



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE AEROGENERADORES
EN UN PROYECTO EÓLICO DE 23.1 MW EN GUATEMALA**

Brian Josue Foronda Romero

Asesorado por el Ing. Otto Fernando Andrino González

Guatemala, septiembre de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE AEROGENERADORES
EN UN PROYECTO EÓLICO DE 23.1 MW EN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

BRIAN JOSUE FORONDA ROMERO

ASESORADO POR EL ING. OTTO FERNANDO ANDRINO GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIMBRE DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE AEROGENERADORES EN UN PROYECTO EÓLICO DE 23.1 MW EN GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 21 de mayo de 2015.

Brian Josue Foronda Romero

Guatemala, 20 de julio de 2016

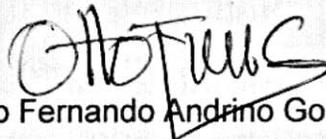
Ingeniero
Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC

Estimado Ingeniero Orozco:

Atentamente informo a usted que he tenido a bien revisar el Trabajo de Graduación titulado **"DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE AEROGENERADORES EN UN PROYECTO EÓLICO DE 23.1 MW EN GUATEMALA"** desarrollado por el estudiante Brian Josue Foronda Romero; y habiéndolo encontrado satisfactorio en su contenido y resultados me permito dar aprobación al mismo en el entendido de que tanto el Autor como el Asesor, somos responsables del desarrollo y conclusiones del mismo.

Sin otro particular quedo de usted,

Atentamente,



Ing. Otto Fernando Andrino González

Colegiado 4,038

Asesor

MSc. OTTO F. ANDRINO G.
ING. ELECTRICISTA
COL. # 4,038



Ref. EIME 40. 2016.
Guatemala, 21 de JULIO 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE
AEROGENERADORES EN UN PROYECTO EÓLICO DE 23.1
MW EN GUATEMALA,** del estudiante **Brian Josue Foronda
Romero,** que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
D Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



sro



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 40. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; BRIAN JOSUE FORONDA ROMERO, titulado: DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE AEROGENERADORES EN UN PROYECTO EÓLICO DE 23.1 MW EN GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



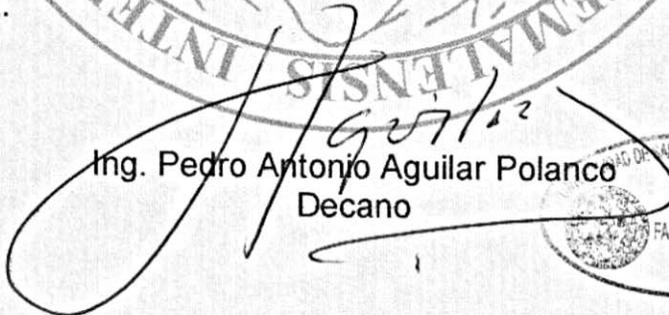
GUATEMALA, 16 DE AGOSTO 2016.



Ref. DTG.D.431-2016

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE AEROGENERADORES EN UN PROYECTO EÓLICO DE 23.1 MW EN GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Brian Josue Foronda Romero**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, septiembre de 2016

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por haberme permitido alcanzar este logro, cuidar y bendecir mi camino en todo momento.
Mi madre	Carolina Romero, por ser un ejemplo perfecto de madre y amiga.
Mi abuela	Zoila Monroy, por hacer de mí un hombre de bien y brindarme su apoyo incondicional.
Mis hermanos	Ana Lucía y Estuardo Foronda Romero, por su apoyo y cariño.
Mi esposa	Vanessa Catú, por ser un gran apoyo en mi vida y motivarme siempre a seguir adelante.
Mi hija	Marcela Foronda por ser un ángel en mi vida y motivarme a continuar siempre adelante.
Mis tíos	Fabiola, Josue y Ricardo Romero, por ser un ejemplo de valores y perseverancia.
Mi abuelo	Ricardo Romero, por su cariño, consejos y ser un apoyo incondicional en todo momento.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por darme la oportunidad de culminar mis estudios y formarme como profesional.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme el conocimiento y las herramientas necesarias para ser un excelente profesional.
Mis amigos de la Facultad	Byron Felipe y Pablo Gramajo, por ser un apoyo y compañía en mi carrera.
Mi asesor	Ing. Otto Andrino, por brindarme sus conocimientos y guiarme a lo largo de todo mi trabajo de graduación.
Instituto Técnico Vocacional Dr. Imrich Fischmann	Por su excelente formación académica, moral y técnica.
Mis suegros	Leonardo Catú y Reyna Navarajo, por brindarme su apoyo y depositar en mí su confianza.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	1
1.1. Conceptos básicos de puesta a tierra	1
1.1.1. Sistema de puesta a tierra.....	1
1.1.1.1. Resistencia de puesta a tierra	4
1.1.1.2. Reactancia de puesta a tierra	4
1.1.2. Propósito de una puesta a tierra.....	6
1.1.3. Sistema efectivamente aterrizado.....	6
1.1.4. Sistema no aterrizado.....	7
1.2. Elementos que conforman un sistema de puesta a tierra.....	8
1.2.1. Conductores	8
1.2.2. Electrodo de tierra	9
1.2.2.1. Electrodo de varilla	10
1.2.2.2. Electrodo de placa	11
1.2.2.3. Electrodo horizontales	12
1.2.2.4. Barras químicas.....	12
1.2.2.5. Mallas de tierra	13
1.2.3. Conexiones.....	16
1.3. Resistividad del suelo.....	16

1.3.1.	Factores que influyen en la resistividad del terreno.....	17
1.3.1.1.	Composición química	17
1.3.1.2.	Porcentaje de humedad	18
1.3.1.3.	Compactación del material	19
1.3.1.4.	Temperatura.....	19
1.3.2.	Medida de resistividad del suelo	20
1.4.	Mediciones de resistividad del suelo	22
1.4.1.	Método de medición de puesta a tierra por caída de potencial	23
1.4.2.	Medida de la RPT por medio de medidor tipo pinza.....	26
1.4.3.	Efecto de profundidad de enterramiento	27
1.4.4.	Efecto de proximidad del electrodo	27
1.5.	Puesta a tierra de subestaciones	28
1.5.1.	Aspectos básicos para el diseño de una malla de tierra	28
1.5.2.	Selección del tamaño de conductores.....	29
1.5.3.	Voltaje de paso.....	31
1.5.4.	Voltaje de contacto.....	34
1.5.5.	Conexiones a la malla	35
2.	PROTECCIONES UTILIZADAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA.....	37
2.1.	Sistemas de protección de un aerogenerador.....	37
2.1.1.	Sistema de control.....	38
2.1.2.	Sistema de protección	40
2.2.	Aspectos de las principales protecciones.....	41
2.2.1.	Protección por bajo voltaje	41

2.2.2.	Protección por sobrevelocidad.....	42
2.2.3.	Protección por sobrecarga.....	43
2.2.4.	Protección por inversión de fase.....	44
2.2.5.	Protección por disminución de frecuencia	44
2.3.	Protección contra el rayo en aerogeneradores.....	45
2.3.1.	Aspas.....	45
2.3.2.	Protección contra impactos directos de rayo	46
2.3.3.	Protección de góndola	49
2.3.4.	Buje	51
2.3.5.	Torres tubulares de acero.....	52
2.3.6.	Rodamientos.....	55
2.3.7.	Sistema hidráulico	55
2.3.8.	Descargadores y escobillas	56
2.3.9.	Conexión equipotencial dentro de la turbine eólica	57
2.3.10.	Trazado de cables y apantallamiento	58
3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UN PROYECTO EÓLICO EN GUATEMALA	59
3.1.	Obra civil.....	59
3.1.1.	Caminos de acceso y viales internos.....	60
3.1.2.	Cimentaciones de aerogeneradores.....	61
3.1.3.	Plataformas de montaje	64
3.1.4.	Zanjas de red eléctrica	65
3.2.	Descripción técnica del aerogenerador	69
3.2.1.	Condiciones climáticas	69
3.2.2.	Aerogenerador.....	70
3.2.2.1.	Torre	72
3.2.2.2.	Góndola	73

3.2.2.3.	Multiplicador	74
3.2.2.4.	Sistema de control.....	75
3.2.2.5.	Generador eléctrico.....	76
3.2.2.6.	Sistema de seguridad y frenado.....	78
3.2.3.	Especificaciones técnicas de aerogeneradores	80
3.2.4.	Curva de potencia	82
3.3.	Infraestructura eléctrica.....	84
3.3.1.	Generalidades	85
3.3.2.	Centros de transformación	85
3.3.3.	Líneas de aerogeneradores de media tensión	87
3.3.4.	Comunicación por fibra óptica.....	89
3.3.5.	Red de tierras.....	90
3.3.6.	Subestación eléctrica del parque	91
4.	DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DEL PARQUE EÓLICO EN GUATEMALA	95
4.1.	Generalidades.....	96
4.1.1.	Disposición de electrodos de tierra	97
4.1.2.	Impedancia del sistema de puesta a tierra	100
4.2.	Red de tierras de los aerogeneradores.....	101
4.2.1.	Investigación de la estructura el suelo	102
4.2.2.	Conexiones equipotenciales.....	104
4.2.2.1.	Conexiones mecánicas	106
4.2.2.2.	Conexiones exotérmicas	107
4.3.	Dimensionamiento de los electrodos.....	109
4.3.1.	Instalación de los electrodos	115
4.3.2.	Conexión de conductor de tierra de aerogeneradores a la red de tierras de la subestación	117

4.3.3.	Técnicas para la medición de voltajes de paso y de contacto en las cercanías de los aerogeneradores	122
4.3.3.1.	Medición de voltaje de paso	124
4.3.3.2.	Medición del voltaje de contacto	127
4.4.	Mantenimiento e inspección de un sistema de protección contra el rayo	129
4.5.	Red de tierra de la subestación	130
4.5.1.	Datos de partida	130
4.5.2.	Selección del tamaño del conductor	131
4.5.3.	Tensiones de paso y de contacto admisibles	133
4.5.4.	Cálculo de la resistencia de la malla de tierra.....	137
4.5.5.	Cálculo de la tensión máxima de la malla.....	140
CONCLUSIONES		147
RECOMENDACIONES		149
BIBLIOGRAFÍA.....		151
ANEXOS		155

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Conexión de un equipo sin conductor de tierra	2
2.	Conexión de equipo que cuenta con un conductor de tierra	3
3.	Diagrama equivalente de varios tipos de sistemas de aterrizaje del neutral	5
4.	Elementos de un sistema de puesta a tierra domiciliar	9
5.	Electrodo con barra química	13
6.	Sistemas de puesta a tierra de placa y malla de tierra	14
7.	Curva de resistividad contra el porcentaje de sales	18
8.	Curva resistividad contra el porcentaje de humedad	19
9.	Método Wenner o de los cuatro electrodos.....	21
10.	Método de medición de puesta a tierra por caída de potencial	24
11.	Valor aparente de resistencia para variaciones del espaciamiento X ..	25
12.	Medición de la RPT por medio de medidor tipo pinza	27
13.	Métodos de protección de aspas, contra impactos de rayo	46
14.	Zonas de protección de turbinas eólicas	48
15.	Zonas de protección de la góndola en una turbina eólica	50
16.	Buje de un aerogenerador.....	51
17.	Zonas de protección dentro de la torre en una turbina eólica	53
18.	Zonas de protección de una turbina eólica.....	54
19.	Vial interno del proyecto.....	61
20.	Cimentación de aerogeneradores	63
21.	Armadura metálica de aerogenerador.....	64
22.	Tubos de conexión al interior de los aerogeneradores	65

23.	Vista de planta de aerogenerador con su respectiva plataforma de montaje	66
24.	Detalle de zanja de media tensión de dos ternas, sobre terreno normal.....	67
25.	Detalle de la zanja de media tensión en cruce de camino	68
26.	Componentes principales de un aerogenerador	72
27.	Generación con un amplio rango de velocidad variable 1	77
28.	Generación con un amplio rango de velocidad variable 2	78
29.	Curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad de viento	84
30.	Configuración de conexión de centros de transformación	87
31.	Detalle de la distribución de cables de media tensión, cable de tierra y fibra óptica	89
32.	Conexión de cable de tierra a la armadura de la zapata del aerogenerador	91
33.	Longitud mínima l_1 de cada electrodo de tierra en función de la clase del sistema de protección contra el rayo	98
34.	Uniones soldadas y mediante abrazaderas	108
35.	Unión de una pletina a una barra de la armadura.....	109
36.	Disposición de electrodos de tierra de aerogeneradores.....	112
37.	Configuración de alimentador en anillo.....	118
38.	Configuración de alimentador radial	119
39.	Interconexión del sistema de puesta a tierra y media tensión de un parque eólico	120
40.	Conexión de la red de tierra de los aerogeneradores con la malla de tierra de la subestación.....	121
41.	Disposición de electrodos para la medición de voltajes de paso y contacto	124
42.	Esquema de medición de voltaje de paso	126

43.	Esquema de medición de voltaje de contacto	128
44.	Características físicas de cables de cobre desnudo	134
45.	Disposición de la subestación eléctrica del parque	139

TABLAS

I.	Valores de resistividad para diferentes materiales	20
II.	Efectos de la corriente eléctrica en el ser humano.....	31
III.	Especificaciones técnicas del generador	81
IV.	Clasificación de las zonas geográficas en función de las características del viento.....	83
V.	Dimensiones mínimas de conductores entre las diferentes barras equipotenciales o que conectan estas con el sistema de puesta a tierra	105
VI.	Dimensiones mínimas de conductores que conectan las instalaciones metálicas internas a las barras equipotenciales	106
VII.	Materiales, configuraciones y dimensiones mínimas de los electrodos de puesta a tierra.....	113
VIII.	Especificación de valores de diseño del sistema de puesta a tierra de aerogeneradores.....	114
IX.	Máxima tensión de contacto admisible para el cuerpo humano.....	125
X.	Valores empleados en el diseño	131
XI.	Constantes del cobre comercial	132
XII.	Comparación de voltajes tolerables con máximos permitidos.....	144

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
cm	Centímetro
α	Coeficiente térmico
π	Constante (Pi)
\emptyset	Fase
$^{\circ}\text{C}$	Grado centígrado
Hz	Hertzio
I	Intensidad de corriente
kA	Kiloamperio
kg	Kilogramo
m	Metro
mm	Milímetro
Ω	Ohm
%	Por ciento
R	Resistencia eléctrica
ρ	Resistividad eléctrica
V	Voltio
W	Vatio

GLOSARIO

ANSI	American National Standards Institute, Instituto Nacional de Estándares Americanos.
Barra equipotencial	Barra a la que se conectan las masas de las instalaciones eléctricas, líneas eléctricas de potencia y demás conexiones con un sistema de protección contra el rayo.
Conductores de bajada	Parte de un sistema de protección contra el rayo, encargado de conducir la corriente de rayo desde el dispositivo de captura del mismo hasta la instalación de puesta a tierra.
DPS	Dispositivo de protección contra sobretensiones, diseñado para dispersar las corrientes de impulso y limitar las sobretensiones transitorias.
Elastohidrodinámica	Tipo de lubricación que ocurre en elementos altamente cargados donde la presión es tal que la deformación elástica de las superficies metálicas influye considerablemente en el espesor de película.

Evapotranspiración	Proceso mediante el cual el agua es transferida desde una superficie terrestre vegetada hacia la atmósfera.
IEEE	Institute of Electric and Electronic Engineers, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
NEMA	National Electrical Manufacturers Association, Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos.
Orografía	Estudia y describe el origen de las formas de la superficie terrestre y su actual comportamiento.
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, establece medidas que garantizan la seguridad de las personas y el funcionamiento de las instalaciones y equipos eléctricos.
Sistema de captación	Parte del sistema de protección contra el rayo externo formado por elementos y metálicos destinado a interceptar descargas eléctricas atmosféricas.
SPCR	Sistema de protección contra el rayo destinado a reducir los daños físicos debido a impactos directos del rayo en la estructura.

Zahorra

Material formado por áridos no triturados, suelos granulares o una mezcla de ambos, cuya granulometría es de tipo continuo. Los materiales usados para su elaboración son áridos no triturados procedentes de graveras o depósitos naturales, o bien, suelos granulares o una mezcla de ambos.

RESUMEN

Como Guatemala cuenta con suficientes recursos naturales renovables para su aprovechamiento en la generación de energía limpia, se llevó a cabo la construcción de proyectos de generación eólica en Guatemala, con lo cual se tendrá mayor independencia en la compra de combustibles fósiles, reduciendo las emisiones de dióxido de carbono y facilitando de esta manera el suministro de energía de una manera más económica.

Para el correcto funcionamiento de los aerogeneradores, estos cuentan con sistemas de protección que se activan como resultado de una falla en el sistema de control o por el efecto de una falla interna o externa. También cuentan con un sistema de protección contra el rayo, para lo cual el aerogenerador se divide físicamente en zonas que definen el nivel de influencia de las descargas en los componentes, lo cual permite, de manera sistemática y eficiente, la protección de todos los componentes del mismo.

Se dan a conocer también algunas de las especificaciones técnicas del proyecto, considerando la obra civil involucrada en la construcción del parque y características de los componentes más importantes del aerogenerador.

Para la instalación de los aerogeneradores se realizó el diseño del sistema de puesta a tierra, garantizando la operación y protección del personal, así como del equipo instalado. Para llevar a cabo el diseño de manera exitosa, algunos de los aspectos importantes fueron la resistividad del suelo, realizando un análisis previo, el nivel de protección contra el rayo y la configuración de los electrodos de tierra. El diseño se realizó considerando que cada uno de los

aerogeneradores operaría de forma independiente, para garantizar la protección de cada unidad por separado.

Sin embargo, la red de tierras del parque eólico se encuentra interconectada por medio de un cable de cobre enterrado, reduciendo de esta manera el valor de resistencia de puesta a tierra debido a la interacción de cada sistema individual, disminuyendo aún más las tensiones de paso y contacto.

Se consideró el efecto de la incorporación de la armadura metálica de la cimentación al sistema de puesta a tierra, ya que siempre participa en el paso de la corriente de rayo a tierra, debido a las conexiones mecánicas y eléctricas de la torre.

OBJETIVOS

General

Diseñar un sistema de puesta a tierra para aerogeneradores en un proyecto eólico de 23,1 MW en Guatemala.

Específicos

1. Proporcionar un método correcto de protección contra corrientes de falla por descargas atmosféricas que pueden ocasionar daños a los aerogeneradores.
2. Establecer criterios generales del funcionamiento de las protecciones eléctricas con el sistema de tierras.
3. Diseñar un sistema de puesta a tierra para aerogeneradores que reduzca el voltaje de paso y contacto, y minimice la resistencia del sistema de tierras.
4. Identificar el criterio de la conexión de puesta a tierra de cada aerogenerador con el sistema de puesta a tierra de la subestación a la cual se conectan.

INTRODUCCIÓN

Uno de los grandes problemas medioambientales en la actualidad es la generación de energía eléctrica, debido a la utilización de combustibles fósiles. Por esta razón, tanto en el país como en el resto del mundo, temas como la protección del medio ambiente, la eficiencia energética y la conservación de recursos naturales han alcanzado gran relevancia. El continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país y la búsqueda de un sistema eléctrico más seguro y confiable han hecho necesario aumentar la capacidad instalada del parque generador de Guatemala. Debido a esto, el uso de energías renovables ofrece una alternativa a la producción convencional de energía.

