornillables de goma de silicona en forma de T para conductor tipo XLPE 33 kV Al de 630 mm <sup>2</sup>	599.46	14,387.04
<b>Montaje</b>							
2.1.14	3	m	4,310.00	12,930.00	Tendido de m de cable de Al. con aislamiento en XLPE 12 y 33 kV 1x95 mm <sup>2</sup> en zanja. Incluye puesta en obra, suministro y montaje de cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado y pequeño material de sujeción. Completamente instalado.	1.87	24,179.10

**Tabla 49**

*Presupuesto suministro y montaje - parte 2.*

Código	Cant.	Unidad	Parcial	Total	Descripción	Precio por unidad (USD)	Precio Total
<b>Montaje</b>							
2.1.15	3	m	2,630.00	7,890.00	Tendido de m de cable de Al. con aislamiento en XLPE 33 kV 1x150 mm <sup>2</sup> en zanja. Incluye puesta en obra, suministro y montaje de cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado y pequeño material de sujeción. Completamente instalado.	2.30	18,147.00
2.1.16	3	m	445.00	1,335.00	Tendido de m de cable de Al. con aislamiento en XLPE 33 kV 1x400 mm <sup>2</sup> en zanja. Incluye puesta en obra, suministro y montaje de cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado y pequeño material de sujeción. Completamente instalado.	2.40	3,204.00
2.1.17	3	m	27,295.00	81,885.00	Tendido de m de cable de Al. con aislamiento en XLPE 33 kV 1x630 mm <sup>2</sup> en zanja. Incluye puesta en obra, suministro y montaje de cinta para señalización de fases, cinta adhesiva para fijado y pequeño material de sujeción. Completamente instalado.	2.85	233,372.25
2.1.18	3	Ud.	7.00	21.00	Ejecución de empalmes para cable unipolar XLPE 33 kV Al de 240 mm <sup>2</sup> del tipo contraíbles en frío. Completamente instalado y conectado.	273.54	5,744.34
2.1.19	3	Ud.	2.00	6.00	Ejecución de empalmes para cable unipolar XLPE 33 kV Al de 400 mm <sup>2</sup> del tipo contraíbles en frío. Completamente instalado y conectado.	298.41	1,790.46
2.1.20	3	Ud.	25.00	75.00	Ejecución de empalmes para cable unipolar XLPE 33 kV Al de 630 mm <sup>2</sup> del tipo contraíbles en frío. Completamente instalado y conectado.	298.41	22,380.75
2.1.21	1	m	72,588.00	72,588.00	Tendido en zanja de línea de transmisión, señales y datos para control, maniobra y automatismos, utilizando una manguera de fibras monomodo de 9/125 micras, con armadura de fibra de vidrio, que contiene 24 fibras, estructura holgada y protección contra la humedad y roedores.	2.77	201,068.76
2.1.22	1	Global	1.00	1.00	Montaje de los conectores de fibra óptica para la conexión de los aerogeneradores incluyendo 36 conectores por cada cable que entra en la turbina eólica. Esto incluye la fusión de las fibras, la instalación de una caja de conexión con capacidad suficiente, y los latiguillos (pig-tails) de interconexión entre la caja y los conectores del equipo de comunicaciones del armario de control de BT. Además, se montaron 24 latiguillos de empalme (hembra-hembra) para crear un bucle de fibra óptica en caso de falta de alimentación de alguna turbina. También se incluirán los necesarios para la conexión de los equipos de comunicaciones de la subestación. Todo completamente instalado y conectado.	149,640.92	149,640.92

**Tabla 50***Presupuesto suministro y montaje - parte 3*

<b>Código</b>	<b>Cant.</b>	<b>Unidad</b>	<b>Parcial</b>	<b>Total</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio por unidad (USD)</b>	<b>Precio Total</b>
<b>Canalizaciones MT</b>							
2.1.23	1	m	46,840.00	46,840.00	Suministro y colocación de cinta plástica señalizadora normalizada, enterrada en zanjas para cables eléctricos.	0.20	9,368.00
2.1.24	1	m	46,840.00	46,840.00	Suministro y colocación de placa prefabricada como protección mecánica, enterrada para zanjas de cables eléctricos.	2.49	116,631.60
2.1.25	1	Ud.	1,017.00	1,017.00	Suministro y colocación de hito de señalización de ruta de cables, prefabricado, y colocado sobre cama de hormigón.	52.55	53,443.35
<b>USD</b>							<b>3,034,599.00</b>

## Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

### 4.1 Introducción

En el presente capítulo se analizarán los resultados obtenidos en el Capítulo III y se realizará una comparación con los objetivos trazados en este informe. Se partirá con el análisis de la caracterización del recurso eólico en el área del proyecto, el diseño de la disposición de aerogeneradores y su evaluación del potencial eólico, posteriormente, con el diseño y dimensionamiento de equipos de transmisión de la red de media tensión y su puesta a tierra, finalmente el presupuesto de la red de media tensión.

### 4.2 Caracterización del recurso eólico

Para la determinación del logro de la caracterización del recurso eólico se realiza mediante 3 indicadores: el nivel de valorización de la calidad de datos, el nivel de valorización del emplazamiento y el nivel valorización del recurso eólico.

#### 4.2.1 Valorización de la calidad de datos

La valorización de la calidad de datos se realiza mediante 2 subindicadores: la resolución de datos y el tiempo de registro de datos. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada subindicador se presentan en la tabla 51.

**Tabla 51**

*Medidor de indicador X1.1.*

Indicador X1.1	Subindicador	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de calidad de medición de datos	X.1.1.1 Resolución de datos	La resolución espacial de datos es de 10 km <sup>2</sup>	1	80%
		La resolución espacial de datos es de 30 km <sup>2</sup>	2	60%
		La resolución espacial de datos es de 50 km <sup>2</sup>	3	40%
	X.1.1.2 Tiempo de registro de datos	El registro de datos es de al menos 24 meses	1	100%
		El registro de datos es de al menos 12 meses	2	80%
		El registro de datos es de al menos 6 meses	3	40%

De acuerdo con el indicador X1.1 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 52):

**Tabla 52***Resultado del medidor de indicador X1.1.*

Indicador X1.1	Subindicador	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
Nivel de calidad de medición de datos	X.1.1.1 Resolución de datos	La resolución espacial de datos es de 30 km <sup>2</sup>	30 km	60%
	X.1.1.2 Tiempo de registro de datos	El registro de datos es de al menos 18 meses	18 meses	80%

**4.2.2 Valorización del recurso eólico**

La valorización del recurso eólico se realiza mediante 3 subindicadores: la velocidad promedio del viento, la variabilidad de la dirección del viento y el parámetro de forma de la distribución de Weibull. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada subindicador se presentan en la tabla 53.