Con la reciente puesta en operación de centrales eólicas y solares en Guatemala, se ha dado un gran avance en cuanto a la implementación de nuevas tecnologías de generación y aprovechamiento de los recursos naturales del país. Si bien el porcentaje de aporte de potencia de estas tecnologías es pequeño comparado con las tecnologías tradicionales, ha incentivado la inversión de capital y ha aumentado la confianza en los sistemas de generación eólicos.

Los aerogeneradores o turbinas eólicas, como toda instalación eléctrica, deben contar con un sistema de puesta a tierra diseñado para proteger a los seres humanos, a sus componentes, en caso de una falla del sistema de potencia, y a su estructura, en caso de ser alcanzada por una descarga atmosférica. Por lo tanto, en el primer capítulo se dará una descripción de las funciones y características de un sistema de puesta a tierra a nivel general.

Además se tratará sobre la importancia de este sistema en instalaciones y subestaciones eléctricas.

En el segundo capítulo se describen los sistemas de protección de un aerogenerador, tomando en cuenta desde su conexión con la red eléctrica del parque eólico, hasta la protección de la estructura contra descargas atmosféricas directas o indirectas.

En el tercer capítulo se presentan algunas de las especificaciones técnicas consideradas durante la construcción de un parque eólico, tomando en cuenta aspectos como los caminos de acceso internos del proyecto, las zanjas de media tensión de interconexión entre los aerogeneradores y la subestación eléctrica del parque, las características técnicas de los equipos, entre otros.

Para finalizar, en el cuarto capítulo se presentan los principales factores que se consideraron, a criterio del autor, en el diseño del sistema de puesta a tierra de los aerogeneradores, así como de la subestación eléctrica.

1. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

1.1. Conceptos básicos de puesta a tierra

La puesta a tierra en un sistema eléctrico tiene como principal objetivo mantener todos los equipos y cubiertas metálicas en un mismo plano equipotencial para mantener buenos niveles de seguridad del personal, evitando así el peligro de las corrientes eléctricas de choque y proporcionando los medios para disipar sobretensiones eléctricas a tierra sin exceder los límites de operación de la red y de los equipos.

Los equipos, al conectarse a tierra, ofrecen un camino de baja impedancia para las corrientes eléctricas de cortocircuito o falla a tierra, descargas atmosféricas o pérdidas de aislamiento, facilitando así, el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes.

1.1.1. Sistema de puesta a tierra

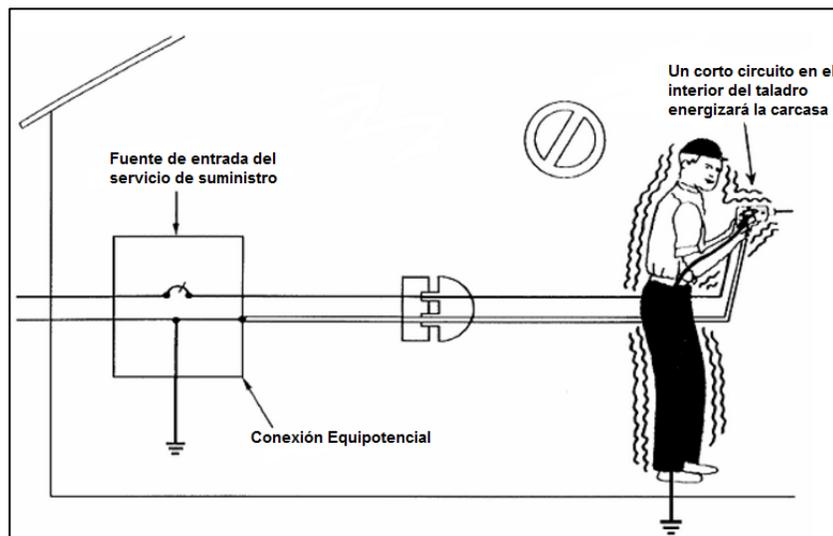
La puesta a tierra de un sistema eléctrico brinda una protección contra las tensiones causadas por el rayo, sobretensiones de línea o el contacto accidental de líneas de alta tensión, estabilizando el voltaje a tierra durante la operación en condiciones normales de los equipos.

La puesta a tierra es una conexión de seguridad humana y de protección que se diseña en los equipos eléctricos, electrónicos y otros sistemas para protegerlos de disturbios o transitorios por los cuales pudieran resultar dañados.

Una falla es una fuga de corriente que busca un medio de conducción para drenarse a tierra, en el peor de los casos, este medio podría ser una persona y el riesgo es mayor si esta se encuentra en lugares húmedos. Por ello existen varias razones por las cuales los sistemas de alimentación y circuitos deben ser puestos a tierra. En la figura 1 se muestran los efectos de un cortocircuito al no contar con una correcta conexión a tierra en los equipos. Mientras que, en la figura 2, se muestra el funcionamiento del sistema de puesta a tierra durante el cortocircuito dentro del equipo.

A este sistema se conectan todos y cada uno de los elementos de la instalación que requieran ser puestos a tierra, como neutros, carcasas de equipos, tanques, cables de guarda, estructuras metálicas y todos aquellos elementos que deben estar a potencial de tierra.

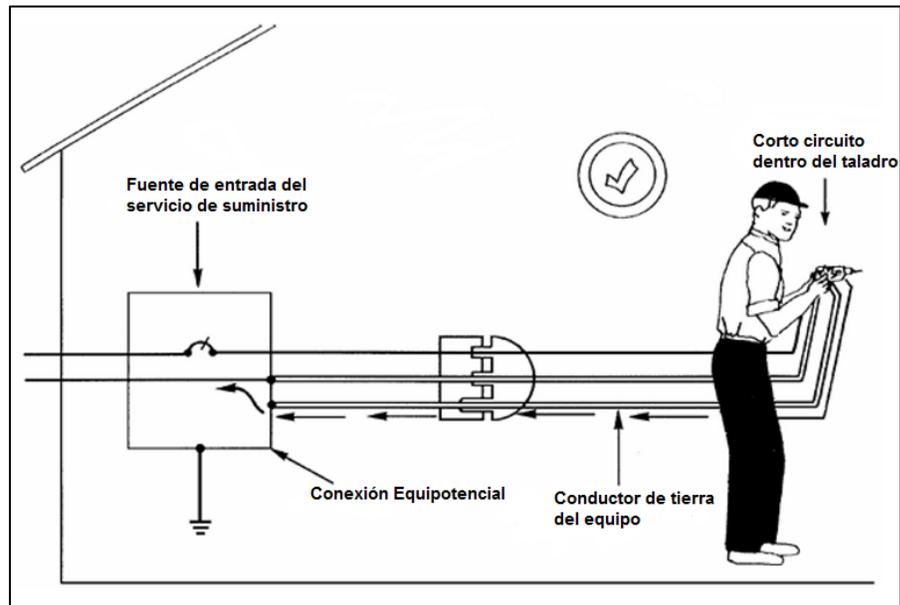
Figura 1. **Conexión de un equipo sin conductor de tierra**



Fuente: OSHA. *Office of training and education.*

www.osha.gov/dte/library/electrical/electrical.html. Consulta: 5 de junio de 2015.

Figura 2. **Conexión de equipo que cuenta con un conductor de tierra**



Fuente: OSHA. *Office of training and education.*

www.osha.gov/dte/library/electrical/electrical.html. Consulta: 5 de junio de 2015.

Al conectar los equipos al sistema de tierras se logran los siguientes objetivos:

- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia.
- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de corrientes a tierra.
- Limitar la elevación de potencial de la red a valores aceptables, cuando ocurre una falla a tierra.
- Disipar la corriente asociada a las descargas atmosféricas, limitando las sobretensiones generadas.
- Dar mayor confiabilidad y seguridad al servicio eléctrico.

- Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos, antes de proceder a tareas de mantenimiento.

Estos objetivos muestran que el sistema de puesta a tierra, tanto a nivel industrial como residencial, es parte fundamental en la búsqueda de la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

1.1.1.1. Resistencia de puesta a tierra

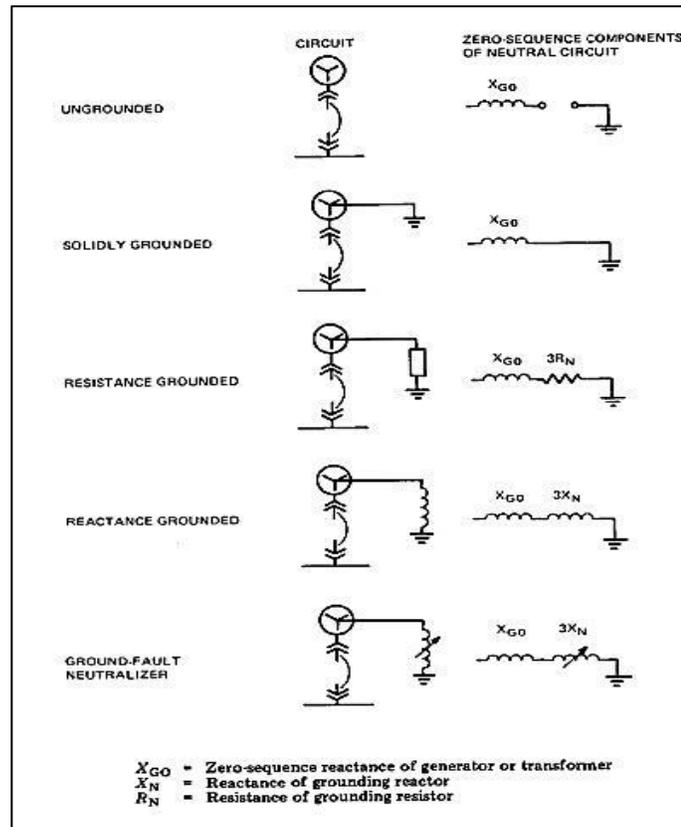
Es un aterrizaje a través de una impedancia, donde el principal elemento es la resistencia. Esta clase de aterrizaje es frecuentemente subdividida en dos categorías de alta y baja resistencia. La resistencia puede ser insertada directa o indirectamente en la conexión a tierra, de la siguiente manera:

- En el secundario de un transformador, en el cual el primario es conectado entre neutro y tierra.
- En una esquina del secundario conectado en delta abierta de un transformador conexión Y – Δ aterrizado.

1.1.1.2. Reactancia de puesta a tierra

Es un aterrizaje a través de una impedancia, en la cual el elemento principal es una inductancia. Esta clase de aterrizaje es vagamente referida como un aterrizaje a través de una reactancia, se subdivide en categorías de baja y alta inductancia. En la figura 3 se muestra las diferentes configuraciones de conexión a tierra del neutral y su circuito equivalente.

Figura 3. Diagrama equivalente de varios tipos de sistemas de aterrizaje del neutral



Fuente: IEEE. *Standard 142-1991*. p. 57.

La inductancia puede ser insertada directamente en la conexión a tierra del neutro y transformadores a tierra, u obtenida indirectamente de la reactancia de retorno del circuito de retorno a tierra.

Esto último se puede hacer incrementando la reactancia de secuencia cero del aparato conectado a tierra, por la omisión de posibles conexiones del neutro del aparato aterrizado o conexiones a tierra en algunos de los transformadores de un sistema con múltiples tierras.

1.1.2. Propósito de una puesta a tierra

Entre los propósitos de una puesta a tierra se puede indicar que su objetivo es asegurarse que el equipo eléctrico, cableado y todo material eléctricamente conductivo que pueda energizarse cuente con un circuito permanente de baja impedancia de modo que sea capaz de conducir, de forma segura, la máxima corriente de falla a tierra impuesta en cualquier parte del sistema de cableado hasta la fuente de suministro, cuando ocurra una falla.

1.1.3. Sistema efectivamente aterrizado

Sistema de energía eléctrica que cuenta con una conexión directa a tierra a través de una impedancia suficientemente pequeña (inherente, adicionada o ambos casos) y con capacidad de corriente suficiente para prevenir la formación de sobrevoltajes transitorios, que pudieran resultar en riesgo indebido a las personas o equipos.

Según la Norma IEEE Standard 142-1991 un sistema efectivamente aterrizado se refiere a la conexión del neutro de un generador, transformador de potencia o transformador de puesta a tierra directamente a la tierra de la estación o a la tierra. Debido a que la reactancia de puesta a tierra del generador o transformador está en serie con el circuito neutral, una sólida conexión a tierra no es capaz de proporcionar una impedancia cero en el circuito neutral. Si la reactancia de secuencia cero del sistema es demasiado grande con respecto a la reactancia de secuencia positiva del mismo, el objetivo de la puesta a tierra de librar al sistema de sobrevoltajes transitorios no puede ser alcanzado.

Esto representa rara vez un problema en un sistema de potencia industrial y comercial típico. La impedancia de secuencia cero de la mayoría de los generadores utilizados en estos sistemas es mucho menor que la impedancia de secuencia positiva. La impedancia de secuencia cero de un transformador en configuración $\Delta - Y$ no excederá la impedancia de secuencia positiva del transformador. Sin embargo, pueden ocurrir condiciones bajo las cuales la impedancia de secuencia cero sea mayor.

Un sistema efectivamente aterrizado tendrá una corriente de cortocircuito de línea a tierra de al menos 60 % del valor de corriente de cortocircuito trifásico.

En términos de resistencia y reactancia, se considera un sistema efectivamente aterrizado únicamente cuando la relación de la reactancia de secuencia cero y la reactancia de secuencia positiva es $X_0 \leq 3X_1$ y la relación entre la resistencia de secuencia cero y la reactancia de secuencia cero es $R_0 < X_1$.

1.1.4. Sistema no aterrizado

Sistemas de energía eléctrica que operan sin conexión a tierra intencional a los conductores del sistema, se describen generalmente como no aterrizados. En realidad, estos sistemas están conectados a tierra a través de la capacitancia del sistema a tierra. En la mayoría de los sistemas esta es una impedancia extremadamente alta y la relación a tierra con el sistema resultante es débil y fácilmente distorsionada.

Se atribuyen dos ventajas principales a los sistemas sin conexión a tierra. La primera es operativa, ya que la primera falla a tierra en un sistema causa

solo una pequeña corriente de tierra, por lo que el sistema puede operar en presencia de corriente de falla, mejorando la continuidad del sistema. La segunda es económica, ya que no se requiere de los gastos en el equipamiento o conductores del sistema de puesta a tierra.

Sin embargo, son numerosas las ventajas las que se atribuyen a los sistemas aterrizados, incluyendo una mayor seguridad en el sistema, libertad de excesivos sobrevoltajes que pueden ocurrir en sistemas no aterrizados durante arcos eléctricos, protección contra fallas a tierra resonantes y una mayor facilidad de detección y localización de las fallas a tierra cuando estas ocurran.

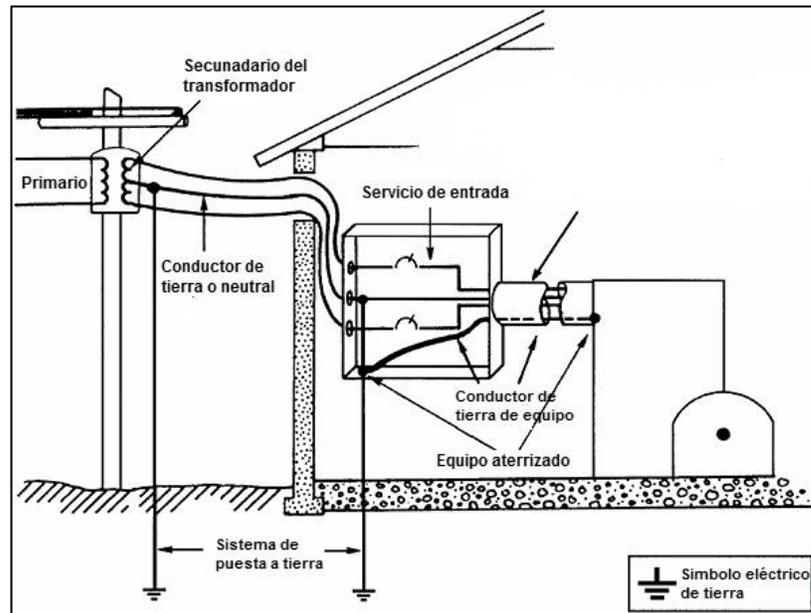
1.2. Elementos que conforman un sistema de puesta a tierra

Los elementos que constituyen un sistema de puesta a tierra son los conductores, los electrodos de tierra, así como el elemento conector entre el conductor y los electrodos. La figura 4 muestra la configuración y elementos de un sistema de puesta a tierra domiciliar.

1.2.1. Conductores

En un sistema de puesta a tierra se utilizan dos tipos de conductores: los de la malla de tierra, que permiten la unión entre los electrodos que conforman el sistema de puesta a tierra, y los de acoplamiento, que aseguran que las partes conductivas expuestas (como carcasas metálicas, tubería y estructuras de soporte) permanezcan unidas a la malla de tierra, asegurando de esta manera que se encuentren al mismo potencial durante condiciones de falla eléctrica.

Figura 4. **Elementos de un sistema de puesta a tierra domiciliar**



Fuente: OSHA. *Office of training and education.*

www.osha.gov/dte/library/electrical/electrical.html. Consulta: 5 de junio de 2015.

1.2.2. **Electrodo de tierra**

El electrodo de tierra es el elemento del sistema de puesta a tierra que está en contacto directo con el terreno. En sistemas de puesta a tierra se requerirá normalmente llevar una corriente de falla bastante grande por un corto periodo. Por ello, debe tener propiedades mecánicas y eléctricas apropiadas para responder satisfactoriamente a las solicitudes que los afectan, durante un periodo relativamente largo.

El material debe tener una buena conductividad eléctrica y no corroerse en un rango considerable de condiciones que presente el suelo. El material más utilizado generalmente es el cobre.

El electrodo puede tener diversas formas: barras verticales, placas, conductores horizontales o combinación de barras verticales y horizontales formando mallas de tierra.

1.2.2.1. Electrodo de varilla

Esta es la forma más común de electrodo, utilizada en sistemas de puesta a tierra. De acuerdo con la Norma NEC 250.52(A) los electrodos de varilla no deben tener menos de 2,44 m de largo. Estos deben ser enterrados una profundidad no menor a 2,44 m, excepto cuando se encuentre una capa de suelo rocosa, en cuyo caso el electrodo será enterrado en un ángulo oblicuo que no exceda los 45 grados con la vertical. Los electrodos de acero inoxidable y cobre o de acero con recubrimiento de zinc serán, como mínimo, de 15,87 mm de diámetro.

Están disponibles en diámetros de 15 a 20 mm (cobre sólido) y 9,5 a 20 mm (acero recubierto de cobre). La capa de cobre debe ser de alta pureza y aplicada electrolíticamente. En condiciones de suelo muy agresivo, por ejemplo cuando hay alto contenido de sal, se usan barras de cobre sólido.

Cuando el sistema de puesta a tierra cuenta con más de un electrodo con las especificaciones anteriores, no deben instalarse a menos de dos veces la longitud del electrodo. Dos o más electrodos que están unidos entre sí, deben considerarse como un único sistema de electrodos de puesta a tierra.

La resistencia de contacto de una varilla está dada por la fórmula de Dwight del MIT.

$$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln \left(4 \cdot \frac{L}{r} \right) - 1 \right)$$

Donde

ρ : resistividad del terreno, en ohm-metro.

L: largo de la varilla en metros.

r: radio de la varilla en metros.