**Tabla 53***Medidor de indicador X1.2.*

Indicador X1.2	Subindicador	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de valorización del recurso eólico	X.1.2.1 Velocidad promedio del viento	9 m/s < V. prom.	1	100%
		8 m/s < V. prom. ≤ 9 m/s	2	80%
		7 m/s < V. prom. ≤ 8 m/s	3	70%
		V. prom. del viento < 7 m/s	4	60%
	X.1.2.2 Variabilidad de la dirección del viento	D. del viento poco variable	1	100%
		D. del viento muy variable	2	50%
	X.1.2.3 Parámetro de forma de la distribución de Weibull (I)	3.5 < I	1	100%
		3.0 < I ≤ 3.5	2	90%
		2.5 < I ≤ 3.0	3	60%
		1.8 < I ≤ 2.5	4	40%
		1.0 < I ≤ 1.8	5	20%
		0.2 < z	4	20%

De acuerdo con el indicador X1.2 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 54):

**Tabla 54***Resultado del medidor de indicador X1.2.*

Indicador X1.2	Subindicador	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
Nivel de valorización del recurso eólico	X.1.2.1 Velocidad promedio del viento	8 m/s < V. prom. del viento ≤ 9 m/s	8.11 m/s	80%
	X.1.2.2 Variabilidad de la dirección del viento	Dirección del viento poco variable	S	100%
	X.1.2.3 P. de forma de la distribución de Weibull (I)	3.0 < I ≤ 3.5	3.25	90%

**4.2.3 Valorización del emplazamiento**

La valorización del emplazamiento se realiza mediante 3 subindicadores: coeficiente de fricción, relieve del terreno y los obstáculos en el terreno. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada subindicador se presentan en la tabla 55.

**Tabla 55***Medidor de indicador X1.3.*

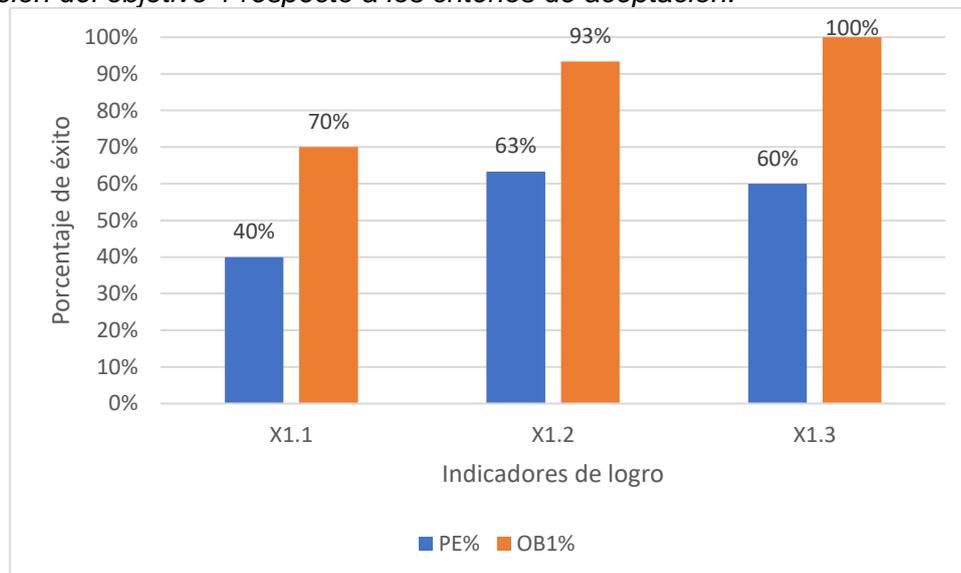
Indicador X1.3	Subindicador	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de valorización del emplazamiento	X.1.3.1 Coeficiente de fricción (shear)	$z \leq 0.03$	1	100%
		$0.03 < z \leq 0.1$	2	80%
		$0.1 < z \leq 0.2$	3	40%
		$0.2 < z$	4	20%
	X.1.3.2 Relieve del terreno	El terreno posee un relieve poco complejo (casi plano)	1	100%
		El terreno posee un relieve muy complejo (accidentado)	2	50%
	X.1.3.3 Obstáculos en el terreno	Existen pocos obstáculos en el terreno (pequeñas dunas)	1	100%
		Existen varios obstáculos en el terreno (bosques, viviendas)	2	50%

De acuerdo con el indicador X1.2 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 56):

**Tabla 56***Resultado del medidor de indicador X1.3.*

Indicador X1.3	Subindicador	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
Nivel de valorización del emplazamiento	X.1.3.1 Coeficiente de fricción (shear)	$z \leq 0.03$	0	100%
	X.1.3.2 Relieve del terreno	El terreno posee un relieve poco complejo (casi plano)	Uniforme	100%
	X.1.3.3 Obstáculos en el terreno	Existen pocos obstáculos en el terreno (pequeñas dunas)	Dunas	100%

Gráficamente (figura 89) se presenta el porcentaje de éxito obtenido por cada indicador del objetivo 1 referente a la caracterización del recurso eólico. Se puede notar que todos los indicadores han sido mayores al porcentaje esperado, por lo que se considera admisible para la caracterización del recurso eólico.

**Figura 89***Evaluación del objetivo 1 respecto a los criterios de aceptación.*

#### 4.3 Disposición de los aerogeneradores y evaluación del potencial eólico

Para la determinación del logro de la disposición de los aerogeneradores y la evaluación de su potencial eólico se realiza mediante 3 indicadores: el nivel de valorización de la disposición de aerogeneradores, el nivel de valorización de la selección del modelo del aerogenerador y el nivel valorización de la producción energética.

### 4.3.1 Valorización de la disposición de aerogeneradores

La valorización de la disposición de aerogeneradores se realiza mediante 3 subindicadores: ubicación de aerogeneradores y distancia entre aerogeneradores perpendicular y paralelo a la dirección predominante del viento. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada subindicador se presentan en la tabla 57.