La fórmula de Dwight para el caso de varilla enterrada en doble capa de tierra:

$$R = \frac{\rho_0}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot [\ln(a_1) - \ln(a_0)] + \frac{\rho_1}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot [\ln(4 \cdot L) - 1 - \ln(a_1)]$$

Donde

ρ_0 : resistividad del terreno adjunto, en ohm-metro.

ρ_1 : resistividad del terreno circundante, en ohm-metro.

a_0 : diámetro de la varilla.

a_1 : diámetro del terreno adjunto a la varilla, en metros.

1.2.2.2. Electrodo de placa

Se usan varios tipos de placas para propósitos de puesta a tierra, pero el único tipo que se considera generalmente como electrodo debe ser sólido. Debe tener una superficie útil de contacto con el suelo de al menos 0,186 m². Los electrodos de hierro o de placa de acero deberán tener por lo menos 6,4 milímetros de espesor. Si son placas sólidas sin recubrimiento o material no ferroso deberá de tener, por lo menos 1,50 milímetros de espesor.

Los electrodos de placa se deben instalar a una profundidad mínima de 750 milímetros (ver figura 6 a).

Cuando se usan varias placas, deben instalarse a cierta distancia para prevenir una interacción, siendo esta distancia de 2 metros como mínimo, extendiéndose hasta 9 metros.

1.2.2.3. Electrodo horizontales

Están hechos de cintas o cables de cobre de alta conductividad, se debe considerar que su sección debe ser de al menos 100 mm². Las dimensiones típicas de este tipo de electrodos son las de 30 x 5 mm y las de 40 x 5 mm. Estos electrodos, para máxima efectividad, son instalados como únicos electrodos horizontales, colocados a 1 metro de profundidad.

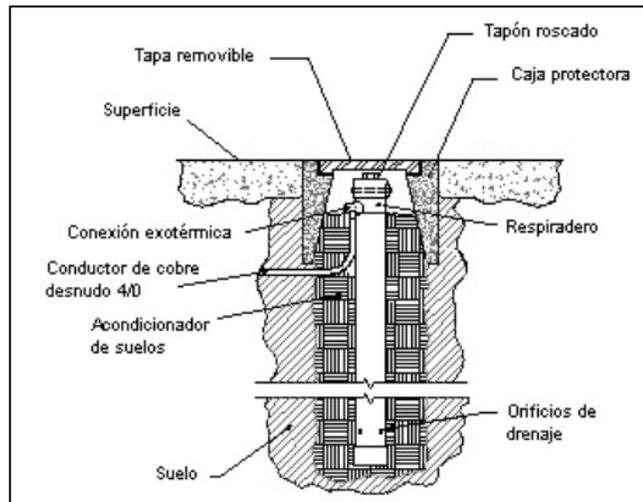
El uso de electrodos horizontales es típico en terrenos rocosos que dificultan las perforaciones profundas. En el caso de que los cables o cintas sirvan para unir a electrodos verticales formando una malla, deben enterrarse a profundidades de 0,8 metros sobre el nivel del terreno.

1.2.2.4. Barras químicas

Este tipo de barras consiste en un tubo de cobre electrolítico relleno su interior de compuestos químicos, básicamente de sales solubles en agua o sustancias conductivas, que contienen una mezcla cristalina rica en iones que al ser afectados por la humedad inherente del aire inician el depósito de iones libres al terreno.

Estas sustancias se incorporan lentamente al terreno mediante perforaciones de drenaje en el tubo. Pueden ser colocados en forma vertical u horizontal, dependiendo de las características del terreno (ver figura 5).

Figura 5. **Electrodo con barra química**



Fuente: *Puesta a tierra*. www.conexweld.net. Consulta: junio de 2015

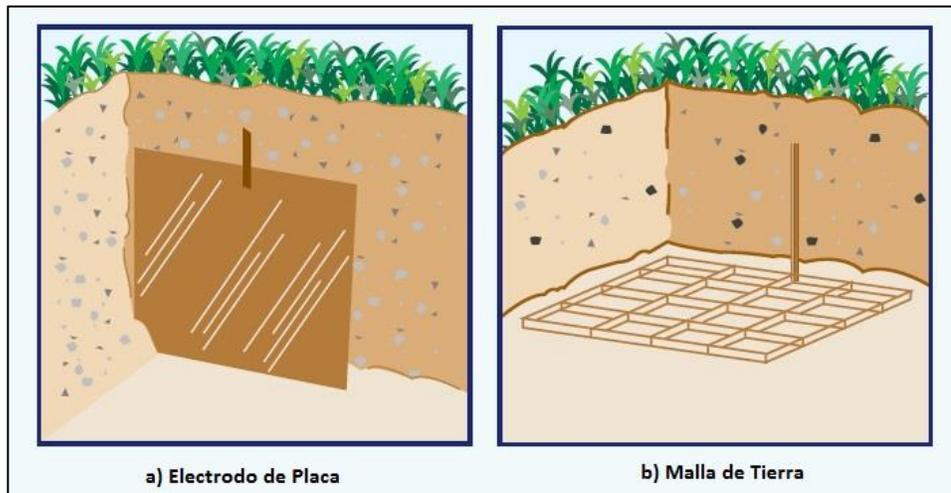
Estas barras son utilizadas cuando la resistencia del terreno no se logra reducir con electrodos de uso común, sin mencionar que posee una vida útil superior a las barras convencionales.

Sin embargo, debe tomarse en cuenta los compuestos químicos utilizados son contaminantes potenciales del terreno, del agua en el subsuelo y, por su contenido de sales, pueden corroer tuberías de agua, ductos o cimientos de edificaciones cercanas.

1.2.2.5. Mallas de tierra

Está conformada por la unión de conductores horizontales, que se disponen comúnmente en direcciones ortogonales y uniformemente espaciados, incluyendo eventualmente conductores verticales (ver figura 6).

Figura 6. **Sistemas de puesta a tierra de placa y malla de tierra**



Fuente: *Sistema de puesta tierra*. www.sistemadepuestatierra.wikispaces.com/Electrodos.

Consulta: junio de 2015

El dimensionamiento de la malla influye directamente en las tensiones que se presentan en la misma, estas características están contenidas en el factor k_m que representa el valor geométrico del espaciamiento de la malla según:

$$k_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} * \left[\ln \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right] + \frac{k_{ii}}{k_h} \cdot \ln \left[\frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right]$$

Donde

D : espaciamiento entre conductores paralelos, en metros.

d : diámetro del conductor de la malla, en metros.

h : profundidad de los conductores de la malla de tierra.

- k_{ii} : factor de corrección que se ajusta a los efectos de los conductores internos en la esquina de la malla.
- k_h factor de corrección que hace hincapié en los efectos de profundidad de la red.
- n factor geométrico

Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro, o para mallas con varillas de tierra en las esquinas, así como para ambas:

$$k_{ii} = 1$$

Donde k_{ii} es un factor de corrección que ajusta los efectos de los conductores sobre la esquina de la malla.

Para mallas sin varillas de tierra, solo unas pocas, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro:

$$k_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$$

Donde k_h es un factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla, dado por:

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad h_0 = 1m \text{ (profundidad malla de referencia)}$$

1.2.3. Conexiones

Son el medio por el cual se unen los electrodos de tierra a los conductores de acoplamiento. Para un correcto funcionamiento de un sistema de puesta a tierra las conexiones o uniones son de vital importancia al momento de conducir corrientes de falla o sobrevoltajes.

Estas conexiones normalmente no reciben mantenimiento, a menos que se realice una reparación, por lo que deben ser mecánicamente robustas para resistir la corrosión y a la vez tener una baja resistividad.

Existen diferentes conexiones entre conductores, como un conductor a una varilla, entre dos conductores y en una subestación eléctrica a las estructuras de acero; lo importante en todos los casos es que la unión sea permanente y confiable.

1.3. Resistividad del suelo

La resistencia de la malla y los gradientes de tensión dentro de un sistema de puesta a tierra están directamente relacionados con la resistividad del terreno, la cual varía horizontal y verticalmente según las características del terreno.

Al momento del dimensionamiento de una red de tierras, se deben reunir suficientes datos relacionados con la ubicación de la misma, basados en mediciones directas de resistividad. La resistividad del terreno es directamente afectada por la humedad, la temperatura ambiente y el contenido de químicos.

1.3.1. Factores que influyen en la resistividad del terreno

Las investigaciones sobre resistividad del terreno son esenciales para determinar la composición general del suelo y el grado de homogeneidad. Los suelos generalmente tienen una conformación estratificada, gracias al transporte y acumulación de productos sólidos a través del tiempo.

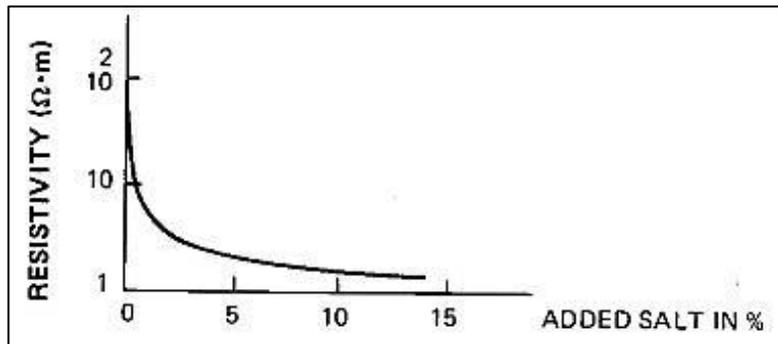
En su estado normal, el suelo no es un buen conductor de la electricidad, sin embargo, la forma como la corriente se dispersa en el medio permite una capacidad de conducción aceptable, que depende de la porosidad del material que contiene la humedad y las sales solubles. Se describen a continuación los factores que afectan la resistividad del suelo.

1.3.1.1. Composición química

La resistividad del suelo está determinada principalmente por su cantidad de electrolitos, esto es, por la cantidad de humedad, minerales y sales disueltas. Por ejemplo, para valores de 1 % de sal (NaCl) o mayores, la resistividad es prácticamente la misma, pero a valores menores a esa cantidad, la resistividad es muy alta. La resistividad del suelo se ve afectada por la composición y la cantidad presente de sales solubles, ácidas o alcalinas en el suelo.

Cuando se trate de terrenos rocosos, arena, grava o cualquier otro suelo con condiciones de alta resistividad, se pueden agregar compuestos químicos que ayuden a mejorar los suelos, la figura 7 muestra el comportamiento de la resistividad respecto al porcentaje de sales que se agreguen.

Figura 7. **Curva de resistividad contra el porcentaje de sales**



Fuente: IEEE. *Standard 81-1983*. p. 41.

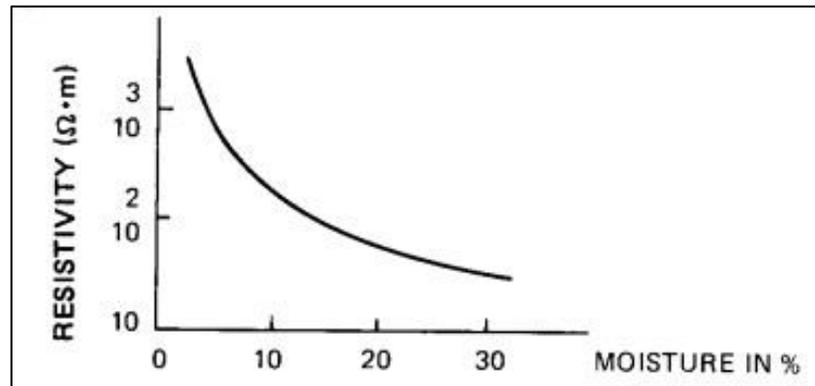
1.3.1.2. **Porcentaje de humedad**

Es otro de los aspectos que afectan la resistividad del suelo, ya que el contenido de agua y de humedad influye en forma apreciable este valor.

Su valor varía según la época del año, la profundidad, el clima y el nivel freático, pero rara vez es nulo, incluso al referirse a zonas desérticas. En la figura 8 se muestra el comportamiento de la resistividad del suelo respecto al porcentaje de humedad.

La resistividad del terreno también se ve afectada por el grado de compactación del terreno, disminuyendo al aumentar este. Esto se debe a que un suelo más compacto presenta una mayor continuidad física, lo que en principio facilita la conductividad eléctrica.

Figura 8. **Curva resistividad contra el porcentaje de humedad**



Fuente: IEEE. *Standard 81-1983*. p. 42.

1.3.1.3. Compactación del material

Existen varios tipos de suelo con diferentes características, pero si se desea agruparlos en un conjunto más general, se podrían mencionar los suelos orgánicos, secos, húmedos y rocosos, los cuales presentan un comportamiento distinto ante su compactación.

1.3.1.4. Temperatura

La resistividad de la tierra aumenta lentamente con la disminución de la temperatura, en el rango de 25 a 0 °C. Por debajo de 0 °C, la resistividad aumenta rápidamente.

Este comportamiento se puede observar tanto en suelos congelados, como en la capa superficial de ciertas regiones durante el invierno, las cuales presentan un valor de resistividad relativamente alto.

1.3.2. Medida de resistividad del suelo

El factor más importante de la resistencia de tierra es la resistividad del suelo mismo, por ello es necesario conocerla para calcular y diseñar la puesta a tierra de sistemas.

La mayoría de los terrenos no son homogéneos, se encuentran formados por diversos estratos comúnmente horizontales y paralelos a la superficie del suelo, por lo que se presenta la tabla I con un detalle del valor de resistividad según el terreno.

Tabla I. **Valores de resistividad para diferentes materiales**

Tipo de terreno	Resistividad ρ [Ω m]
Terrenos vegetales húmedos	10 - 50
Arcillas, gredas, limos	20 - 60
Arenas arcillosas	80 - 120
Fangos, turbas	150 - 300
Arenas	250 - 500
Suelos pedregosos	300 - 400
Rocas	1 000 - 10 000
Concreto húmedo	100 - 240
Concreto seco	10 000 - 50 000

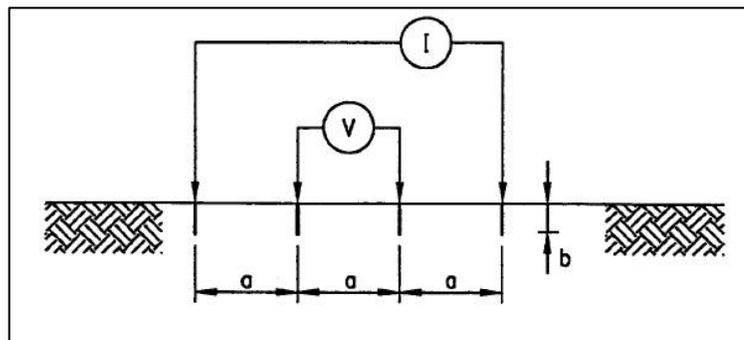
Fuente: OSPINA, Germán, et al. *Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra ante las fallas eléctricas*. 187 p.

Los estimativos basados en la clasificación del suelo ofrecen solo una aproximación de la resistividad, por lo tanto, las pruebas reales son imperativas. Estas deben hacerse en muchos lugares dentro del área de trabajo. Rara vez se encuentran sitios donde la resistividad sea uniforme en toda el área y a profundidades considerables.

Típicamente existen varias capas y cada una tiene una resistividad diferente. Las pruebas de resistividad del suelo deben hacerse para determinar si existen variaciones importantes de la resistividad con la profundidad. El número de medidas tomadas debe ser más grande donde las variaciones son mayores, especialmente si algunas lecturas son tan altas como para sugerir un problema de seguridad.

Si la resistividad varía apreciablemente con la profundidad, es deseable usar un incremento en el rango de espaciamientos de prueba para obtener un estimado de la resistividad de capas más profundas. El método Wenner o de los cuatro electrodos, mostrado en la figura 9, es la técnica más comúnmente utilizada.

Figura 9. **Método Wenner o de los cuatro electrodos**



Fuente: IEEE. *Standard. 80.* p. 53.

Los cuatro electrodos son insertados en la tierra en una línea recta a una profundidad “b”, separados entre sí una distancia “a”. El valor medido de tensión entre los dos terminales interiores (o de potencial) es dividido por la corriente medida entre los dos terminales exteriores (o de corriente), para dar el valor de la resistencia R. Luego se aplica la siguiente fórmula:

$$\rho_a = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Donde

- ρ_a : resistividad aparente del suelo, en ohm-metro.
- R: resistencia medida, en ohm.
- a: distancia entre electrodos adyacentes, en metros.
- b: profundidad de los electrodos, en metros.

Si b tiene un valor pequeño comparado con a, es decir, que los electrodos penetran una distancia corta en el suelo o la relación de $a/b \geq 20$, la ecuación queda de la siguiente manera.

$$\rho_a = 2\pi a R$$

1.4. Mediciones de resistividad del suelo

El objetivo fundamental de las mediciones de resistividad es encontrar un modelo de suelo que ofrezca una buena aproximación de las características reales del mismo. La resistividad varía lateralmente y con respecto a la profundidad, dependiendo de la estratificación del terreno. Adicionalmente, las condiciones climáticas influyen en la resistividad medida, razón por la cual dichas mediciones deben realizarse, en lo posible, en época de verano prolongado para obtener la resistividad más alta y desfavorable.

1.4.1. Método de medición de puesta a tierra por caída de potencial

Básicamente, las mediciones de la resistencia de puesta a tierra consisten en medir la resistencia del sistema de aterrizaje con respecto a un electrodo de tierra remoto. El electrodo remoto está teóricamente a una distancia infinita desde el sistema de aterrizaje donde la densidad de corriente de la tierra se aproxima a cero.

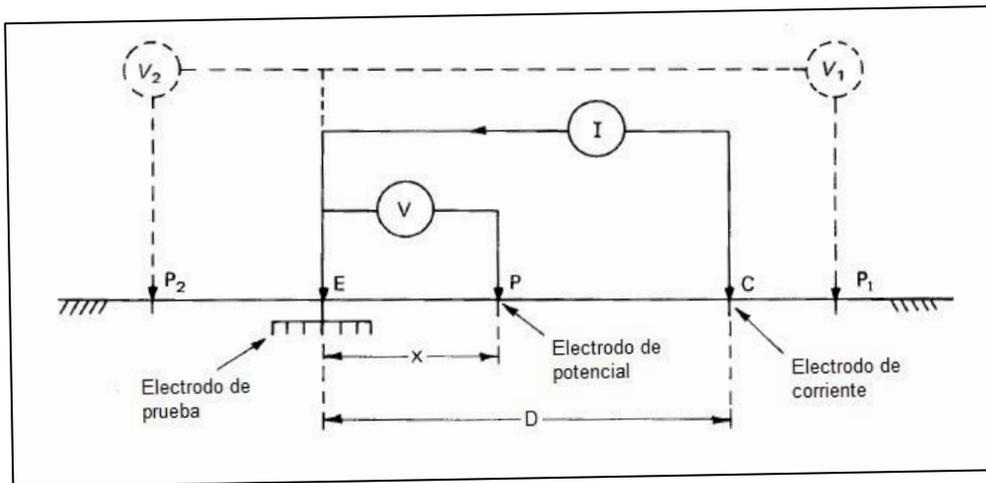
Mientras el método de la caída de potencial se utiliza universalmente, este presenta muchas dificultades y fuentes de error cuando se utiliza para medir la resistencia de grandes sistemas de puesta a tierra. Estas dificultades ocurren, primeramente, debido al tamaño y a la configuración del sistema de puesta a tierra y la heterogeneidad del suelo.

Para medir la resistencia, la fuente de corriente se conecta entre la malla de aterrizaje del punto E y un electrodo de corriente que se encuentra a una distancia de varios cientos de metros del punto en análisis, como se muestra en la figura 10. El circuito de medición de potencial se conecta entonces entre la malla del punto E y un electrodo potencial P, con mediciones que se hacen en varias localizaciones del electrodo afuera del área en estudio.

Este electrodo de potencial se puede mover hacia el electrodo de corriente en aumentos iguales de distancia, comenzando cerca del punto de estudio y las lecturas de las resistencias obtenidas en las diferentes localizaciones se pueden trazar contra las distancias de la malla de tierra.

En la figura 11 se muestra las variaciones del potencial en la superficie de la tierra, resultado de la corriente a través del electrodo de prueba E y la corriente del electrodo C.

Figura 10. **Método de medición de puesta a tierra por caída de potencial**

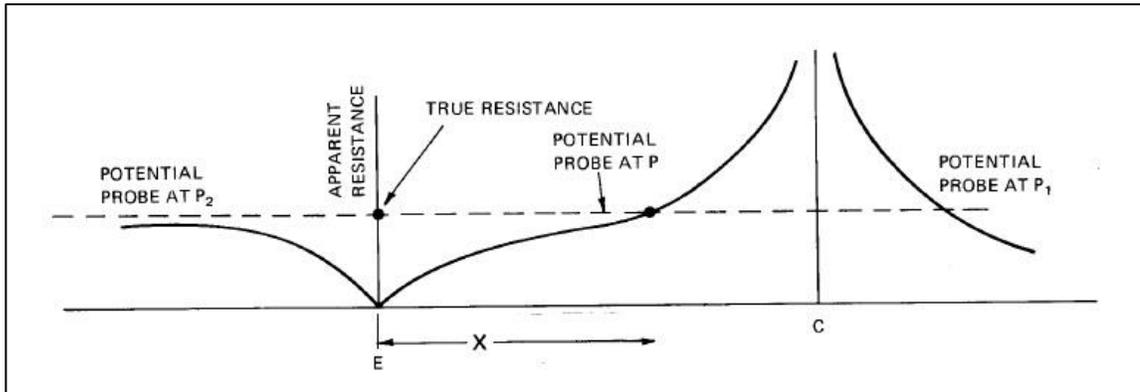


Fuente: IEEE. *Standard. 81-1983.* p. 49.

El potencial es medido respecto al sistema de tierra en prueba, en el punto E, que se asume por conveniencia como el potencial cero.

El gráfico se debe parecer a la curva de desempeño esperado que resulta de la medición entre el electrodo de prueba, simbolizado con la letra E, el electrodo de potencial, simbolizado con la letra P, y el electrodo de corriente, simbolizado con la letra C. Desde E hasta P, el voltaje por amperio de la corriente de prueba aumenta, pero el gradiente de voltaje disminuye alcanzando un mínimo en P.

Figura 11. Valor aparente de resistencia para variaciones del espaciamiento X



Fuente: IEEE. *Standard 81-1983*. p. 52.

El lento incremento, en la parte de forma casi horizontal de la gráfica de la figura 11, representa una zona o área donde la interacción de los electrodos que se examinaron aporta un valor representativo de la resistencia del terreno, el cual se puede afinar hallando el valor de menos variación o utilizando interpolación.

Cuando los electrodos se colocan a una distancia finita desde el sistema de aterrizaje y la prueba de potencial, se maneja en un lugar específico, entonces se obtiene una medida precisa de la resistencia. Desafortunadamente, el lugar exacto del electrodo de potencial se define muy bien solo para algunos casos ideales, tal como un hemisferio o electrodos muy pequeños enterrados en un suelo uniforme o en un suelo de dos capas.

En la práctica, la distancia "D" para el electrodo de voltaje se elige a 62 % de la distancia del electrodo de corriente. Esta distancia está basada en la

posición teóricamente correcta para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogénea.

Sin embargo, en la práctica, los sistemas de aterrizaje consisten de un arreglo complejo de varillas de tierra verticales y conductores horizontales, que se entierran comúnmente en suelos no uniformes.

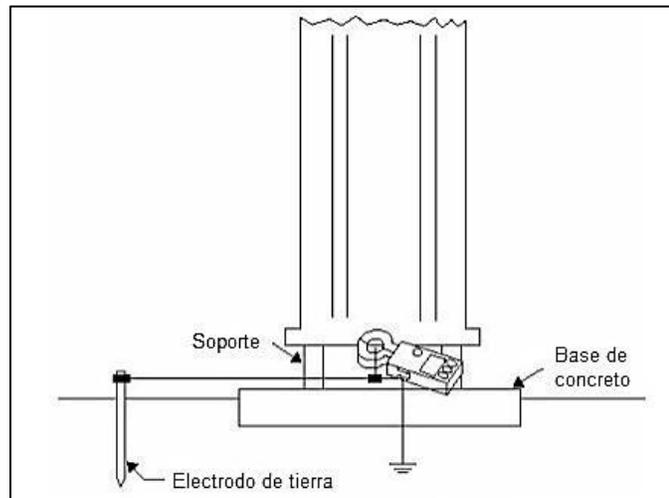
Para rejillas de aterrizaje grandes, los espacios que se requieren pueden no ser prácticos o incluso imposibles, especialmente donde la línea de transmisión arriba de los cables de aterrizaje y los neutros que se conectan al aterrizaje de la subestación efectivamente ampliará el área de influencia. Consecuentemente, la parte plana de la curva no se obtendrá y se deben utilizar otros métodos de interpretación.

1.4.2. Medida de la RPT por medio de medidor tipo pinza

Este es un método práctico que se usa ampliamente para medir la puesta a tierra en sitios donde es imposible usar el método convencional de caída de potencial, como es el caso de lugares densamente poblados, celdas subterráneas, centros de grandes ciudades, entre otros.

El medidor tipo pinza mide la resistencia de puesta a tierra de una varilla o sistema de puesta a tierra, simplemente abrazando el conductor de puesta a tierra, como lo ilustra la figura 12.

Figura 12. **Medición de la RPT por medio de medidor tipo pinza**



Fuente: *Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zonas urbanas.*
www.utp.edu.co/~mauriciorami/libro3.pdf. Consulta: 15 de junio de 2015.

1.4.3. Efecto de profundidad de enterramiento

Este efecto proporciona solo una reducción secundaria en la impedancia, pero a un costo relativamente alto, de modo que normalmente no se considera. Debe recordarse, sin embargo, que mientras mayor sea la profundidad de enterramiento, menores son los gradientes de voltaje en la superficie del suelo.

1.4.4. Efecto de proximidad del electrodo

Si dos electrodos de tierra se instalan juntos, entonces sus zonas de influencia se traslapan y no se logra el máximo beneficio posible. Entre mayor sea la distancia entre electrodos, mayor será la disminución de la resistencia y en consecuencia menor será el voltaje de paso. El espaciamiento, la ubicación y las características del terreno son los factores principales.

1.5. Puesta a tierra de subestaciones

Entre las principales necesidades de realizar un correcto diseño del sistema de tierra de una subestación, se puede mencionar que en ocasiones la máxima corriente de tierra puede ser muy alta y rara vez se consigue una resistencia de tierra tan baja como para garantizar que la total elevación del potencial del sistema de tierra no alcance valores peligrosos para el ser humano.

Por esta razón, el peligro puede ser corregido solamente con el control de los potenciales cercanos. Por lo tanto, una malla de tierra es la solución práctica para el control de estos potenciales.

1.5.1. Aspectos básicos para el diseño de una malla de tierra

Cada elemento del sistema de puesta a tierra debe ser seleccionado para el tiempo de vida útil de la instalación, además el elemento tendrá que:

- Poseer una alta conductividad, para así no contribuir a diferencias de potencial locales.
- Resistir la fusión y el deterioro mecánico bajo las condiciones más adversas de magnitud y duración de una falla.
- Ser mecánicamente confiable y con alto grado de resistencia.
- Ser capaz de mantener sus funciones, inclusive estando expuesto a la corrosión o abuso físico.

En cuanto a la designación práctica de una malla generalmente comienza con una inspección del plan trazado por el diseñador considerando las estructuras del edificio y especificaciones técnicas de las máquinas.

En las mallas de tierra, lo correcto es unir completamente el área perimetral, para así encerrar muchas conexiones de tierra a los equipos y evitar concentraciones de corriente, además de altos gradientes, proyectando conexiones finales de tierra.

Dentro de una malla de tierra, los conductores son colocados paralelamente y con un espaciamiento según la configuración de la malla que cumpla con los requerimientos de seguridad con base a los factores y ecuaciones de voltajes de paso y contacto. Estos conductores se localizan a lo largo de una fila de equipos o estructuras metálicas para dar mayor facilidad a la conexión de la puesta a tierra.

Posteriormente, para el diseño preliminar se calcula la longitud mínima del conductor a enterrarse, incluyendo las conexiones en cruz y las varillas.

1.5.2. Selección del tamaño de conductores

El calibre del conductor depende del valor de la corriente de falla, del tiempo de duración de esta, así como del material del que esté hecho el conductor. La Norma NEC 250.30 (A) (6) (b) recomienda, como calibre mínimo, el conductor número 1/0 AWG de cobre.

El objetivo es mantener los potenciales de paso y de contacto en sus valores de seguridad, en el interior del perímetro del área de la subestación.

El calibre del conductor se calcula utilizando cualquiera de las siguientes fórmulas y dependiendo de la unidad de medida en que se requiera.

$$A_{\text{mm}^2} = I \frac{1}{\sqrt{\frac{\text{TCAP} \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \ln \left[\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right]}} \text{ (mm}^2\text{)}$$

$$A_{\text{kcmil}} = I \frac{197,4}{\sqrt{\frac{\text{TCAP}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \ln \left[\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right]}} \text{ (kcmil)}$$

Donde

$$K_0 = \frac{1}{\alpha_0} = \frac{1}{\alpha_r} - T_r \text{ (}^\circ\text{C)}$$

A: sección transversal del conductor, en milímetros cuadrados o en kilocircular mils.

I: corriente simétrica, en kiloamperios (debe considerarse el incremento de este valor a futuro).

T_m : temperatura máxima permisible, en grados centígrados.

T_a : temperatura máxima ambiente, en grados centígrados.

T_r : temperatura de referencia para las constantes del material, en grados centígrados.

α_0 : coeficiente térmico de resistividad a 0 grados centígrados, en uno sobre grados centígrados.

α_r : coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r , en uno sobre grados centígrados.

ρ_r : resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r , en $\mu\Omega \text{ cm}$

t_c : tiempo durante el cual circula la corriente de falla, en segundos.

TCAP: factor de capacidad térmica, en $\text{joules}/(\text{cm}^3 \text{ }^\circ\text{C})$

1.5.3. Voltaje de paso

Es la diferencia de potencial superficial que puede experimentar una persona con los pies separados a un metro de distancia y sin hacer contacto con algún objeto aterrizado, debido a la circulación de corriente de falla. En la tabla II se observa el efecto que puede causar una corriente a través del cuerpo humano.

Tabla II. **Efectos de la corriente eléctrica en el ser humano**

Magnitud de corriente (mA)	Efecto
1 a 2	Es el umbral de percepción (hormigueo)
2 a 9	Contracción muscular involuntaria, pero se puede soltar los objetos
9 a 25	Dolor, no se puede soltar objetos
25 a 60	Se dificulta la respiración. El valor máximo que puede soportar un corazón sano.
60 a 100	Inicia fibrilación cardiaca
mayor a 100	Peligro de muerte

Fuente: MARTIN, José. *Diseño de subestaciones eléctricas*. p. 240.

La ecuación para el cálculo de la tensión de paso para una persona de 50 kg es:

$$E_p = \frac{[0,116 (1\ 000 + 6 C_s \rho_s)]}{\sqrt{t_c}} \text{ (V)}$$

Tomando en cuenta los factores que influyen cuando una malla de tierra está instalada, se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{(\rho K_s K_i I)}{L} \text{ (V)}$$

El valor de L es la longitud total de los conductores más los electrodos verticales dado por la siguiente ecuación:

$$L = L_c + L_R \quad (\text{m})$$

Donde

L_c : longitud total de los conductores transversales más los longitudinales.

L_R : longitud total de los electrodos verticales.

El valor de K_i es un factor de irregularidad debido a que la corriente tiende a irse hacia la periferia de la red, y especialmente hacia las esquinas, está dado por:

$$K_i = 0,656 + 0,172n$$

En esta expresión el término n se define de la siguiente manera:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0.7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

Donde

L_c : longitud total del cable de malla, en metros.

L_p : longitud del perímetro de la malla en metros.

A: área cubierta por la malla, en metros.

L_x : máxima longitud de la malla en el eje X, en metros.

L_y : máxima longitud de la malla en el eje Y, en metros.

D_m : máxima distancia entre dos puntos en la malla, en metros.

Para la profundidad usual de la malla de tierra de 0,25 m hasta 2,50 m, la fórmula para K_s es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{(n-2)}) \right]$$

Donde

D: espaciamiento entre conductores paralelos, en metros.

h: profundidad de los conductores de la malla de tierra, en metros.

Para profundidades menores a 0,25 m, la ecuación es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} w \right)$$

Donde

$$w = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \dots + \frac{1}{(n-1)}$$

O bien para $n \geq 6$

$$w = \frac{1}{[2(n-1)]} + \ln[(n-1) - 0,423]$$

1.5.4. Voltaje de contacto

Es la diferencia de potencial que recibe una persona al tocar una estructura metálica aterrizada, que está sometida a corrientes de falla. Esta diferencia de potencial se mide entre la elevación del potencial de tierra y el potencial superficial en el punto en donde la persona está parada.

La ecuación de la tensión de contacto para una persona de 50 kg es:

$$E_c = \frac{0.116 (1000 + 1.5 C_s \rho_s)}{\sqrt{t_s}} \text{ (V)}$$

Donde

C_s : coeficiente en función del terreno y la capa superficial.

h_s : espesor de la capa superficial, entre 0,1 y 0,15 metros.

ρ : resistividad aparente del terreno tomado como suelo uniforme, en ohm-metros.

ρ_s : resistividad aparente de la capa superficial (grava u otro material), en ohm-metros.

t_s : duración de la corriente de choque, en segundos.

El término C_s es un factor de reducción que depende del espesor de la capa de grava de la superficie de la subestación h_s y del factor de reflexión K . Si

no se tiene prevista una capa superficial de grava, entonces $\rho_s = \rho$ y, por lo tanto, $C_s = 1$

$$K = \frac{(\rho - \rho_s)}{(\rho + \rho_s)}$$

Este factor de reducción puede determinarse de forma gráfica o por medio de una ecuación empírica que presenta un margen de error de 5 %, en comparación con el método analítico, pero que para fines de diseño es utilizado comúnmente.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 [1 - (\rho/\rho_s)]}{2 h_s + 0,09}$$

Para calcular la tensión correspondiente a una persona con un peso aproximado a 70 kg, se utilizan las mismas fórmulas, con la salvedad de cambiar la constante 0,116 por 0,157.

1.5.5. Conexiones a la malla

Es necesario tomar en cuenta, al momento de realizar el diseño e instalación de una red de tierra, que en las conexiones deben emplearse conductores con la capacidad adecuada de corriente y resistencia mecánica suficiente para la conexión entre:

- Todas las partes conductoras que pueden accidentalmente llegar a energizarse, como estructuras metálicas, armazones de máquinas, cabinas metálicas de equipos de interrupción convencionales o aislados a gas, tanques de transformadores, cables de guarda, entre otros.

- Todas las fuentes de corriente, como pararrayos, bancos de capacitores o capacitores de acople, transformadores y, donde sea adecuado, los neutros de las máquinas y circuitos de potencia.
- Todos los electrodos de tierra, como mallas de puesta a tierra, varillas, pozos de tierra o donde se apliquen partes metálicas, tubos de agua o de gas, cajas para pozos de agua, entre otros.
- Las ventanas, puertas, pasamanos, tableros, entre otros, del edificio o estación de control también deben conectarse a tierra, lo mismo que las instalaciones de baja tensión. Algunas veces los tanques de transformadores son usados como parte de la trayectoria de tierra de los pararrayos. Así mismo, la mayor parte de las estructuras de acero y de aluminio también se usan como parte de la trayectoria a tierra, si se establece que su conductancia, incluidas las de las conexiones, es la adecuada.

2. PROTECCIONES UTILIZADAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA

2.1. Sistemas de protección de un aerogenerador

Los sistemas de protección del aerogenerador deben ser activados como resultado de una falla en el sistema de control, por el efecto de una falla interna o externa o por algún tipo de contingencia.

Los sistemas de protección deben mantener la operación del aerogenerador en una condición segura. La activación de los diversos niveles del sistema de protección se fijará de tal manera que no se excedan los límites de diseño.

Las funciones de protección tendrán mayor prioridad que las funciones de control, pero no mayor prioridad que la función de paro de emergencia, en el acceso del sistema de frenado y equipo para la desconexión de la red cuando este se active.

Los sistemas de protección se deben activar en los siguientes casos:

- Exceso de velocidad
- Falla o sobrecarga del generador
- Exceso de vibración

Los sistemas de protección deben ser diseñados para que su funcionamiento sea a prueba de fallos. En general, debe estar disponible para

proteger al aerogenerador de cualquier fallo único o falla en la fuente de alimentación. Si dos o más fallas son interdependientes o tienen una causa en común, deben ser tratadas como un fallo único.

El reinicio automático o remoto de un aerogenerador no será posible cuando el paro se inició por una falla interna o disparo crítico para la seguridad de la turbina. Si una falla o disparo es seguido por una interrupción en la red eléctrica o pérdida de carga, el reinicio automático no será posible tras el retorno de la red eléctrica o de la carga.

2.1.1. Sistema de control

Es el sistema encargado de controlar la producción de energía en un amplio rango de velocidades del viento, incluyendo todas las funciones relacionadas con el arranque y paro del aerogenerador. Deberá controlar la operación por medios activos o pasivos y mantener los parámetros de operación entre sus límites normales. Dichos parámetros están en función de las características de la región donde opera el aerogenerador y análisis en la densidad de viento.

Como mínimo, el sistema de control debe gobernar los siguientes parámetros y funciones:

- Alineamiento con el viento
- Limitación de potencia
- Conexión de la carga eléctrica
- Velocidad del rotor
- Procedimientos de arranque y paro de la unidad
- Paro por salida de la red o pérdida de carga eléctrica

- El sistema de control deberá proveer control manual en la base de la torre.

Este control deberá incluir, como mínimo, lo siguiente:

- El sistema de control deberá mostrar en el aerogenerador, a través de una pantalla conveniente, las condiciones de operación de ese momento, que como mínimo deben incluir:
 - Estado
 - Potencia de salida
 - Códigos de las fallas
 - Velocidad del rotor en revoluciones por minuto
 - Ángulo de paso (para equipos de paso variable)
- Cambio del ángulo de paso (para equipos de paso variable, en donde el cambio de paso no deberá ser parte de las posibilidades manuales sino sujeto al sistema de control y protección)
- Inhabilitar la operación automática con energía disponible sin que sea posible una contra orden remota:
 - Arranque
 - Apagado
 - Manejo del timón (orientación)
 - Activación del freno

2.1.2. Sistema de protección

El sistema de protección deberá activarse cuando el aerogenerador no está dentro de sus límites de operación normal, debido a una falla en el sistema de control, a los efectos de fallas internas o externas o ante un evento peligroso. El sistema de protección debe llevar al aerogenerador a una condición segura.