**Tabla 57**

*Medidor de indicador X2.1.*

Indicador X2.1	Subindicador	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de la disposición de aerogeneradores	X.2.1.1 Ubicación de aerogeneradores	Los aerogeneradores no se ubican en áreas protegidas, zonas de amortiguamiento ni zonas arqueológicas.	1	100%
		Los aerogeneradores no se ubican en áreas protegidas, ni zonas arqueológicas, pero sí en zonas de amortiguamiento.	2	80%
		Los aerogeneradores se ubican en áreas protegidas, zonas arqueológicas, y/o zonas de amortiguamiento.	3	20%
	X.2.1.2 Distanciamiento prom. entre aerogeneradores perpendiculares a la dirección del viento predominante	0 v ≤ diámetro rotor < 3 v	1	10%
		3 v ≤ diámetro rotor < 5 v	2	100%
		5 v ≤ diámetro rotor	3	30%
	X.2.1.3 Distanciamiento prom. entre aerogeneradores paralelos a la dirección del viento predominante	0 v ≤ diámetro rotor < 6 v	1	10%
		6 v ≤ diámetro rotor < 10 v	2	100%
		10 v ≤ diámetro rotor	3	30%

De acuerdo con el indicador X2.1 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 58):

**Tabla 58***Resultado del medidor de indicador X2.1.*

<b>Indicador X2.1</b>	<b>Subindicador</b>	<b>Indicador de logro</b>	<b>Métrica</b>	<b>Equivalente valorativo</b>
	X.2.1.1 Ubicación de aerogeneradores	Los aerogeneradores no se ubican en áreas protegidas, ni zonas arqueológicas, pero sí en zonas de amortiguamiento.	Solo en zonas de amortiguamiento	80%
Nivel de valorización de la disposición de aerogenerad ores	X.2.1.2 Distanciamiento prom. entre aerogeneradores perpendiculares a la dirección del viento predominante	$3 v \leq \text{diámetro rotor} < 5 v$	4.5	100%
	X.2.1.3 Distanciamiento prom. entre aerogeneradores paralelos a la dirección del viento predominante	$6 v \leq \text{diámetro rotor} < 10 v$	8	100%

**4.3.2 Valorización de la selección del modelo de aerogenerador**

La valorización de la selección del modelo de aerogenerador se realiza mediante 2 subindicadores: modelo de aerogenerador y clase de aerogenerador para la velocidad promedio del viento. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada subindicador se presentan en la tabla 59.

**Tabla 59***Medidor de indicador X2.2.*

Indicador X2.2	Subindicador	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de la selección del modelo de aerogenerador	X.2.1.1 Modelo de aerogenerador	El modelo del aerogenerador es adecuado según requerimiento de la red y comercial.	1	100%
		El modelo del aerogenerador no es adecuado según requerimiento de la red y comercial.	2	50%
	X.2.1.2 Clase de aerogenerador para la velocidad promedio del viento	La clase del aerogenerador es correcta para la velocidad del viento promedio	1	10%
		La clase del aerogenerador no es correcta para la velocidad del viento promedio	2	50%

De acuerdo con el indicador X2.2 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 60):

**Tabla 60***Resultado del medidor de indicador X2.2.*

Indicador X2.2	Subindicador	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de la selección del modelo de aerogenerador	X.2.1.1 Modelo de aerogenerador	El modelo del aerogenerador es adecuado según requerimiento de la red y comercial.	AW125 3.15 MW	100%
	X.2.1.2 Clase de aerogenerador para la velocidad promedio del viento	La clase del aerogenerador es correcta para la velocidad del viento promedio	Clase II	100%

### 4.3.3 Valorización de la producción energética

La valorización de la producción energética se realiza mediante 4 subindicadores: densidad de potencial eólico de la central eólica, efecto estela, participación en el bloque

de subasta de energía y factor de planta en bornes del aerogenerador. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada subindicador se presentan en la tabla 61.

**Tabla 61**

*Medidor de indicador X2.3.*

Indicador X2.3	Subindicador	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de la producción energética	X.2.3.1 Densidad de potencial eólico de la central eólica (D)	$400 \text{ W/m}^2 \leq D$	1	100%
		$300 \text{ W/m}^2 \leq D < 400 \text{ W/m}^2$	2	80%
		$200 \text{ W/m}^2 \leq D < 300 \text{ W/m}^2$	3	60%
		$0 \text{ W/m}^2 \leq D < 200 \text{ W/m}^2$	4	20%
	X.2.3.2 Efecto estela (e%)	$0\% \leq e\% < 5\%$	1	100%
		$5\% \leq e\% < 10\%$	2	90%
		$10\% \leq e\% < 15\%$	3	70%
		$15\% \leq e\% < 20\%$	4	40%
		$20\% \leq e\%$	5	20%
	X.2.3.3 Participación en el bloque de subasta de energía (Es%)	$90\% \leq Es\%$	1	100%
		$70\% \leq Es\% < 90\%$	2	80%
		$50\% \leq Es\% < 70\%$	3	60%
		$Es\% < 50\%$	4	40%
	X.2.3.4 Factor de planta (fp)	$50\% \leq fp$	1	100%
		$40\% \leq fp < 50\%$	2	80%
		$30\% \leq fp < 40\%$	3	60%
$0\% \leq fp < 30\%$		4	20%	

De acuerdo con el indicador X2.3 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 62):

**Tabla 62**

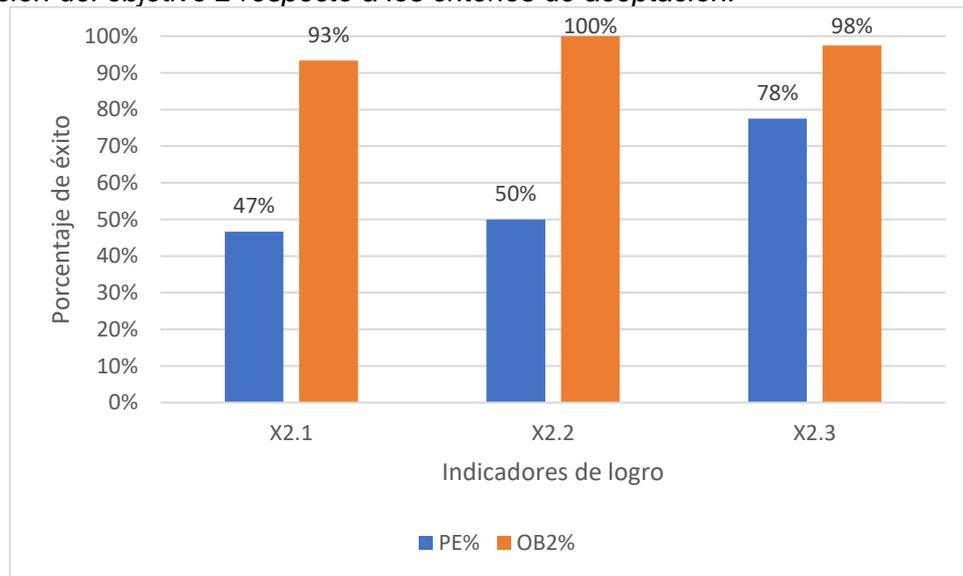
*Resultado del medidor de indicador X2.3.*