Los niveles de activación del sistema de protección serán parametrizados e ingresados de tal forma que los límites de diseño no sean excedidos.

El sistema de protección deberá ser activado como mínimo en los siguientes casos:

- Falla o sobrecarga del generador.
- Sobrevelocidad.
- Excesiva vibración.
- Bajo o alto voltaje.
- Baja o alta frecuencia.
- Anormal trenzado de los cables debido a la rotación de la góndola durante el alineamiento.
- Baja presión de aceite en los sistemas hidráulicos.
- Temperatura del generador.
- Fracaso del sistema de control para detener el aerogenerador ante una pérdida de carga o caída de la red distribuidora.
- Protección por pérdida, desbalance e inversión de la secuencia de fase.

Se deberán tomar medidas para reducir el riesgo de fallas latentes en los sistemas.

Los sistemas y componentes no seguros deben fallar a una condición segura o su condición debe ser monitoreada automáticamente. Botones de paro de emergencia deberán ser instalados en la base de la torre y en la góndola, en sitios de fácil acceso en el interior de la torre. La activación de cualquiera de estos botones deberá tener prioridad sobre el sistema automático de control y la máquina deberá detenerse.

2.2. Aspectos de las principales protecciones

Los sistemas de protección deben aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red, limitar el daño al equipo fallado, minimizar la posibilidad de un incendio, minimizar el peligro para las personas, minimizar el riesgo de daños de equipos eléctricos adyacentes.

2.2.1. Protección por bajo voltaje

La operación de un aerogenerador a bajo voltaje generalmente ocasiona sobrecorriente, en consecuencia, puede protegerse mediante dispositivos sensibles a la temperatura, como resistencias variables con el calor. Sin embargo, puede instalarse separadamente un relevador de bajo voltaje.

Este relevador de bajo voltaje (27) se calibra en voltaje decreciente para cerrar un conjunto de contactos para un voltaje especificado. Estos relevadores pueden ser del tipo electromecánico o estático.

El relevador 27, del tipo electromecánico, generalmente usa el principio del disco de inducción. Cuando el voltaje aplicado está por arriba del voltaje de arranque o disparo, los contactos, normalmente cerrados, se abren y se mantienen abiertos mientras que el voltaje permanezca por arriba del voltaje de

disparo. Cuando el voltaje se reduce por debajo del voltaje de disparo, los contactos del relevador inician el cierre. El tiempo de operación es inversamente al voltaje aplicado.

El relevador 27 del tipo estático proporciona una característica inversa de tiempo de operación similar al tipo electromecánico. El diseño de relevadores estáticos tiene disponible la característica de tiempo definido. Cuando el voltaje aplicado está por arriba del voltaje de arranque, un contacto normalmente abierto, permanece abierto mientras el voltaje se encuentre por arriba del ajuste de arranque. Cuando el voltaje cae por debajo de este ajuste, el relevador inicia su tiempo de operación. Cuando el tiempo de retardo ha transcurrido, basado en la característica de operación tiempo-voltaje, los contactos de salida se cierran.

Los ajustes de voltaje en los relevadores estáticos varían según el fabricante. Estos pueden ser ajustables por *taps* discretos o continuos sobre un rango especificado. Para determinar estos ajustes se recomienda la Norma IEEE Standard 1547-2003 que muestra el valor porcentual del voltaje y el tiempo en que debe responder el dispositivo de protección.

2.2.2. Protección por sobrevelocidad

El elemento de sobrevelocidad debe responder a la velocidad de la máquina por conexión mecánica o conexión eléctrica equivalente. Si es eléctrica, el elemento de sobrevelocidad no debe estar afectado en forma adversa por la tensión del generador.

Esta protección disparará el interruptor del generador; esto con el objeto de impedir el funcionamiento de sobrefrecuencia de las cargas conectadas al

sistema alimentado por el generador. En ciertos casos, puede ser apropiado un relevador de sobre frecuencia para proporcionar ambas formas de protección.

Esta protección es complementaria del dispositivo mecánico de protección por sobrevelocidad, el cual adopta generalmente la forma de anillos accionados por fuerza centrífuga, instalados sobre el árbol del rotor; estos anillos se abren al presentarse una sobrevelocidad y cierran los contactos de paso si la velocidad del rotor aumentan más de 10 % .

2.2.3. Protección por sobrecarga

Cuando una falla externa ocurre, el voltaje del sistema se colapsa a un valor relativamente bajo; pero cuando ocurre una sobrecarga, la caída de voltaje es relativamente pequeña. Por ello, la protección por sobrecarga se diseña en forma tal que corresponda lo más aproximadamente posible a la curva de calentamiento de la mayoría de los aerogeneradores asíncronos. Las características de protección deben estar apenas debajo de la curva de calentamiento del aerogenerador protegido. De preferencia, la protección debe tener características ajustables de manera que pueda ajustarse a los diferentes diseños de los aerogeneradores y a los diferentes servicios. La protección no debe permitir que el aerogenerador vuelva a arrancar, después de un disparo, mientras la temperatura del devanado sea alta.

Los generadores que tienen en promedio una potencia de salida que no exceda 1 200 MVA deben tener la capacidad de soportar 1.5 veces la potencia nominal por no menos de 30 segundos, según Norma IEC 60034-1 2004. Por esta razón, debe asegurarse también que el relevador por sobrecalentamiento se ajuste a esta especificación. Debe considerarse también que no opere bajo corrientes de arranque fuertes, por ejemplo 6 veces la corriente de plena carga,

que pueda persistir por unos cuantos segundos, medio minuto o intervalos aún mayores en casos excepcionales.

La constante térmica de la mayoría de los aerogeneradores es del orden de 15 a 20 minutos, por lo que para la protección por sobrecarga, el relevador debe tener una constante de tiempo ligeramente menor que esta.

2.2.4. Protección por inversión de fase

Según la aplicación del aerogenerador, este tipo de protección puede convertirse en una característica esencial de la protección del generador. Un relevador polifásico de voltaje, de inducción y del tipo disco, se emplea para protegerlos contra el arranque con una fase abierta o con la secuencia de fases invertida.

2.2.5. Protección por disminución de frecuencia

Si el devanado de campo del generador se energizara a una frecuencia menor a 60 Hz, el regulador de voltaje tratará de subir el voltaje hasta su valor nominal, para lo cual aumentará el flujo magnético, ocasionando una saturación y calentamiento en el aerogenerador.

Es por ello que los generadores cuentan con protecciones propias de sobre y subfrecuencia. Cuando hay una rápida caída de la frecuencia, la respuesta de los controles de los generadores del sistema es insuficiente y lenta a la hora de frenar la caída de frecuencia. Incluso es posible que se llegue a los umbrales de disparo de las protecciones de subfrecuencia de algunos generadores.

Normalmente se cuenta con un interruptor de campo que posee un enclavamiento que no permite cerrarlo si no hay una relación de voltios/herz que no implique saturación en el núcleo. Este enclavamiento también da señal de disparo al interruptor de campo si la relación voltios/Herz se sobrepasa y existe la posibilidad de originar saturación en los núcleos de los elementos conectados a este circuito.

2.3. Protección contra el rayo en aerogeneradores

A continuación se presentan los elementos del aerogenerador que sirven para protegerlo contra el rayo.

2.3.1. Aspas

Las aspas de la turbina de viento son las partes más expuestas de la turbina, y experimentarán el impacto directo de los campos eléctricos asociados con el proceso de formación del rayo, las corrientes de rayo y el campo magnético asociado a corrientes de rayo.

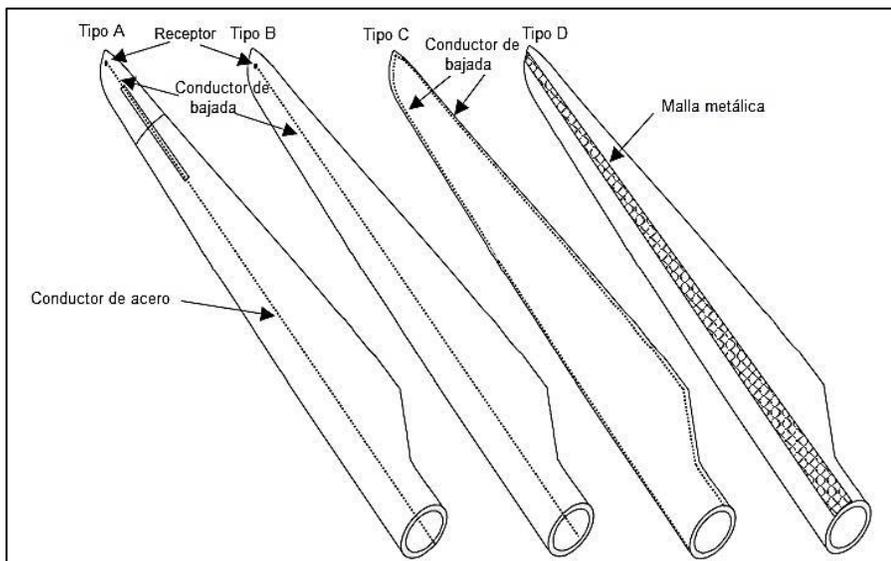
El problema general de protección contra el rayo en las aspas de turbinas eólicas es conducir la corriente de rayo de manera segura al punto de fijación con el buje, de tal manera que se evite la formación de un arco en el aire existente dentro del aspa.

Esto se puede lograr mediante la conducción de la corriente de rayo desde el punto de fijación a lo largo de la superficie de la raíz del aspa, usando conductores metálicos, fijado a la superficie del aspa o bien en el interior de la misma.

Otro método consiste en añadir material conductor en el material de la superficie propia del aspa. Haciendo que el aspa sea lo suficientemente conductora para llevar la corriente de rayo con seguridad a la raíz del aspa.

Las variaciones de estos dos métodos son utilizados en la protección contra impactos de rayo que se muestra en la figura 13.

Figura 13. **Métodos de protección de aspas, contra impactos de rayo**



Fuente: Norma IEC 61400-24:2010. p. 75.

2.3.2. **Protección contra impactos directos de rayo**

Una turbina eólica se puede dividir en áreas físicas que aproximadamente definen el nivel de influencia de un rayo sobre los componentes de esa zona. El dividir la turbina eólica en las zonas de protección contra rayos es una herramienta para garantizar una protección sistemática y suficiente de todos los componentes de la turbina eólica. Estas zonas de protección contra rayos

(ZPR), LPZ por sus siglas en inglés, se definen en función de si es o no posible un impacto directo de rayo, de la magnitud de la corriente de rayo y los relacionados campos magnéticos y eléctricos esperados en esa zona.

Los métodos de protección contra rayo se aplican para asegurar que los componentes, por ejemplo, el sistema eléctrico o sistema de control, puedan soportar los campos magnéticos, eléctricos y la corriente de rayo que ingresa a la zona en la cual se encuentran dichos componentes. Es por ello que, para definir qué medidas tomar para proteger una turbina eólica contra el impacto de rayos, primeramente se deberá subdividir en zonas de protección:

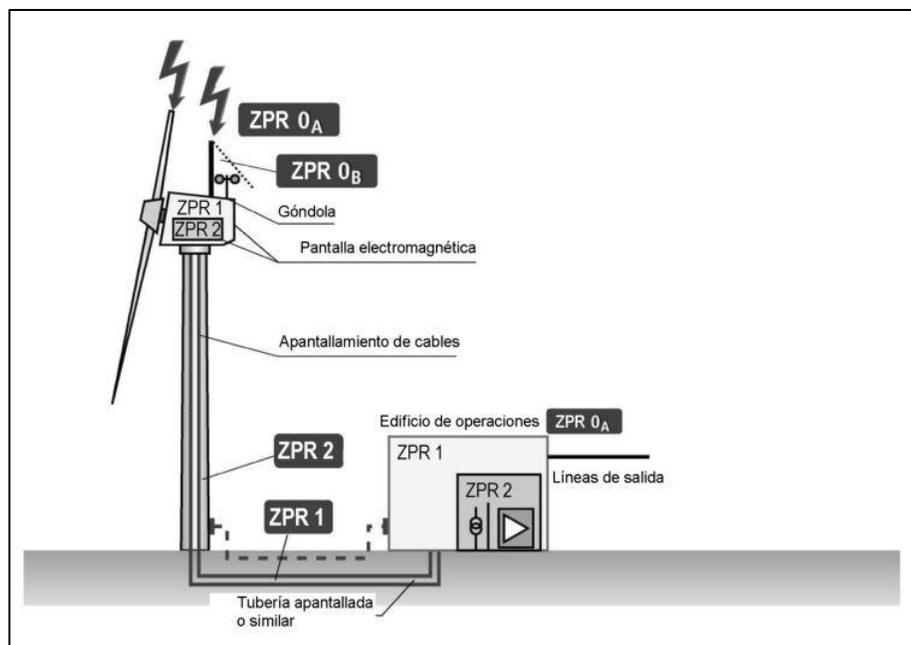
- ZPR 0 (LPZ 0): expuesta al campo electromagnético no atenuado del rayo, los sistemas internos pueden estar sometidos a la totalidad o parte de la corriente del rayo.
- ZPR 0_A (LPZ 0_A): impacto directo de las descargas, plena corriente, campos electromagnéticos no atenuados.
- ZPR 0_B (LPZ 0_B): no impacto directo de las descargas, plena corriente, campos electromagnéticos no atenuados.
- ZPR 1 (LPZ 1): no impacto directo de las descargas, corriente reducida, campos electromagnéticos atenuados.
- ZPR 2 (LPZ 2): mayor reducción de la corriente, mayor atenuación de los campos electromagnéticos.

Es muy importante que los parámetros de las corrientes de rayo que afectan la zona 0_A desde el exterior deban ser reducidos mediante medidas de

apantallamiento y mediante la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS), lo cual asegure que los equipos eléctricos y electrónicos que se encuentran situados dentro del aerogenerador trabajen sin interferencias. Se muestra un detalle de la ubicación de las zonas de protección de la turbina eólica en la figura 14.

Para el dimensionamiento de los sistemas de protección contra rayos de aerogeneradores, debe ser considerado el caso específico de turbinas que posean una altura mayor de 60 metros y que se encuentren en zonas de elevado nivel ceraunico.

Figura 14. **Zonas de protección de turbinas eólicas**



Fuente: Norma UNE-EN 61400-24. p. 112.

2.3.3. Protección de góndola

En la protección contra rayos de la góndola y otros componentes estructurales de la turbina eólica se debe hacer uso de las grandes estructuras metálicas tanto como sea posible para la captación de rayos, blindaje y la conducción de las corrientes de rayo al sistema de puesta a tierra.

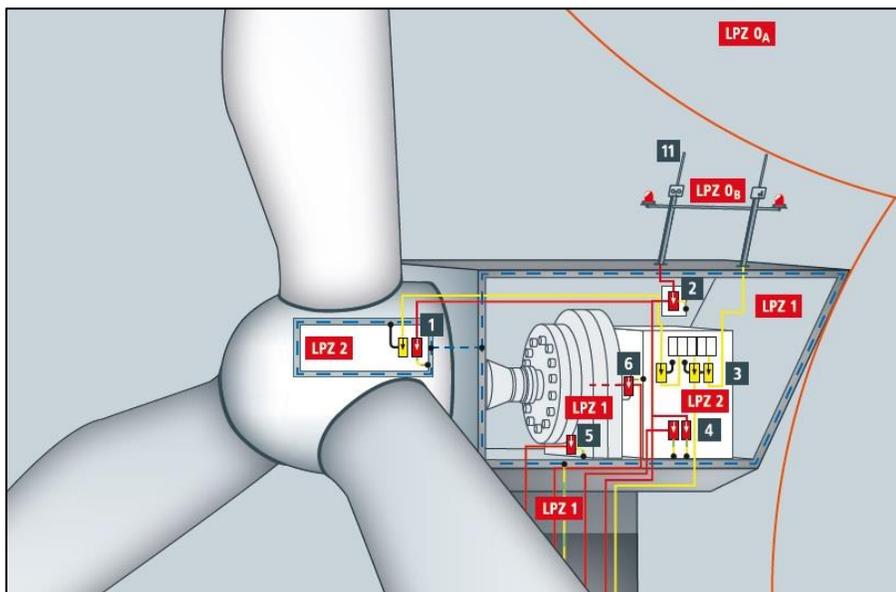
Adicionalmente, los componentes de protección contra descargas atmosféricas, como el sistema de pararrayos o sistemas de captación, deben proteger los instrumentos meteorológicos de medición y las luces de advertencia para aeronaves en la góndola, conductores de bajada y conexiones de unión. Estas deben dimensionarse y realizarse de acuerdo con la Norma IEC 62305-3.

Las góndolas con cubierta de fibra de vidrio y con refuerzo plástico o similar deben ser provistas de un sistema de captación y conductores de bajadas formando una jaula alrededor de la góndola. Una malla metálica se podría aplicar a las góndolas con esta cubierta, para proporcionar un blindaje contra campos magnéticos y eléctricos externos y los campos magnéticos de las corrientes que fluyen en la malla. Alternativamente, todos los circuitos dentro de la góndola se podrían colocar dentro de conductos metálicos cerrados o bandejas de cables, entre otros.

Las corrientes de rayo provenientes de los mecanismos de protección de rayo de las aspas de preferencia deben ser conducidas directamente a la especie de jaula formada, de este modo se puede evitar completamente el paso de la corriente de rayo a través de los engranajes del sistema de rotación y los cojinetes del tren de transmisión.

Para garantizar un funcionamiento seguro de los dispositivos eléctricos y electrónicos, los límites de las zonas de protección contra rayos deben estar protegidas contra la interferencia de radiadas y protegido contra interferencias conducidas, como se muestra en la figura 15. Los dispositivos de protección contra sobretensiones capaces de descargar altas corrientes de rayo sin destruirse, deben instalarse en la transición de ZPR 0_A a ZPR 1.

Figura 15. **Zonas de protección de la góndola en una turbina eólica**



Núm.	Área a proteger
1	Alimentación de tensión del buje. Líneas de señal entre la góndola y el buje
2	Protección de la luz de emergencia de aeronaves
3	Línea de señal de la estación meteorológica.
4	Gabinete de control en la góndola Alimentación de tensión 230/400 V
5	Protección del lado del estator
6	Protección del rotor
11	Protección de la superestructura de la góndola.

Fuente: *Los rayos y sobretensiones protección de los aerogeneradores de varios megavatios.*
www.electrical-engineering-portal.com/lightning-and-surge-protection-of-multi-megawatt-wind-turbines.com. Consulta: agosto de 2015.

2.3.4. Buje

En los grandes aerogeneradores, el buje es una esfera hueca de hierro fundido de 2 a 3 metros de diámetro. De este modo, solo el espesor de material asegura que la estructura del buje sea inmune a los rayos (ver figura 16).

Se considera al buje como una jaula de Faraday que provee una protección magnética en sus aberturas hacia las aspas, la parte delantera y la góndola. En muchos casos, estas aberturas están cerradas por bridas de disco del aspa y la brida del eje principal que pueden ser consideradas escudos magnéticos muy eficientes.

Figura 16. **Buje de un aerogenerador**



Fuente: Iزارo. *Productos y servicios, metal*. www.izaro.com/contenidos/ver.php?id=es&se=5&su=52&co=1292347430. Consulta: agosto de 2015.

La protección contra rayo del buje se limita entonces a la conexión equipotencial y a la protección contra los impulsos transitorios de los elementos colocados en el exterior de buje, como el sistema de control de las aspas, los sistemas eléctricos y de control en el buje conectado a los circuitos que se extienden hacia los exteriores del buje.

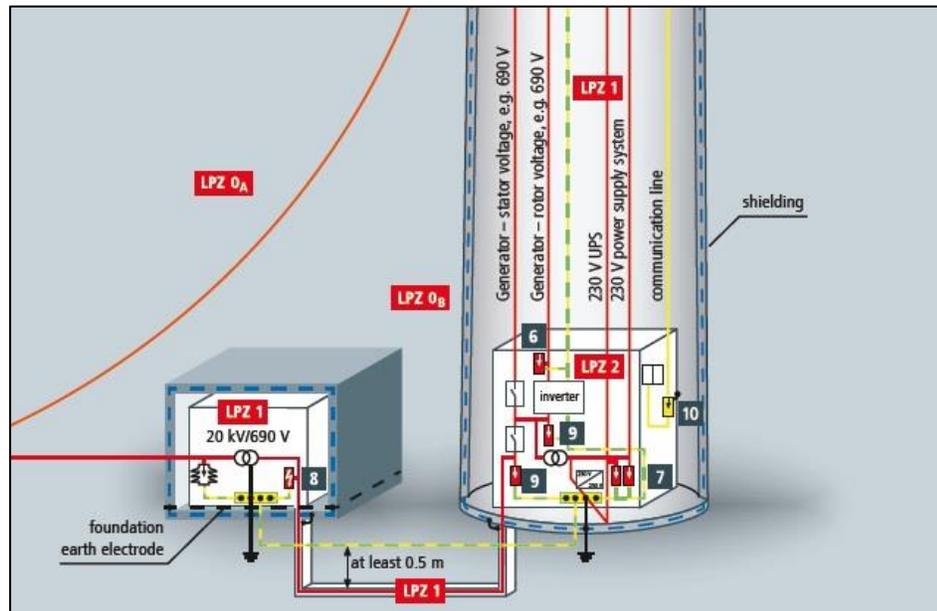
2.3.5. Torres tubulares de acero

Una torre de acero tubular, como se emplean principalmente para grandes aerogeneradores, por lo general cumple las dimensiones requeridas para conductores de bajadas establecidos en la Norma IEC 62305-3 y se puede considerar como una jaula de Faraday, ya que es electromagnéticamente casi cerrado, tanto en el punto de contacto con la góndola, como a nivel del suelo.

Por lo tanto, en la mayoría de los casos es razonable definir el interior de la torre como una zona de protección contra rayos LPZ1 o LPZ2. La manera como se consideran estas zonas de protección, junto con los dispositivos involucrados se muestra en la figura 17.

A fin de mantener la torre lo más electromagnéticamente cerrada posible, debe haber contacto eléctrico directo a lo largo de todo el camino de las bridas entre las secciones de la torre. La torre y todas las partes metálicas principales deben integrarse en el conductor de protección de tierra y los sistemas de unión equipotencial para mejorar la protección ofrecida por la jaula de Faraday.

Figura 17. Zonas de protección dentro de la torre en una turbina eólica



Núm.	Área a proteger
6	Protección del rotor.
7	Alimentación de tensión del gabinete de control en la base de la torre. Sistema 230/400 V TN-C.
8	Suministro de entrada principal. Sistema 400/690 V TN.
9	Protección del inversor.
10	Protección de las líneas de señal en el gabinete de control de la base de la torre.

Fuente: *Los rayos y sobretensiones protección de los aerogeneradores de varios megavatios.*

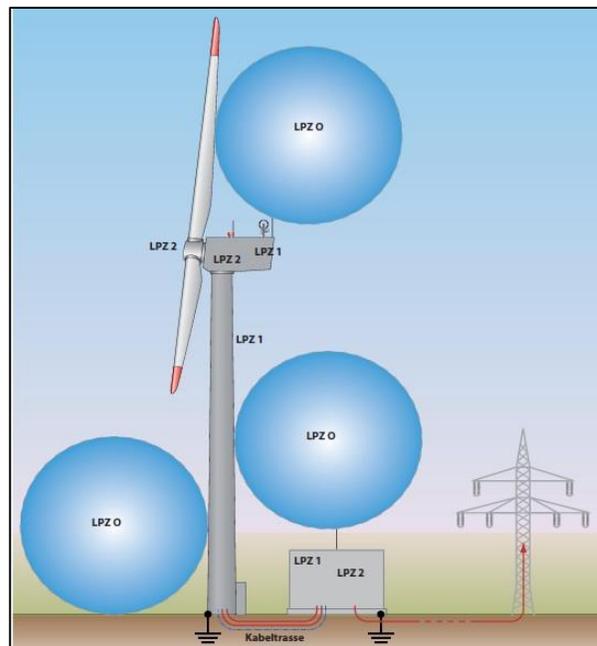
www.electrical-engineering-portal.com/lightning-and-surge-protection-of-multi-megawatt-wind-turbines.com.

Consulta: agosto de 2015.

Dentro de la torres, las escaleras deben conectarse equipotencialmente en cada extremo, cada 20 metros y en cada plataforma. Los raíles, guías del elevador, tuberías hidráulicas, cables para la protección del personal, así como otros componentes que atraviesen la torre, deben conectarse equipotencialmente en cada extremo.

El sistema de puesta a tierra del transformador de alta tensión debería conectarse al del aerogenerador. No se recomienda el empleo de sistemas de puesta a tierra separados para los sistemas de potencia y para la protección del rayo. Una vista general de las zonas de protección del aerogenerador se muestra en la figura 18.

Figura 18. **Zonas de protección de una turbina eólica**



Fuente: *Surge Protection Wind Turbines*.

www.leutron.de/uploads/media/980138_Surge_Protection_Wind_Turbines_v01_en.pdf.

Consulta: septiembre de 2015.

En las torres de hormigón con acero reforzado, el refuerzo puede ser utilizado como conductor de bajada de corrientes de rayo, garantizando de 2 a 4 conexiones verticales paralelas con suficiente sección transversal, conectados horizontalmente en la parte superior, inferior y cada 20 metros en el medio.

El refuerzo de acero proporcionará una efectiva atenuación de campo magnético y la reducción de la corriente de rayo dentro de la torre si se realizan las uniones de esta manera.

2.3.6. Rodamientos

Son un elemento difícil de monitorear y no es aceptable que estos tengan que ser inspeccionados luego de un impacto de rayo con el aerogenerador. Por lo tanto, los sistemas de protección de rodamientos deben ser correctamente probados y documentados.

La protección puede ser parte de la misma estructura de soporte de los rodamientos o puede instalarse un sistema externo que permita que la corriente pueda circundar estos.

Si los rodamientos operan sin protección, deberá demostrarse que el rodamiento por sí mismo podrá operar durante toda la vida útil para la cual fue diseñado, luego de haber sido expuesto al número esperado de penetraciones de corrientes de rayo.

2.3.7. Sistema hidráulico

Si los sistemas hidráulicos se encuentran en la trayectoria de la corriente de rayo, deberá asegurarse que la penetración de la corriente de rayo no afectará el sistema.

Como todo sistema hidráulico, es necesario tomar en cuenta el riesgo de fugas de líquido debido a los daños en los accesorios e incendios en el aceite hidráulico.

Las medidas de protección, como los contactos deslizantes o correas de unión pueden utilizarse para que las corrientes circunden los cilindros actuadores.

Los tubos hidráulicos expuestos a la corriente de rayo se deben proteger para evitar la penetración de la corriente en los tubos. Si los tubos hidráulicos tienen una armadura mecánica, esta se debe unir a la estructura de acero de la máquina en ambos extremos de la armadura. También debe asegurarse que la armadura tenga una sección transversal suficiente para conducir parte de la corriente de rayo a la cual podría estar expuesta. Consideraciones similares a las expuestas pueden aplicarse a los sistemas de refrigeración por agua.

2.3.8. Descargadores y escobillas

Para que la corriente de rayo circunde los rodamientos y sistemas de actuadores, se recomienda utilizar descargadores o escobillas. Tales sistemas de protección, incluyendo sus cables de conexión, deben tener menor impedancia que la trayectoria de circulación de corriente natural a través del componente.

Los descargadores y las escobillas deben ser capaces de conducir la corriente del rayo al cual estarán expuestos en el lugar donde se instale el aerogenerador.

Tanto los descargadores como escobillas deben ser diseñados para mantener el rendimiento necesario, independientemente de los efectos ambientales, como la lluvia, el hielo, el polvo, la contaminación con sales, entre otros.

Si se utilizan estos componentes, deben ser considerados como piezas sometidas a desgaste, por lo cual la vida útil de estos dispositivos debe calcularse y documentarse. Los descargadores y contactos auxiliares deberán ser inspeccionados regularmente de acuerdo a los manuales de servicio y mantenimiento.

2.3.9. Conexión equipotencial dentro de la turbina eólica

Las conexiones equipotenciales deben realizarse conforme a la Norma IEC 62305-4, las cuales deben utilizarse dentro de la turbina eólica para asegurarse que no exista el riesgo de la aparición de un arco eléctrico entre las partes conductoras de la turbina eólica. Estas uniones equipotenciales proveen protección contra voltajes de paso y de contacto durante una descarga atmosférica. Estas uniones reducen la probabilidad de daño a los sistemas eléctricos y de control.

Las conexiones equipotenciales, al tener una baja impedancia, previenen la aparición de diferencias de potencial peligrosas, entre los diversos equipos dentro de la turbina.

Con el objetivo de hacer aún más efectivas estas conexiones o uniones equipotenciales se debe aprovechar al máximo las grandes estructuras metálicas de la turbina eólica (principalmente torre, bancada de la góndola, estructura de la góndola, buje). Dichos conductores de unión pueden reducir adicionalmente los niveles de campo magnético causados por los rayos.

Gran parte de los daños causados en el sistema de control de turbinas eólicas se pueden prevenir por medio de una efectiva unión y blindaje.

2.3.10. Trazado de cables y apantallamiento

Cuando las corrientes de rayo fluyen a través de las turbinas eólicas, se producen grandes campos magnéticos. Si estos campos magnéticos variantes pasan a través de un lazo o bucle formado por el cableado o formado por el cableado y la estructura de la turbina, inducirán sobretensiones y sobrecorrientes dentro del lazo. Con base en la ley de inducción de Faraday, se sabe que la magnitud de la sobretensión está relacionada con el cambio del campo magnético y el área del bucle.

El diseño debe considerar la magnitud de los voltajes inducidos y asegurarse que las sobretensiones no excedan la capacidad del cableado y equipo conectado. El uso del apantallamiento y el trazado de cables deben ser documentados mediante el análisis o pruebas.

El apantallamiento es el medio por el cual los niveles de campo electromagnético son atenuados. La reducción de estos campos electromagnéticos pueden reducir sustancialmente los niveles de voltaje inducido en los circuitos.

Sobretensiones inducidas en el sistema de control a través de los cables de conexión se puede minimizar ya sea por protección espacial o mediante el enrutamiento de línea y protección o una combinación de ambos.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UN PROYECTO EÓLICO EN GUATEMALA

Entre los nuevos proyectos de generación que forman parte de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional se encuentran proyectos que utilizan recursos renovables con tecnologías no convencionales.

El proyecto contempla la construcción de una subestación eléctrica 138/34,5 kV para transformar la red interna del proyecto de 34,5 kV a alta tensión en 138 kV y la construcción de la línea de transmisión 138 kV de doble circuito de aproximadamente 0,8 km de longitud.

En cuanto a las características operativas generales, la central generadora debe participar efectivamente en la regulación de frecuencia y voltaje, y debe poder operar libremente de modo automático dentro de los límites establecidos en su curva de capacidad, entregando o absorbiendo potencia reactiva hasta un factor de potencia de 0,95 en su punto de conexión con el Sistema Eléctrico Nacional.

3.1. Obra civil

La construcción de un proyecto de generación eólica debe cumplir especificaciones en cuanto a la realización de la obra, organización de medios, personal, materiales, métodos constructivos, entre otros. Por ello, la ejecución técnica del parque eólico con todas las obras de infraestructura se centran básicamente en caminos de acceso y viales interiores, cimentaciones, plataformas para los aerogeneradores, centros de transformación, suministro y

tendido de cables de media tensión, fibra óptica, puesta a tierra de todo el parque, área para la subestación eléctrica y restauración medioambiental.

3.1.1. Caminos de acceso y viales internos

El camino de acceso al parque eólico comunica con los viales internos de nueva ejecución que permiten acceder a las plataformas, aerogeneradores y la subestación eléctrica del parque. Estos viales constan de dos capas, la primera compuesta de zahorra natural, seguida de una segunda capa de 10 centímetros de espesor de zahorra artificial. El criterio sugerido para el trazado de los caminos es de mantenerlo, en la medida de lo posible, paralelo a las líneas de los aerogeneradores.

La zahorra a utilizar en los viales podrá proceder de la propia excavación, siempre que se utilicen los ensayos necesarios para su caracterización de acuerdo al normativo utilizado. La anchura de los caminos es de 5 metros y para el drenaje superficial del camino se dispone de un bombeo del 2 %, que permite el desagüe superficial de la plataforma hacia los lados, donde se dispondrá de una cuneta lateral. Esta cuneta longitudinal se encuentra a ambos lados del camino y es de 0,50 metros de anchura y 0,50 metros de profundidad. En la figura 19 muestra uno de los viales internos del proyecto.

Durante la ejecución vial, la tierra vegetal procedente de la misma se almacenará para su posterior utilización en la regeneración de la cubierta vegetal del emplazamiento o para la realización de plataformas de los aerogeneradores, siempre que el material procedente sea el requerido, de lo contrario se transportará a un vertedero autorizado y se dispondrá de materiales de préstamo que cumplan con las condiciones técnicas requeridas.

Figura 19. **Vial interno del proyecto**



Fuente: *Proyectos eólicos*. <http://www.c-harbor.com/proyectoseolicos/movimientos>. Consulta: septiembre de 2015.

3.1.2. Cimentaciones de aerogeneradores

El tipo y el tamaño de las cimentaciones utilizadas para los aerogeneradores se rigen por las condiciones geotécnicas del sitio, la potencia máxima de la turbina y el tipo de la torre. Cuando el suelo se compone de tierra con suficiente capacidad de soporte para las cargas producidas por la turbina eólica, estas son transferidas al suelo por las zapatas, es decir, losa de cimentación. Las zapatas dependen de la capacidad de soporte del suelo, el peso propio de la base y el material de relleno en la parte superior de la base, para resistir los esfuerzos de corte producidos por las cargas de viento.

Si la capacidad de soporte del suelo no es la suficiente, se requiere de pilotes para incrementar la capacidad de carga de la cimentación. La función de los pilotes consiste en soportar la base y transferir las cargas a suelo más rígido. La resistencia de inclinación de la fundición proviene de la resistencia de tensión y compresión de los pilotes. Las zapatas pueden ser ancladas a la base rocosa con el fin de tomar ventaja de la alta resistencia de la roca en la superficie.

Debido a que en el estudio de suelos se observaron diferencias importantes en algunos emplazamientos, tanto en la naturaleza de los terrenos que constituyen el cimiento como a su grado de resistencia, se consideraron algunas condiciones de cimentación particulares para algunos de los aerogeneradores.

Luego de definir la localización exacta de cada uno de los aerogeneradores, con base en los perfiles de viento obtenidos en los estudios previos a la ejecución del proyecto, se iniciaron los trabajos de cimentación. Antes de ejecutar la cimentación, se procedió a la excavación de la misma hasta llegar a la profundidad donde el terreno presente las características necesarias para soportar el esfuerzo transmitido por los aerogeneradores o a la profundidad definida en el estudio de suelos.

La cimentación consiste en una zapata de concreto armado, como se muestra en la figura 20. Antes de ejecutar la zapata se nivela la superficie de apoyo con una capa de concreto de limpieza de 10 cm de espesor.

Figura 20. **Cimentación de aerogeneradores**



Fuente: parque eólico en Guatemala.

Sobre la zapata se construye un pedestal de planta circular de diámetro mayor de 18,75 metros, diámetro menor de 6,00 metros y altura de 2,60 metros. En este se coloca un carrete metálico, también llamado virola, para el anclaje del aerogenerador. En la figura 21 se muestra un detalle de la armadura metálica de uno de los aerogeneradores.

Por último, el relleno sobre la cimentación del aerogenerador se hará con material seleccionado exento de piedras y materia orgánica procedente de la excavación. La conexión eléctrica entre el interior de la torre y la canalización o zanja de red eléctrica se realiza a través de los correspondientes tubos que pasan por debajo de la sección de anclaje de la torre, como se muestra en la figura 22.

Figura 21. **Armadura metálica de aerogenerador**



Fuente: parque eólico en Guatemala.

3.1.3. Plataformas de montaje

Es la superficie libre de obstáculos que debe estar disponible al pie de cada aerogenerador, en la cual se llevan a cabo las operaciones de descarga, construcción y montaje o desmontaje de los aerogeneradores, mediante grúas.

En la figura 23 se muestra la vista de planta de una de las plataformas de montaje. Las dimensiones de la plataforma se determinan fundamentalmente por la superficie que ocupan las grúas y el espacio requerido para realizar las maniobras necesarias durante el montaje, así como el acopio del material a utilizar.

Figura 22. **Tubos de conexión al interior de los aerogeneradores**



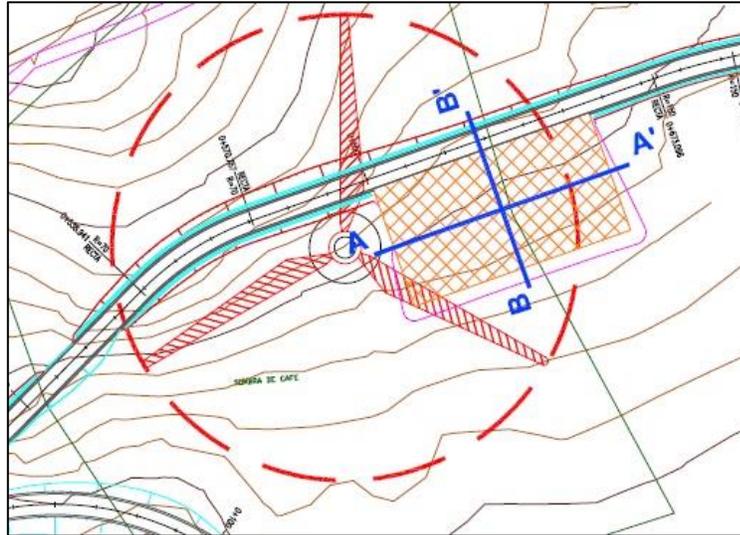
Fuente: parque eólico en Guatemala.

Las dimensiones de cada plataforma varían según las características del terreno, la distancia del pedestal al inicio de la plataforma debe ser de 1 metro como máximo, la nivelación contempla una pendiente del 0,5 %.

3.1.4. Zanjas de red eléctrica

Las zanjas o canalizaciones de red eléctrica se trazan entre los aerogeneradores de manera que estos se interconecten eléctricamente entre sí, y a su vez con el centro de control del parque, integrado en la subestación transformadora 138/34,5 kV.