Indicador X2.3	Subindicador	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de la producción energética	X.2.3.1 Densidad de potencial eólico de la central eólica (D)	$400 \text{ W/m}^2 \leq D$	$439.5 \text{ W/m}^2$	100%
	X.2.3.2 Efecto estela (e%)	$5\% \leq e\% < 10\%$	5.88%	90%
	X.2.3.3 Participación en el bloque de subasta de energía (Es%)	$90\% \leq Es\%$	104%	100%
	X.2.3.4 Factor de planta (fp)	$50\% \leq fp$	51.56%	100%

Gráficamente (figura 90) se presenta el porcentaje de éxito obtenido por cada indicador del objetivo 2 referente a la disposición de los aerogeneradores de la central eólica y la evaluación del potencial eólico. Se puede notar que todos los indicadores han sido mayores al porcentaje esperado, por lo que se considera admisible para la disposición de aerogeneradores y evaluación del potencial eólico.

**Figura 90**

*Evaluación del objetivo 2 respecto a los criterios de aceptación.*



#### **4.4 Diseño y dimensionamiento de los equipos de la red de media tensión**

Para la determinación del logro del diseño y dimensionamiento de los equipos de transmisión de la red de media tensión se realiza mediante 5 indicadores: el nivel de valorización de los cables para la red subterránea de media tensión, nivel de valorización de las canalizaciones de la red de media tensión, nivel de valorización del equipo de transformación de la red de media tensión, nivel de valorización de las celdas de media tensión y el nivel de valorización de los equipos auxiliares de la red de media tensión.

##### **4.4.1 Valorización de los cables para la red subterránea de media tensión**

La valorización de los cables para la red subterránea se realiza mediante 3 subindicadores: pérdidas eléctricas de la red de media tensión, caída de tensión de la red

de media tensión y la corriente de cortocircuito de la red. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada subindicador se presentan en la tabla 63.

**Tabla 63**

*Medidor de indicador X3.1.*

Indicador X3.1	Subindicador	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de los cables para la red subterránea de media tensión	X.3.1.1 Pérdidas eléctricas de la red de media tensión (p%)	$0\% \leq p\% < 0.5\%$	1	100%
		$0.5\% \leq p\% < 1.0\%$	2	80%
		$1.0\% \leq p\% < 3.0\%$	3	60%
		$3.0\% \leq p\%$	4	0%
	X.3.1.2 Caída de tensión de la red de media tensión (e%)	$0\% \leq e\% < 1\%$	1	100%
		$0.5\% \leq e\% < 1.5\%$	2	80%
		$1.5\% \leq e\% < 2.5\%$	3	60%
		$2.5\% \leq e\%$	4	0%
	X.3.1.3 Corriente de cortocircuito de la red de media tensión	Admisible para el cable seleccionado	1	100%
		No admisible para el cable seleccionado	2	0%

De acuerdo con el indicador X3.1 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 64):

**Tabla 64**

*Resultado del medidor de indicador X3.1.*

Indicador X3.1	Subindicador	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de los cables para la red subterránea de media tensión	X.3.1.1 Pérdidas eléctricas de la red de media tensión (p%)	$0.5\% \leq p\% < 1.0\%$	0.8%	80%
	X.3.1.2 Caída de tensión de la red de media tensión (e%)	$0.5\% \leq e\% < 1.5\%$	1.20%	80%
	X.3.1.3 Corriente de cortocircuito de la red de media tensión	Admisible para el cable seleccionado	Admisible	100%

#### **4.4.2 Valorización de las canalizaciones de la red de media tensión**

Los indicadores, nivel y equivalente valorativo del indicador se presentan en la tabla 65.

**Tabla 65***Medidor de indicador X3.2.*

Indicador X3.2	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de los cables para la red subterránea de media tensión	Se definió la profundidad de aterramiento, ancho y longitud	1	100%
	No se definió la profundidad de aterramiento, ancho y longitud	2	50%

De acuerdo con el indicador X3.2 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 66):

**Tabla 66***Resultado del medidor de indicador X3.2.*

Indicador X3.2	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de los cables para la red subterránea de media tensión	Se definió la profundidad de aterramiento, ancho y longitud	Definido	100%

#### **4.4.3 Valorización del equipo de transformación de la red de media tensión**

La valorización del equipo de transformación se realiza mediante 2 subindicadores: potencia del centro de transformación y las impedancias. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada subindicador se presentan en la tabla 67.

**Tabla 67***Medidor de indicador X3.3.*

Indicador X3.3	Subindicador	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de valorización del equipo de transformación de la red de media tensión	X.3.3.1 Potencia del centro de transformación	Potencia de transformador es adecuado para el aerogenerador	1	100%
		Potencia de transformador no es adecuado para el aerogenerador	2	0%
	X.3.3.2 Impedancias	Se calcularon las impedancias del transformador para el cálculo de corriente de cortocircuito, pérdidas.	1	100%
		No se calcularon las impedancias del transformador para el cálculo de corriente de cortocircuito, pérdidas.	2	0%

De acuerdo con el indicador X3.3 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 68):

**Tabla 68**

*Resultado del medidor de indicador X3.3.*

<b>Indicador X3.3</b>	<b>Subindicador</b>	<b>Indicador de logro</b>	<b>Métrica</b>	<b>Equivalente valorativo</b>
Nivel de valorización del equipo de transformación de la red de media tensión	X.3.3.1 Potencia del centro de transformación	Potencia de transformador es adecuado para el aerogenerador	Adecuado	100%
	X.3.3.2 Impedancias	Se calcularon las impedancias del transformador para el cálculo de corriente de cortocircuito, pérdidas.	Calculado	100%

#### **4.4.4 Valorización de las celdas de media tensión**

Los indicadores, nivel y equivalente valorativo del indicador se presentan en la tabla 69.

**Tabla 69**

*Medidor de indicador X3.4.*

<b>Indicador X3.4</b>	<b>Indicador de logro</b>	<b>Nivel</b>	<b>Equivalente valorativo</b>
Nivel de valorización de las celdas de media tensión	Se definieron los requerimientos mínimos de las celdas de media tensión	1	100%
	No se definieron los requerimientos mínimos de las celdas de media tensión	2	0%

De acuerdo con el indicador X3.4 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 70):

**Tabla 70***Resultado del medidor de indicador X3.4.*

Indicador X3.4	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de las celdas de media tensión	Se definieron los requerimientos mínimos de las celdas de media tensión	Definido	100%

**4.4.5 Valorización de los equipos auxiliares de la red de media tensión**

La valorización de los equipos auxiliares de la red de media tensión se realiza mediante 2 subindicadores: empalmes y conectores y terminales. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada subindicador se presentan en la tabla 71.

**Tabla 71***Medidor de indicador X3.5.*

Indicador X3.5	Subindicador	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de los equipos auxiliares de la red de media tensión	X.3.5.1 Empalmes	Se definieron los requerimientos técnicos para los empalmes y sus ubicaciones.	1	100%
		No se definieron los requerimientos técnicos para los empalmes y sus ubicaciones.	2	0%
	X.3.5.2 Conectores y terminales	Se definieron los requerimientos técnicos para los conectores y terminales.	1	100%
		No se definieron los requerimientos técnicos para los conectores y terminales.	2	0%

De acuerdo con el indicador X3.5 se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 72):

**Tabla 72**

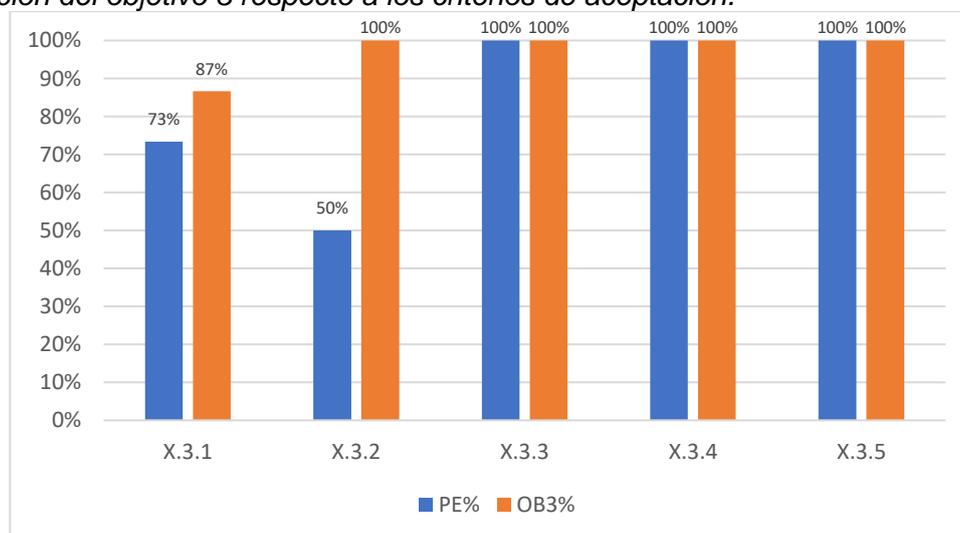
*Resultado del medidor de indicador X3.5.*

Indicador X3.5	Subindicador	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
Nivel de valorización de los equipos auxiliares de la red de media tensión	X.3.5.1 Empalmes	Se definieron los requerimientos técnicos para los empalmes y sus ubicaciones.	Definido	100%
	X.3.5.2 Conectores y terminales	Se definieron los requerimientos técnicos para los conectores y terminales.	Definido	100%

Gráficamente (figura 91) se presenta el porcentaje de éxito obtenido por cada indicador del objetivo 3 referente al diseño y dimensionamiento de los equipos de transmisión de la red de media tensión de la central eólica. Se puede notar que todos los indicadores han sido mayores al porcentaje esperado, por lo que se considera admisible para el diseño y dimensionamiento de los componentes de la red de media tensión.

**Figura 91**

*Evaluación del objetivo 3 respecto a los criterios de aceptación.*



#### **4.5 Diseño del sistema de puesta a tierra de la red de media tensión**

Para la determinación del logro del diseño del sistema de puesta a tierra de la red de media tensión se realiza mediante 5 indicadores: la obtención de la resistencia de malla, la corriente de tierra, tensión de malla, conductor de PAT y la tensión de paso y contacto. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada indicador se presentan en la tabla 73.

**Tabla 73***Medidor de indicadores del X4.1 al X4.5.*

Indicadores	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
X4.1 Resistencia de la malla	Se obtuvo la resistencia de malla adecuada según normativa IEEE-Std80.	1	100%
	No se obtuvo la resistencia de malla adecuada según normativa IEEE-Std80.	2	0%
X4.2 Corriente de tierra	Se obtuvo la corriente de tierra adecuada	1	100%
	No se obtuvo la corriente de tierra adecuada	2	0%
X4.3 Tensión de malla	Se obtuvo la tensión de malla adecuada en caso de defecto a tierra.	1	100%
	No se obtuvo la tensión de malla adecuada en caso de defecto a tierra.	2	0%
X4.4 Conductor	Se obtuvo la sección del conductor adecuado.	1	100%
	No se obtuvo la sección del conductor adecuado.	2	0%
X4.5 Tensión de paso y contacto	Se obtuvieron las tensiones de paso y contacto admisibles según IEEE Std80-2013 adecuadas.	1	100%
	No se obtuvieron las tensiones de paso y contacto admisibles según IEEE Std80-2013 adecuadas.	2	0%

De acuerdo con los indicadores se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 74):