Figura 23. **Vista de planta de aerogenerador con su respectiva plataforma de montaje**

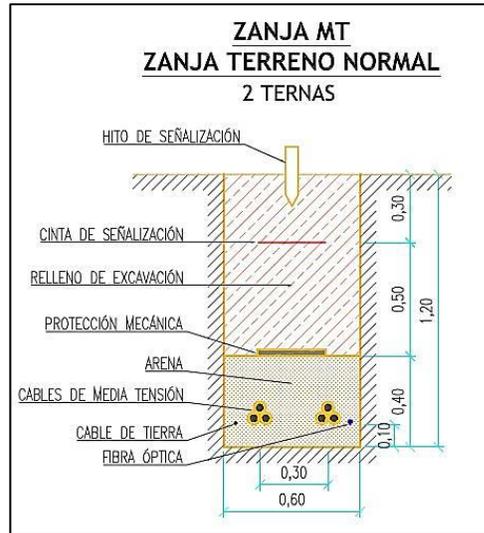


Fuente: Infraestructura y Productividad, S. A.

La canalización de la interconexión entre aerogeneradores a 34,5 kV consiste en zanjas excavadas de 1,20 metros de profundidad y 0,6 metros de anchura mínima, pudiendo ser superior en función del número de ternas a instalar. El recorrido de las zanjas debe ser debidamente señalado con hitos de señalización. En la figura 24 se muestra el detalle de una zanja de dos ternas, sobre terreno normal.

El lecho de la zanja debe ser liso y estar libre de salientes, cantos, piedras, entre otras. En el mismo se colocará una capa de 10 centímetros de arena de cantera, sobre la que se depositarán los cables correspondientes al circuito de 34,5 kV. Este tipo de arena es utilizado porque se encuentra exento de sustancias orgánicas u otros contaminantes químicos que pueden dañar los conductores de media tensión, red de tierras o fibra óptica.

Figura 24. **Detalle de zanja de media tensión de dos ternas, sobre terreno normal**



Fuente: Infraestructura y Productividad, S. A.

El lecho de la zanja debe ser liso y estar libre de salientes, cantos, piedras, entre otros. En el mismo se colocará una capa de 10 centímetros de arena de cantera, sobre la que se depositarán los cables correspondientes al circuito de 34.5 kV. Este tipo de arena es utilizado porque se encuentra exento de sustancias orgánicas u otros contaminantes químicos que pueden dañar los conductores de media tensión, red de tierras o fibra óptica.

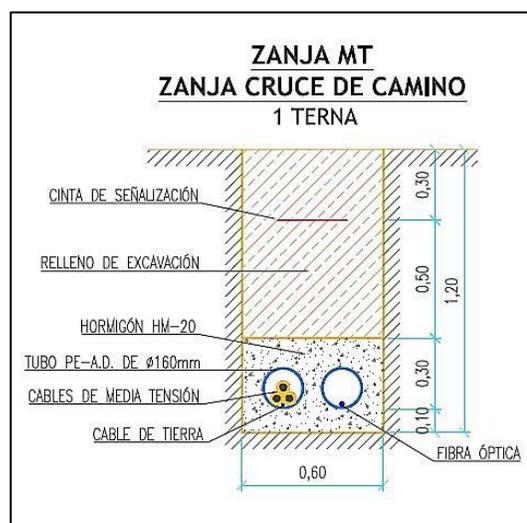
Por encima del cable irá otra capa de arena de idénticas características con un espesor de 30 centímetros, sobre la cual se colocará una protección mecánica por encima de los cables en todo su recorrido. Las dos capas de arena cubrirán la anchura total de la zanja.

A continuación se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación, de 50 centímetros de espesor, compactada por medios manuales. Luego de esta capa, a lo largo de todo su recorrido, se colocará una cinta de señalización que consta de placas de PVC de aproximadamente 50 centímetros de ancho por dos metros de largo cada una, colocada de forma continua a manera de advertir la existencia de cables de media tensión por debajo de ella.

Finalmente, por encima de la cinta de señalización se extiende otra capa de tierra de 30 centímetros, con material procedente de la excavación.

Para los casos en que las zanjas crucen el vial interior del parque, es necesaria la colocación de tubos de polietileno de 160 milímetros de diámetro para la protección del cable, como se muestra en la figura 25, recubiertas con 30 centímetros de hormigón HM-20, y siempre que sea posible en dirección perpendicular al vial.

Figura 25. **Detalle de la zanja de media tensión en cruce de camino**



Fuente: Infraestructura y Productividad, S. A.

3.2. Descripción técnica del aerogenerador

Está diseñado para cubrir las demandas energéticas de cualquier vivienda habitual, incluso con viento bajo. Además, su eficiencia de generación y diseño permite crear grupos de aerogeneradores para abastecer instalaciones trifásicas de gran potencia con un alto rendimiento.

3.2.1. Condiciones climáticas

A continuación se describen las condiciones climáticas existentes en la región donde se ubica el proyecto. Los parámetros climáticos analizados incluyen: temperatura, humedad relativa y precipitaciones.

El proyecto se localiza en un área la cual cuenta con un clima con temperatura promedio anual de 18 a 25 °C, característica de clima semicálido y muy húmedo, con un índice de evapotranspiración de 128 mm/año o mayor, y con vegetación natural. La humedad relativa promedio es de 82 %, las precipitaciones promedio son de 270,4 mm y vientos promedio a 50 metros de 7,88 m/s.

La información para el análisis de las variables climatológicas fue con base en los datos proporcionados por el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (Insivumeh), correspondientes a la estación meteorológica de Sabana Grande, la cual se encuentra a una elevación aproximada de 730 msnm.

Es importante mencionar, que la información es con base en datos correspondientes al período de 2000 - 2010, con intervalos de tiempo no

medidos, por consiguiente la información que se presenta a continuación representa un estimado de las condiciones climatológicas del área.

En relación a la temperatura promedio determinada de los datos de la estación meteorológica, se observa que el mes donde se registra el pico más bajo de temperatura es el mes de septiembre, correspondiendo el período del año con temperaturas más bajas con los meses de septiembre a diciembre. Por su parte, la temperatura media más alta se presentó en el mes de abril con un valor de 25,6 °C.

La humedad relativa promedio según los datos proporcionados por el Insivumeh, se haya en un rango de 74 a 88 %; siendo septiembre el mes con mayor humedad relativa y febrero el mes con menor humedad relativa. Los meses de enero a marzo registran los valores más bajos de humedad relativa, mientras que en los meses de mayo a octubre se presentan los valores de humedad relativa más altos.

Los datos de precipitación indican que los meses de diciembre a marzo representan la época seca del año, registrando los valores de precipitación promedio más bajos; mientras que los meses de abril a noviembre presentan los valores de precipitación más altos, coincidiendo con una mayor humedad relativa, y marcando la época lluviosa del año.

3.2.2. Aerogenerador

Una turbina eólica es un sistema capaz de transformar, de forma muy eficiente, la energía del viento en energía mecánica, que posteriormente es convertida en energía eléctrica a través del generador. En este proceso de conversión de energía interviene el rotor eólico, que es el elemento que

convierte la energía cinética del viento en energía mecánica, el tren de potencia, que transmite la potencia mecánica desarrollada por la turbina al generador eléctrico mediante una caja multiplicadora de velocidad, y, por último, el generador eléctrico, que es el dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica.

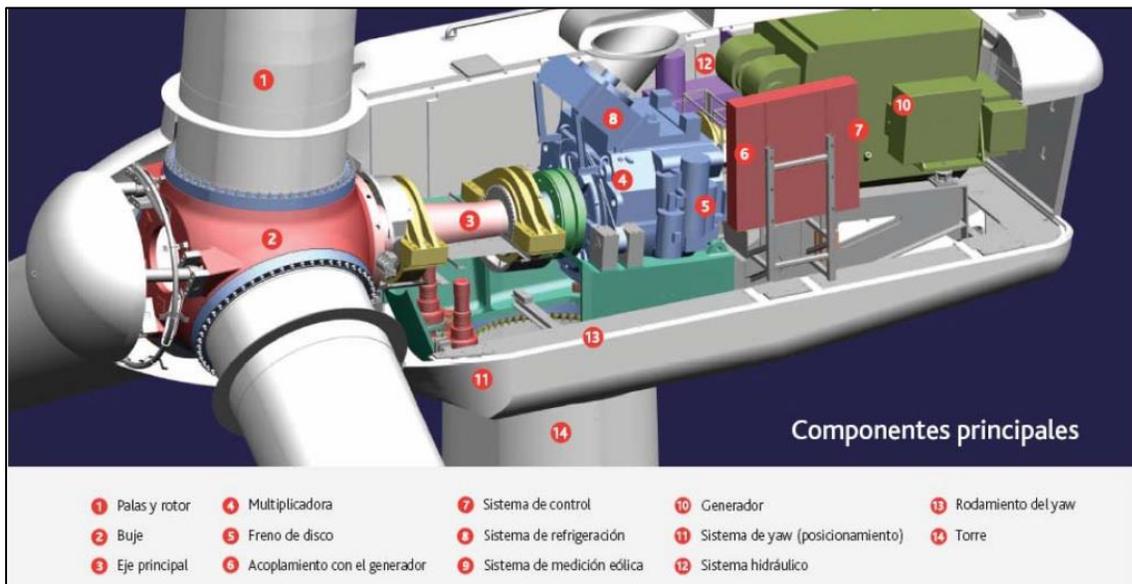
Algunos sistemas disponen, entre el generador y la red eléctrica, de convertidores electrónicos cuya función es controlar la velocidad de giro del generador y adicionalmente acondicionar la energía eléctrica generada. En la figura 26 se observan los sistemas que componen un aerogenerador moderno. Sin embargo, estos componentes pueden variar según la tecnología empleada por el fabricante y pueden incorporarse sistemas más complejos como mecanismo de supresión de incendios, sistemas anticolidión de obstáculos, sistema de monitoreo de operación, elevador de personal, sistema de operación a temperaturas de hasta $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, entre otros.

Para el éxito de un proyecto de energía eólica, uno de los primeros pasos es identificar la ubicación más conveniente para el proyecto. En cuanto a las clases de aerogeneradores, estos se definen en términos de la velocidad del viento y parámetros de turbulencia. El utilizar estos valores como base pretende englobar las características generales del sitio y dan una representación precisa del sitio en específico.

El modelo seleccionado para los aerogeneradores que componen el proyecto es el V112 3,3 MW de la empresa danesa Vestas Wind System A/S. La turbina posee una góndola de diseño ergonómico y muy amplio que hace más fácil el acceso a los equipos de mantenimiento, de manera que se puede reducir el tiempo empleado en el servicio mientras se maximiza el tiempo de funcionamiento sin comprometer la seguridad. La turbina puede ser instalada y

mantenida utilizando herramientas de instalación, mantenimiento y equipos estándar reduciendo aún más los costos de operación y mantenimiento al minimizar el nivel de *stock* de repuestos.

Figura 26. **Componentes principales de un aerogenerador**



Fuente: ALVAREZ, Nieves. *Proyecto de diseño, construcción y explotación de un parque eólico*. p. 70.

3.2.2.1. Torre

La estructura más eficiente para la transferencia de un empuje horizontal del rotor que actúe en cualquier dirección a nivel del suelo, en ausencia de pandeo, es una carcasa de cintura cónica. Sin embargo, adicional a los aspectos prácticos de transporte y montaje, la inestabilidad en compresión de las carcasas de paredes finas se opone a este tipo de diseño como una solución y las torres tubulares de acero comúnmente utilizadas tienen una forma cónica muy moderada.

Cabe señalar que la fabricación de torres de pequeña conicidad ha sido posible gracias al desarrollo de técnicas de laminación cada vez más sofisticadas y que las torres tubulares primero se construyen a partir de una serie de tubos cilíndricos de diámetro decreciente con pequeñas secciones adaptadoras que se sueldan entre sí. Una torre cónica se fabrica generalmente a partir de una serie de pares de placas laminadas en medio cono y unidas por dos soldaduras verticales. La altura de cada segmento de cono se limita a 2 o 3 metros según la capacidad del equipo de laminación.

Suponiendo que se adopte un diseño de torre como un cono uniforme, los parámetros clave a establecer son el espesor de la pared y el diámetro de la base de la torre. Por otro lado, el diámetro superior de la torre se guía por el tamaño del cojinete de soporte y el espesor de las paredes.

Las principales consideraciones que determinan las dimensiones de la base de la torre son el pandeo de la pared de la carcasa bajo compresión, resistencia a la fatiga bajo carga y los requisitos de rigidez para la frecuencia natural.

3.2.2.2. Góndola

Se sitúa en lo alto de la torre y su función, junto con la bancada de la misma, es la de transferir las cargas del rotor para el cojinete de posicionamiento, proporcionar soporte para la caja de velocidades y el generador.

La bancada de la góndola puede ser tanto una fabricación soldada constituida por elementos de viga longitudinal y transversal o una sola pieza de fundición mecanizada para adaptarse a las guías de carga con mayor precisión.

Una disposición bastante común de la bancada es una pieza de fundición en forma de un cono truncado invertido, que soporta el eje de baja velocidad del cojinete principal en la parte delantera y la caja de velocidades de estribor apoyada hacia la parte trasera, con el generador montado en una plataforma fabricada que se proyecta hacia la parte trasera y que se une a la pieza fundida por medio de pernos.

3.2.2.3. Multiplicador

La función del multiplicador o caja de velocidades es acelerar la velocidad de rotación del rotor a un valor adecuado para los generadores de inducción estándar, que en el caso de las máquinas de velocidad fija o máquinas de dos velocidades que funcionan a velocidades más altas, es por lo general 1 500 rpm más el deslizamiento requerido.

El diseño de cajas de engranajes industriales de relación fija es un tema fuera del alcance del presente trabajo de graduación, sin embargo, es importante reconocer que el uso de tales cajas de engranajes en las turbinas eólicas es de aplicación especial, debido al ambiente inusual y características de carga a las que son sometidas.

La mayoría de las turbinas eólicas tienen el freno mecánico situado en el eje de alta velocidad. Estas cargas de frenado son transmitidas a través del multiplicador. Normalmente, el freno mecánico es uno de los dos sistemas de frenado independientes, el cual debe ser capaz de desacelerar el rotor hasta detenerse luego de un exceso de sobrevelocidad. Esto regularmente requiere un par, cerca de tres veces el par nominal.

Como todo mecanismo de alta velocidad, debe contar con un sistema de lubricación adecuado. Este sistema es el encargado de mantener una película de aceite en los dientes de los engranajes y los elementos de rodadura de los cojinetes, con el fin de minimizar la abrasión de las superficies y el desgaste.

Diferentes niveles de lubricación elastohidrodinámica proporcionada por la película de aceite se pueden identificar, dependiendo del espesor de la película de aceite. Estos van desde lubricación hidrodinámica completa, que existe cuando las superficies metálicas están separadas por una película de aceite relativamente gruesa, hasta la lubricación de frontera cuando las asperezas de las superficies metálicas pueden estar separadas por películas lubricantes de tan solo unas pocas dimensiones moleculares de espesor.

3.2.2.4. Sistema de control

En términos generales, el sistema de control de una turbina eólica se compone de una serie de sensores, actuadores y un sistema que consiste en hardware y software que procesa las señales de entrada procedente de los sensores o elementos de control y que genera señales de salida hacia los actuadores. Estos sensores pueden ser:

- Veleta
- Anemómetro
- Sensor de velocidad del rotor
- Sensor de potencia
- Sensor de potencia eléctrica
- Finales de carrera
- Sensores de vibración
- Indicadores de temperatura y nivel de aceite

- Sensor de presión hidráulica
- Interruptores, pulsadores, entre otros

Los actuadores pueden incluir un actuador de posición angular hidráulico o eléctrico, en algunos casos un controlador de par del generador, contactores del generador, interruptores para activar el freno de los ejes, motores de orientación, entre otros.

El sistema que procesa las entradas y genera las señales de salida, por lo general, consiste en un ordenador o microprocesador que realiza las funciones normales de control necesarias para operar la turbina, complementado por un sistema de seguridad que cuenta con cableado de alta fidelidad. El sistema de seguridad debe ser capaz de anular el controlador normal, con el fin de llevar la turbina a un estado seguro si surge un problema serio.

Finalmente, las funciones del sistema de control de la turbina eólica se clasifican en tres. El sistema de control de supervisión, que puede ser considerado como el medio por el cual la turbina es llevada desde un estado operativo a otro. El control de lazo cerrado, que es por lo general un sistema basado en software que ajusta automáticamente el estado de funcionamiento de la turbina con el fin de mantenerla en alguna característica o curva de funcionamiento predefinida. El sistema de seguridad, cuya función es llevar a la turbina a una condición segura luego de un problema grave. Esto significa detener la turbina por medio de la aplicación de los frenos.

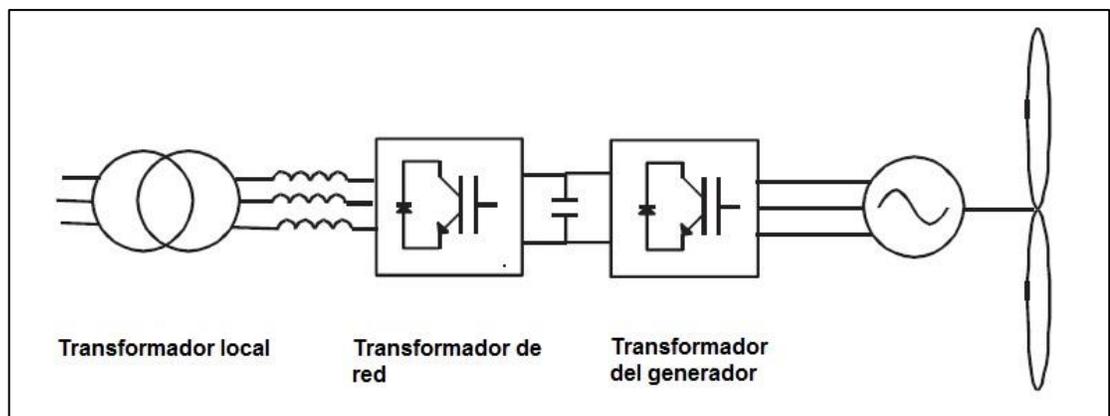
3.2.2.5. Generador eléctrico

Las turbinas eólicas modernas utilizan generadores de velocidad variable, los cuales tienen dos enfoques fundamentales de funcionamiento. Ya sea que

toda la potencia de salida de la turbina eólica pase a través del convertidor de frecuencia para dar un amplio rango de operación con velocidad variable, o un rango de velocidad restringida que puede conseguirse mediante la conversión de una sola fracción de la potencia de salida.

En un principio las turbinas eólicas de velocidad variable utilizaban un puente de diodo como rectificador para la generación y un tiristor como conmutador de la fuente de corriente para convertirlo al lado de la red. Sin embargo, los convertidores de tiristores conmutados consumen energía reactiva y producen corrientes armónicas. En la figura 27 se muestra un esquema de conexión para la generación con un amplio rango de velocidades.

Figura 27. **Generación con un amplio rango de velocidad variable 1**



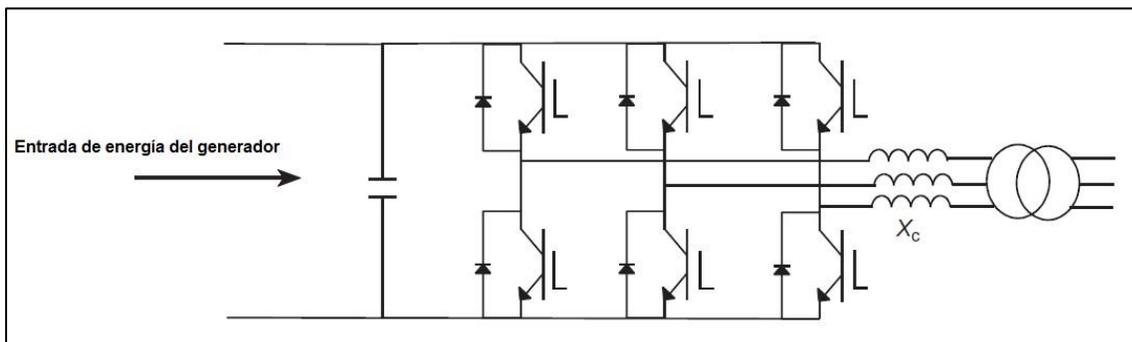
Fuente: BURTON, Tony. *Wind energy handbook*. p. 441.