**Tabla 74***Resultado del medidor de indicadores X4.1 al X4.5.*

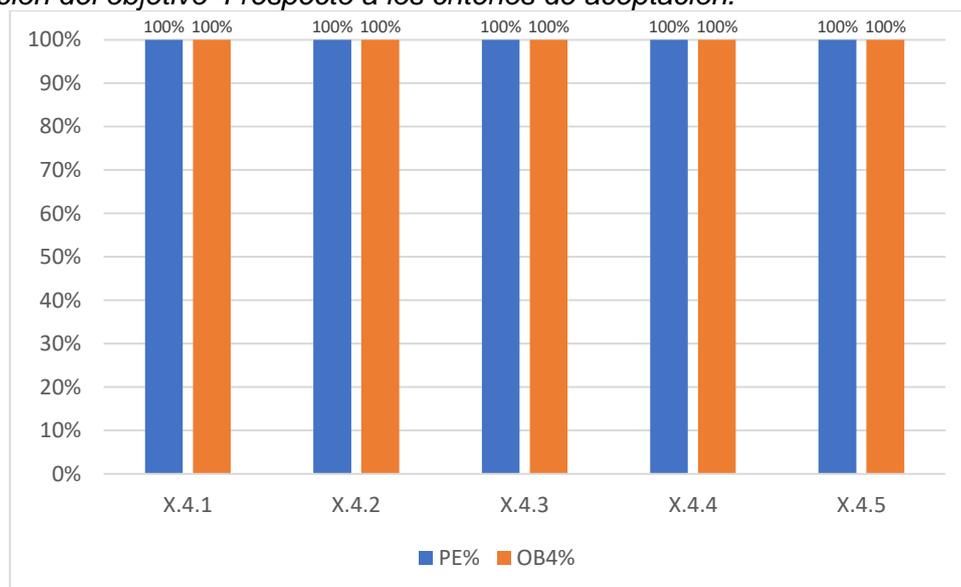
Indicadores	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
X4.1 Resistencia de la malla	Se obtuvo la resistencia de malla adecuada según normativa IEEE-Std80.	0.11 ohm	100%
X4.2 Corriente de tierra	Se obtuvo la corriente de tierra	200 A	100%

X4.3 Tensión de malla	Se obtuvo la tensión de malla adecuada en caso de defecto a tierra.	22.1 V	100%
X4.4 Conductor	Se obtuvo la sección del conductor adecuado.	1282 mm <sup>2</sup>	100%
X4.5 Tensión de paso y contacto	Se obtuvieron las tensiones de paso y contacto admisibles según IEEE Std80-2013 adecuadas.	2200 V y 721 V	100%

Gráficamente (figura 92) se presenta el porcentaje de éxito obtenido por cada indicador del objetivo 4, referente al diseño del sistema de puesta a tierra de la central eólica. Se considera admisible para el diseño de la puesta a tierra de la red de media tensión.

**Figura 92**

*Evaluación del objetivo 4 respecto a los criterios de aceptación.*



#### 4.6 Elaboración del presupuesto de la red de media tensión

Para la determinación del logro del presupuesto de la red de media tensión se realiza mediante 3 indicadores: el metrado de la red de media tensión, costos unitarios del suministro y los costos unitarios del montaje de la red de media tensión. Los indicadores, nivel y equivalente valorativo de cada indicador se presentan en la tabla 75.

**Tabla 75***Medidor de indicadores del X5.1 al X5.3.*

Indicadores	Indicador de logro	Nivel	Equivalente valorativo
X5.1 Metrado de la red de media tensión	Se realizó el metrado de la red de media tensión.	1	100%
	No se realizó el metrado de la red de media tensión.	2	50%
X5.2 Costos unitarios del suministro de la red de media tensión	Se definieron los costos unitarios del suministro de la red de media tensión.	1	100%
	No se definieron los costos unitarios del suministro de la red de media tensión.	2	50%
X5.3 Costos unitarios del montaje de la red de media tensión	Se definieron los costos unitarios del montaje de la red de media tensión.	1	100%
	No se definieron los costos unitarios del montaje de la red de media tensión.	2	50%

De acuerdo con los indicadores se cumplen con los siguientes equivalentes valorativos (tabla 76):

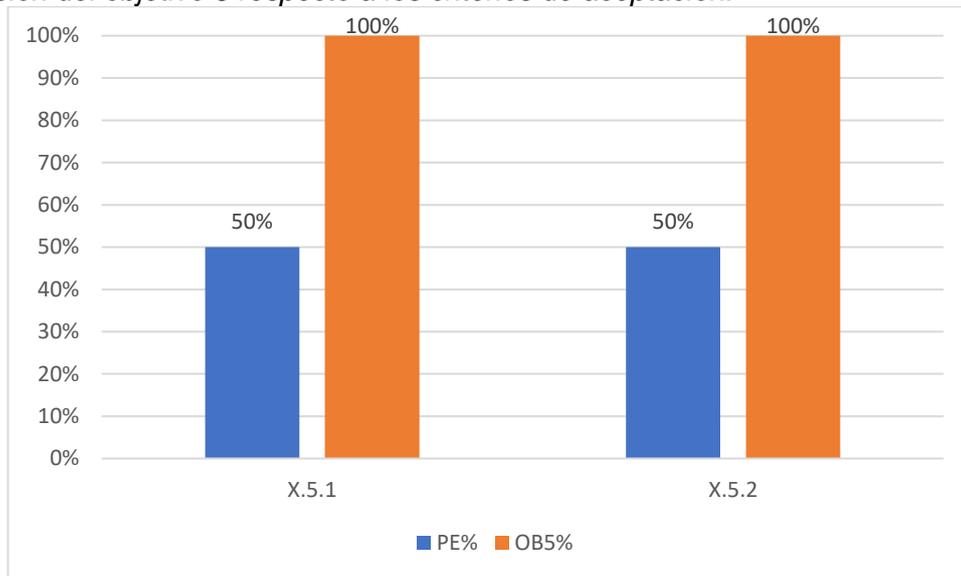
**Tabla 76***Resultado del medidor de indicadores X5.1 al X5.3.*

Indicadores	Indicador de logro	Métrica	Equivalente valorativo
X5.1 Metrado de la red de media tensión	Se realizó el metrado de la red de media tensión.	Definido	100%
X5.2 Costos unitarios del suministro de la red de media tensión	Se definieron los costos unitarios del suministro de la red de media tensión.	Definido	100%
X5.3 Costos unitarios del montaje de la red de media tensión	Se definieron los costos unitarios del montaje de la red de media tensión.	Definido	100%

Gráficamente (figura 93) se presenta el porcentaje de éxito obtenido por cada indicador del objetivo 5, referente a la elaboración del presupuesto del diseño e implementación de la red de media tensión de la central eólica. Se puede notar que todos los indicadores han sido mayores al porcentaje esperado, por lo que se considera admisible para la elaboración del presupuesto de la red de media tensión.

**Figura 93**

*Evaluación del objetivo 5 respecto a los criterios de aceptación.*



## Conclusiones

1. El trabajo de suficiencia ha logrado con éxito el objetivo general de diseñar la red de media tensión y la disposición de aerogeneradores de una central eólica. A través de la aplicación de principios de ingeniería eléctrica y energía renovable, se ha desarrollado un diseño eficiente y efectivo para la red de media tensión y la disposición de aerogeneradores.

Este diseño no solo cumple con las normativas y estándares técnicos, sino que también optimiza la producción de energía eólica y su integración en el sistema eléctrico nacional.

Además, el diseño propuesto puede servir como un modelo valioso para futuros proyectos de energía eólica, proporciona un marco de referencia para la planificación y el diseño de la red de media tensión, y la disposición de aerogeneradores en centrales eólicas.

2. La zona del proyecto posee a 100 m sobre la superficie del suelo una velocidad del viento de 8.11 m/s anual con una torre virtual, la dirección del viento es uniforme. La distribución del viento resulta ser simétrica según el parámetro de forma de la distribución de Weibull. El emplazamiento es idóneo para el desarrollo del proyecto. Por lo tanto, se concluye que el recurso eólico y el emplazamiento es viable según los resultados de los medidores de los indicadores.

3. Se concluye que, si bien existe restricciones en el área del proyecto debido a las restricciones ambientales, arqueológicas e infraestructura eléctrica del SEIN, la disposición de aerogeneradores no está superpuesta con las restricciones ni zonas de seguridad. Se buscó el modelo más adecuado de aerogenerador para las características de la zona; además, la optimización de la disposición de aerogeneradores para disminuir el efecto estela y se respetaron los requisitos de la red y los requerimientos comerciales de la subasta. Por lo tanto, se concluye que

la capacidad de la central eólica se define con 132.3 MW con 42 aerogeneradores de 3.15 MW lo que resulta un factor de planta de 51.56%.

4. Para el diseño de los equipos de transmisión de la red de media tensión se respetaron las exigencias de la normativa y se cumplió con los criterios de aceptación de los medidores de los indicadores. Por lo tanto, se concluye que, que los aerogeneradores son agrupados por un total de 7 grupos, que los aerogeneradores de cada grupo estarán interconectados mediante unos cables de media tensión subterráneos, en el interior de unas zanjas con dimensiones definidas, los conductores separados de manera segura, y que para las maniobras de operación y mantenimiento se realizarán mediante las celdas de media tensión. Los cables tienen componentes auxiliares para unirse entre ellos con empalmes o conectarse a las celdas con los terminales o conectores. A estos componentes se les definieron sus requerimientos técnicos.
5. Ante fallas de la red de media tensión, existe un sistema de puesta a tierra. Se concluye que, este sistema de puesta a tierra lo tendrán todos los aerogeneradores por medio de una malla diseñada en sus cimentaciones y que se interconectarán entre sí por los conductores de tierra que irán paralelo a los cables subterráneos de fuerza. Este sistema es diseñado para salvaguardar el tiempo de vida de los equipos electromecánicos y de la vida de los operarios. Se obtuvieron todos los indicadores correspondientes al objetivo y se cumplió un equivalente valorativo en 100% en todos los indicadores.
6. Se ha elaborado el metrado de la red de media tensión, los costos unitarios del suministro, el montaje y las obras civiles de la red de media tensión con costos del mercado y cantidades resultantes del diseño de la red de media tensión. Por lo tanto, se concluye que se tiene el presupuesto total de la red de media tensión.

## **Recomendaciones**

1. Se recomienda estudiar la viabilidad de una ampliación de la central eólica con aerogeneradores de mayor potencia.
2. Ante una ampliación de la central eólica, se recomienda realizar nuevos circuitos de fuerza, dado que el grado de utilización de los cables de los siete circuitos de fuerza está por encima del 90%.

## Referencias bibliográficas

- Amaro, M. (2019). *Control inercial y primario de frecuencia mediante aerogeneradores de tecnología basado en el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)* [Tesis de grado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional UNI. <https://repositorio.uni.edu.pe/handle/20.500.14076/19319>
- Betanco, J. (2019). Desarrollo de un sistema eólico para proveer energía eléctrica y su impacto en el desarrollo humano sostenible en la región de Las Segovias, periodo 2014-2023. Repositorio Institucional RIUMA. <https://repositorio.unan.edu.ni/11932/>
- BSI (2016). *Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural – recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos (ISO 142224:2016)*. <https://idoc.pub/documents/idocpub-jlk90o0oy045>
- COES (2022). *Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN, Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN*.  
COES.  
<https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Marco%20Normativo%2FProcedimientos%2FTecnicos%2F20%20Ingreso%2C%20Modificaci%C3%B3n%20y%20Retiro%20de%20Instalaciones%20en%20el%20SEIN.pdf.pdf>
- COES (2023). *Participación de producción por recurso energético en el SEIN en el 2022*.  
COES.  
<https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadística?anio=2022>
- Enel Green Power (2020). *Parque eólico “Llanos de Cuquillo” en el término municipal de Baza (Provincia de Granada)*. [https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite\\_informacion\\_publica/21/05/Proyecto%20B%C3%A1sico%20Proyecto%20E%C3%B3lico%20LLANOS%20DE%20CUQUILLO%2032MW\\_r.pdf](https://www.juntadeandalucia.es/export/drupaljda/tramite_informacion_publica/21/05/Proyecto%20B%C3%A1sico%20Proyecto%20E%C3%B3lico%20LLANOS%20DE%20CUQUILLO%2032MW_r.pdf)
- Forestalia (2022). *Memoria descriptiva de la adenda al proyecto Parque eólico “Henar III”*.

<https://www.aragon.es/documents/20127/84170212/02-ADENDA+PE+HENAR+III.pdf/ad993f7f-e10a-1461-472d-767b76227b1d?t=1675433372271>

- Guevara, J., (2013). Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica. *Terra. Nueva Etapa*, XXIX (46), 81-101.
- Indecopi (2009). *NTP-IEC 60502-2: Cables de energía con aislamiento extruído y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) hasta 30 kV ( $U_m = 36$  kV). Parte 2: Cables para tensiones nominales de 6 kV ( $U_m = 7,2$  kV) hasta 30 kV ( $U_m = 36$  kV).*
- Indecopi (2004). *NTP 370.255-1: Conductores eléctricos. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) hasta 30 kV ( $U_m = 36$  kV). Parte 1: Cables para tensiones nominales de 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) y 3 kV ( $U_m = 3,6$  kV).*
- IEEE (2000). *Std 80-2000 IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding Sponsor Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society.*
- IEC (2015). *IEC 60287-2-1 Electric cables – Calculation of the current rating – Part 2-1: Thermal resistance – Calculation of thermal resistance.*
- IEC (2017). *IEC 60287-3-1: Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-1: Sections on operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type.*
- IEC (2014). *IEC-60502-2-2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV).*
- IEC (1988). *IEC-60949: Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects.*
- IEC (2017). *IEC 60076-2:2011: Power transformers – Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers.*

- Jaramillo, O. (2013). *Energía Eólica Teoría y Conceptos*. [Presentación de poster]. Curso CAPEV 16 2013 “Energía Eólica: Aplicaciones Prácticas”. Morelos, México.  
[https://www.ier.unam.mx/~ojs/pub/CursoOladeEolica/Sesion\\_3\\_Septiembre%20%20de%202013.pdf](https://www.ier.unam.mx/~ojs/pub/CursoOladeEolica/Sesion_3_Septiembre%20%20de%202013.pdf)
- Jensen, N. (1983). A note on wind generator interaction. RISO M-2411.  
[https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/55857682/ris\\_m\\_2411.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/55857682/ris_m_2411.pdf)
- Kamdar, I.; Ali, S.; Taweekun, J.; Ali, H.M. (2021). Wind Farm Site Selection Using WASP Tool for Application in the Tropical Region. *Sustainability* 2021, 13, 13718. <https://doi.org/10.3390/su132413718>
- Katic, I., Hostrup J. and Jensen N., (1987). A simple model for cluster efficiency. EWEC'86. Vol. 1 (pp. 407-410).  
[https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/106427419/A\\_Simple\\_Model\\_for\\_Cluster\\_Efficiency\\_EWEC\\_86\\_.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/106427419/A_Simple_Model_for_Cluster_Efficiency_EWEC_86_.pdf)
- López D., (2021). *Diseño de la estructura virtual del curso de subestaciones eléctricas, bajo el modelo constructivista de educación en la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Facultad de Ingeniería, USAC*. Universidad de San Carlos de Guatemala.  
<http://www.repositorio.usac.edu.gt/15781/>
- Mur, J., (2008). *Curso de energía eólica*. [Presentación de curso] Universidad de Zaragoza.
- Nexans (2016). *Factores de corrección de capacidad de corriente*, Chile.  
[https://www.nexans.cl/es/Chile/2016/NEXANS%20CHILE\\_FACTORES%20DE%20CORRECCI%c3%93N%20DE%20CAPACIDAD%20DE%20CORRIENTE\\_V2.pdf](https://www.nexans.cl/es/Chile/2016/NEXANS%20CHILE_FACTORES%20DE%20CORRECCI%c3%93N%20DE%20CAPACIDAD%20DE%20CORRIENTE_V2.pdf)
- Osinermin (2012). Nuevo Procedimiento Técnico COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”.  
<http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2012/OSINERGMIN%20No.236-2012-OS-CD.pdf>
- Puerta, A., (2018). *Análisis de curvas de velocidad de viento y altura: propuesta de identificación de patrones*. [Trabajo fin de máster, Universidad Politécnica de

Cartagena]. Repositorio institucional UPCT.

<https://repositorio.upct.es/xmlui/handle/10317/7361>

Ramírez F. (2013). *Diseño de un Datalogger con Base en MODBUS con el MSP430*.

<https://www.utm.mx/~hugo/Micros/Practica6.pdf>

Royer C. et. al., "Cable systems electrical characteristics", Cigre, París, Tech. Rep. ISBN: 978-2-85873-225-3, 2013.

Salas, Juan., (2020). *Desarrollo de un modelo electromecánico que permita simular un aerogenerador eólico, para el suministro de energía eléctrica en viviendas de zonas rurales del magdalena medio mediante diseño elaborado con la herramienta de software SolidWorks*. [Trabajo de grado, Unidades Tecnológicas de Santander].

Repositorio institucional UTS.

<http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/3281/R-DC-95> Diseño electromecánico de aerogenerador Vdef.pdf?isAllowed=y&sequence=3

Sánchez, D., (2021). *Diseño de un parque eólico de 24 MW, líneas soterradas a 33 kV y subestación eléctrica con evaluación de 33/220 kV, ubicada en el término municipal de Viana Do Bolo (Orense)*. [Trabajo fin de máster, Universidad Politécnica de Madrid]. Repositorio institucional UPM. <https://oa.upm.es/68644/>

Schmerler, D., Velarde, J., Rodríguez, A. y Solís, B., (2019). *Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. Osinergmin. [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf)

Talaya Generación (2020). Proyecto parque eólico Arbequina 50 MW. [https://www.aragon.es/documents/20127/82982846/02.2\\_ARB\\_Separata\\_Ayto+Almochuel.pdf/f273de47-61f4-3fb2-392e-d3b1c0352e9d?t=1614601500851](https://www.aragon.es/documents/20127/82982846/02.2_ARB_Separata_Ayto+Almochuel.pdf/f273de47-61f4-3fb2-392e-d3b1c0352e9d?t=1614601500851)

Thyssen A., (2015). Wind power plants internal distribution system and grid connection A technical and economical comparison between a 33 kV and 66 kV. DTU Electrical

Engineering. <https://www.powerandcables.com/wp-content/uploads/2019/03/33kV-v-66kV-A-Wind-Farm-Collection-Grid-Technical-Comparison.pdf>

Villarrubia, M. (2013). *Ingeniería de la energía eólica*. Marcombo. [https://web.instipp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieri%CC%81a%20de%20la%20Energi%CC%81a%20Eo%CC%81lica%20\(Villarrubia\).pdf](https://web.instipp.edu.ec/Libreria/libro/Ingenieri%CC%81a%20de%20la%20Energi%CC%81a%20Eo%CC%81lica%20(Villarrubia).pdf)

Villarrubia, M. (2013). *Ingeniería de la energía eólica*. Marcombo. <https://anyflip.com/xzcp/pugt/basic/51-100>