Por esta esta razón, en la actualidad se utilizan dos convertidores de fuentes de tensión, ya sea como generador síncrono o de inducción. Cada convertidor consta de un puente de Graetz, como se muestra en la figura 28,

con transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) como elementos de conmutación.

Los puentes tienen una conmutación rápida, típicamente entre 2 – 6 KHz, con algún tipo de modulación de ancho de pulso para lograr una señal aproximada a una onda sinusoidal. El convertidor rectifica toda la potencia a DC, que luego se invierte por el convertidor de red.

Figura 28. **Generación con un amplio rango de velocidad variable 2**



Fuente: BURTON, Tony. *Wind energy handbook*. p. 441.

3.2.2.6. Sistema de seguridad y frenado

Las funciones del sistema de seguridad son llevadas a cabo paralelamente al desarrollo normal de los demás sistemas de control y operación de la máquina. El controlador de supervisión de turbinas eólicas debe ser capaz de iniciar y detener el movimiento de la turbina de forma segura en todas las condiciones previsibles, incluyendo vientos extremos, pérdida de la red eléctrica y la mayoría de las condiciones de falla que sean detectadas por el controlador.

El sistema de seguridad actúa como una copia de seguridad del sistema de control principal y se hace cargo si el sistema principal falla en la realización de sus funciones. También puede ser activado por un botón de paro de emergencia controlado por el operador.

Este sistema debe ser independiente del sistema de control principal en la medida de lo posible y debe ser diseñado para ser a prueba de fallos y altamente fiable. En lugar de basarse en cualquier tipo de lógica del ordenador o microprocesador, el sistema de seguridad normalmente consiste en un circuito con cableado a prueba de fallos que une una serie de contactos de relé normalmente abiertos que se encuentran cerrados durante condiciones nominales.

El sistema de seguridad podría actuar bajo cualquiera de las siguientes condiciones:

- Disparo del sensor de vibración, lo que podría indicar que se ha producido un fallo estructural importante.
- Sobrevelocidad del rotor, si se alcanza el límite de sobrevelocidad del hardware, el cual está ajustado por encima de sobrevelocidad del software que haría que el control de supervisión iniciara el apagado.
- Botón de parada de emergencia presionado por el operador.
- Si se cumple el tiempo del temporizador *whatchdog*, el controlador debe tener un control de vigilancia que se restablece cada paso de tiempo determinado del controlador, si no se reestablece dentro del tiempo, esto indica que el controlador está defectuoso y el sistema de seguridad debe apagar la turbina.
- Cualquier otro fallo que indique que el controlador principal podría no ser capaz de controlar la turbina.

3.2.3. Especificaciones técnicas de aerogeneradores

La turbina eólica Vestas V112-3,3 MW fue el modelo elegido para el proyecto de generación eólica debido a sus características técnicas. La turbina tiene una potencia de salida nominal de 3,3 MW, posee un sistema de alimentación basado en un generador de inducción y un convertidor de escala completa. Con estas características, la turbina eólica es capaz de operar el rotor a velocidad variable, manteniendo de esta forma la potencia de salida en su valor nominal o muy cercano a este, incluso con alta velocidad de viento.

En cuanto al diseño mecánico del aerogenerador, está equipado con un rotor de 112 metros de diámetro que consta de 3 aspas, cada una con una longitud de 54,7 metros y un buje de hierro fundido. Cuenta con un área de barrido de 9 852 metros cuadrados, una dirección de rotación en sentido horario (vista frontal), una orientación en contra del viento y un mecanismo de control de posicionamiento de aspas que constantemente optimiza el ángulo de ataque según las condiciones del viento. El aerogenerador cuenta con una distancia desde la sección de la base hasta el centro del buje de 84 metros de altura. Para la conversión de baja a altas revoluciones se utiliza una caja de velocidades cuyo tipo consta de dos etapas planetarias y una etapa helicoidal con un sistema de lubricación de aceite a presión.

La góndola del aerogenerador está hecha de fibra de vidrio, la sección del techo se encuentra equipada con sensores de viento y tragaluces. Estos pueden ser abiertos por ambos lados, permitiendo el acceso del interior hacia el exterior o viceversa. Para eliminar el aire caliente generado por el equipo mecánico y eléctrico se utiliza un sistema de ventilación ubicado en la góndola.

En cuanto a especificaciones eléctricas, la turbina eólica cuenta con un generador de inducción asíncrono trifásico con rotor de jaula conectado a la red a través de un convertidor de escala completa. La carcasa del generador permite la circulación de aire de refrigeración dentro del y el rotor. En la tabla III se muestran las especificaciones del generador.

El convertidor de escala completa es un sistema controlado tanto por el generador como por la calidad de energía entregada a la red. Este controla la conversión de energía de frecuencia variable del generador a energía de frecuencia alterna constante con niveles deseados de potencia activa y reactiva, junto con otros parámetros de conexión a la red. El convertidor se encuentra localizado en la góndola y tiene un voltaje nominal de conexión a la red de 650 V. La tensión nominal del lado del generador es hasta 750 V dependiendo de la velocidad el generador.

Tabla III. **Especificaciones técnicas del generador**

Generador	Descripción
Tipo	Asíncrono con rotor de jaula
Potencia nominal [P_N]	3 500 kW
Frecuencia [f_N]	0-100 Hz
Número de polos	04-jun
Voltaje de estator [U_{NS}]	3 x 750 V (a velocidad nominal)
Conexión devanados	Estrella o delta
Límite de sobrevelocidad Según IEC (2 minutos)	2,400 rpm
Sensores de temperatura, estator	3 PT100 sensores colocados en puntos calientes y 3 como respaldo
Clase de aislamiento	F o H
Grado de protección	IP54

Fuente: Vestas. *General specification V 112-3.3 MW*. p. 89.

El transformador elevador es trifásico de dos devanados de tipo seco, autoextinguible. Los devanados están conectados en triángulo en el lado de alta tensión a menos que se especifique lo contrario.

3.2.4. Curva de potencia

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cual será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades de viento, por lo que la energía que es capaz de desarrollar anualmente una turbina depende de dicha curva.

La curva de potencia se obtiene a partir de mediciones realizadas en campo, donde un anemómetro registra las medidas de velocidades de viento, y la potencia eléctrica se lee directamente de los aparatos de control del aerogenerador localizando los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico.

Las curvas de potencia se basan en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de turbulencia y en condiciones en las que el viento incide directamente en la parte delantera de la turbina. Las turbulencias locales o terrenos escabrosos pueden implicar que ráfagas de viento golpeen el rotor desde diversas direcciones provocando fluctuaciones en las mediciones. En consecuencia, puede ser complicado reproducir exactamente la curva de potencia en cualquier localización.

En cuanto a las características de viento de la zona geográfica donde se ubica el proyecto según la información remitida por el Insivumeh, la dirección predominante del viento en el área del proyecto es de suroeste a noreste y, teniendo en cuenta que la velocidad del viento varía con la altura, se ha

determinado que el viento del área alcanza una velocidad de hasta 8,5 m/s a una altura de 50 metros del suelo. En función de la velocidad del viento y según el Wind energy resource atlas of the United States, el área donde se ubicará el proyecto está catalogada como clase 5 (ver tabla IV).

En general los aerogeneradores modernos son diseñados para operar con velocidades de viento que varían entre 3 y 25 m/s en promedio. La primera es la velocidad de conexión, en la cual al ser superada el aerogenerador comienza a generar energía eléctrica, la segunda es la velocidad de corte, en la que existe una desconexión por viento excesivo.

Tabla IV. **Clasificación de las zonas geográficas en función de las características del viento**

CLASE	10 m		50 m	
	Densidad de Potencia (W/m ²)	Velocidad de Viento (m/s)	Densidad de Potencia (W/m ²)	Velocidad de Viento (m/s)
1	100	4,4	200	5,6
2	150	5,1	300	6,4
3	200	5,6	400	7,0
4	250	6,0	500	7,5
5	300	6,4	600	8,0
6	400	7,0	800	8,8
7	1 000	9,4	2 000	11,9

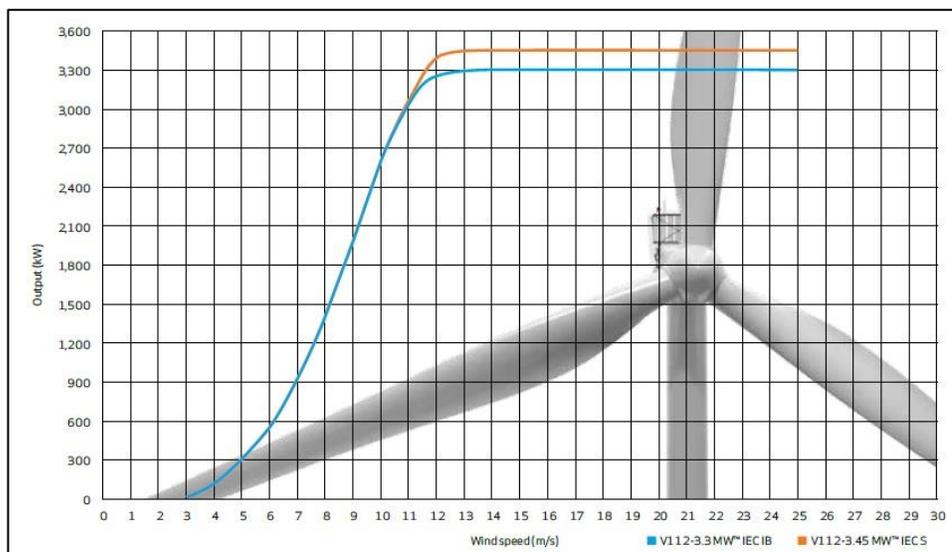
Fuente: *Wind energy resource atlas of the United States.*

<http://rredc.nrel.gov/wind/pubs/atlas/tables/1-1T.htm>. Consulta: noviembre de 2015.

En cuanto a los datos de operación del aerogenerador en función de la velocidad de viento, la velocidad de conexión es de 3 m/s, velocidad de desconexión de 25 m/s y una velocidad de reconexión de 23 m/s, en un rango de temperatura de operación que va de -20 hasta 45 °C.

En la figura 29 se muestra la curva de potencia en kilowatts del aerogenerador V112-3,3/3,45 MW IEC IB /IEC S, en función de la velocidad del viento en metros por segundo.

Figura 29. **Curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad de viento**



Fuente: Vestas. *General specification V 112-3.3 MW*. p. 97.

3.3. Infraestructura eléctrica

Todo sistema eléctrico de un proyecto de generación eólica debe garantizar que la energía eléctrica generada sea transportada de manera segura y eficiente desde cada una de las turbinas eólicas a lo largo del parque hasta la subestación eléctrica y fuera de ella hasta el punto de conexión con la red eléctrica nacional.

3.3.1. Generalidades

En parques eólicos con potencias instaladas superiores a unas decenas de megavatios, se hace necesaria la implementación de dos niveles de transformación. En el parque eólico el primer centro de transformación eleva la tensión de salida de los aerogeneradores en baja tensión de 650 V, hasta la tensión de distribución interna del parque en media tensión de 34,5 kV, para lo cual cada aerogenerador cuenta con su centro de transformación. El segundo corresponde a la subestación eléctrica y eleva la tensión de la red de media tensión interior del parque de 34,5 kV al nivel de alta tensión del sistema eléctrico nacional al cual se conecta en 138 kV.

3.3.2. Centros de transformación

Cada aerogenerador posee un centro de transformación, el cual puede situarse en el interior del mismo o en una caseta prefabricada de hormigón situada en la base del aerogenerador. Este centro de transformación es el que permite elevar la tensión para su conexión con la línea de media tensión permitiendo su transporte hasta la subestación del parque.

En el caso del proyecto, cada centro de transformación se encuentra dentro del aerogenerador, por lo que el diseño y las especificaciones técnicas del transformador son propias del fabricante.

Cada aerogenerador cuenta con celdas de protección y maniobra que permiten la conexión y desconexión individual de cada una de las turbinas con respecto a la red eléctrica del parque.

Dependiendo de la posición del aerogenerador en el parque, o si se conecta o no con otro aerogenerador, los módulos que configuran las celdas varían, las posiciones de los módulos son tomadas respecto a la subestación, siendo las posiciones iniciales las más cercanas a la misma. Un ejemplo de estas configuraciones se muestra en la figura 30. En el proyecto se encuentran los siguientes módulos:

- Módulo 0L+1^a

Es la configuración utilizada en los aerogeneradores en posiciones finales en los tendidos de línea. Permite tanto la protección del transformador como su conexión al resto de la red.

- Una celda de protección de transformador (0L)
- Una celda de línea de parque eólico sin seccionamiento (1A)

- Módulo 0L+1L+1^a

Es la configuración utilizada en los aerogeneradores en posiciones intermedias en los tendidos de línea. Permite tanto la protección del transformador como su conexión al resto de la red.

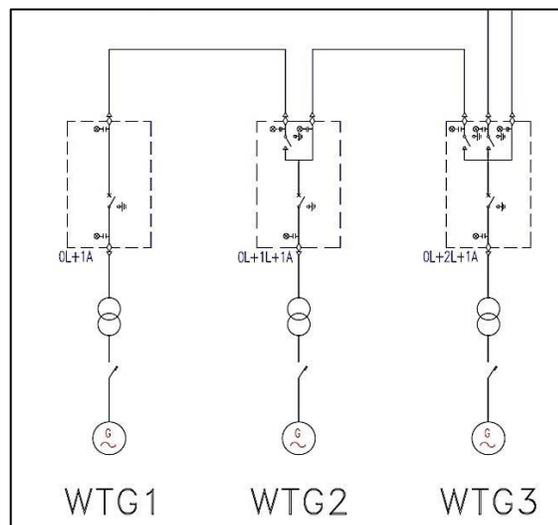
- Una celda de protección de transformador (0L)
- Una celda de línea de parque eólico con seccionamiento (1L)
- Una celda de línea de parque eólico sin seccionamiento (1A)

- Módulo 0L+2L+1A

Es la configuración utilizada en los aerogeneradores en posiciones iniciales en los tendidos de línea. Permite tanto la protección del transformador como su conexión al resto de la red.

- Una celda de protección de transformador (0L)
- Dos celdas de línea de parque eólico con seccionamiento (2L)
- Una celda de línea de parque eólico sin seccionamiento (1A)

Figura 30. **Configuración de conexión de centros de transformación**



Fuente: Infraestructura y Productividad, S. A.

3.3.3. Líneas de aerogeneradores de media tensión

Todas las conexiones entre los aerogeneradores que componen el parque eólico y la subestación eléctrica del mismo se realizan a nivel subterráneo. Esto, por un lado, por el impacto ambiental que supone la línea aérea y, por otro, para

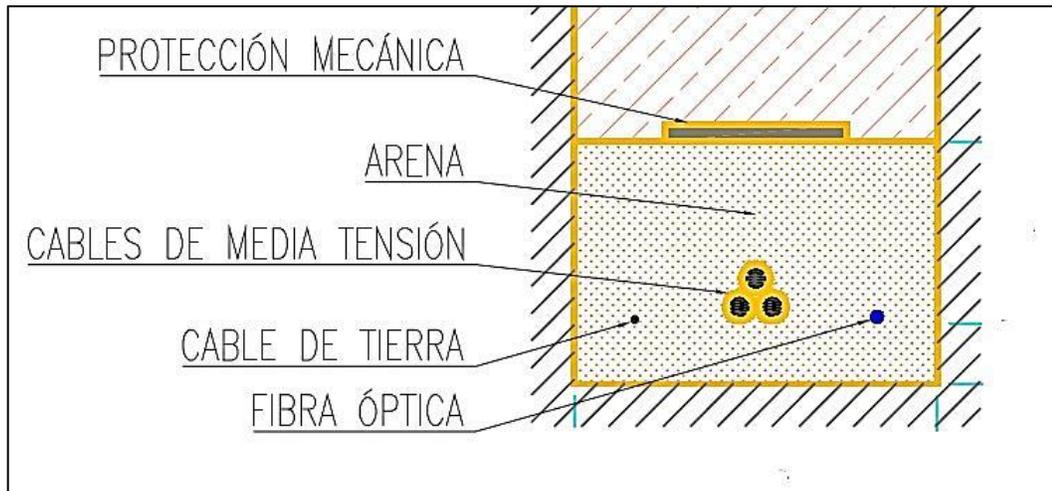
brindar una mayor facilidad al momento de realizar labores de mantenimiento y reparación de los aerogeneradores que requieran el empleo de grúas.

El trazado de la red de media tensión depende de la disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento. Dicha localización se relaciona con el potencial eólico de la zona previamente estudiado y analizado, y la orografía del terreno. Como se indicó anteriormente, el tendido es subterráneo y los cables son agrupados en ternas directamente en zanjas, como se describió al inicio de este capítulo.

Para la interconexión de los aerogeneradores, las líneas se conectan a las posiciones de entrada y salida de las celdas de media tensión situadas en los centros de transformación. El cable utilizado para dicha interconexión entre sí y a su vez con la subestación son ternas de cables unipolares RHZ1-OL 20/35 kV con aislamiento de XLPE, que consta de un conductor de aluminio electrolítico, clase 2, con un aislamiento de polietileno reticulado con pantalla sobre el aislamiento, de material termoestable. Posee una pantalla de alambres de cobre y contra espira de cinta de cobre y una cubierta exterior de poliolefina libre de halógenos.

En la misma zanja y con disposición similar a la mostrada en la figura 31, se realiza la colocación de la red de fibra óptica para comunicaciones, al igual que el cable desnudo para la puesta a tierra.

Figura 31. **Detalle de la distribución de cables de media tensión, cable de tierra y fibra óptica**



Fuente: Infraestructura y Productividad, S. A.

3.3.4. Comunicación por fibra óptica

Los cables de fibra óptica son utilizados para las comunicaciones del sistema de control y de protección de los aerogeneradores o para la comunicación entre el sistema de control eólico y la torre meteorológica.

Todos los aerogeneradores cuentan con este sistema de comunicación, cuyo sistema central se encuentra en el edificio de control de la subestación del parque, todo conectado mediante la red de fibra óptica.

Las principales características de los cables de fibra óptica empleados son las siguientes:

- 8 fibras por cable

- 9/125 μm fibra óptica monomodo
- Contenido libre de halógenos
- Resistente al fuego
- Protección contra penetración de agua
- Máxima atenuación de la fibra 1 310 nm de 0,35 dB/km
- Apta para tendido subterráneo directamente enterrado

3.3.5. Red de tierras

La red de tierra de todo el parque se compone de los sistemas de puesta a tierra individual de cada aerogenerador, interconectados entre sí como un solo sistema. Este sistema incluye una protección contra rayos para cada aerogenerador, adicionalmente funciona como un sistema de puesta a tierra para el sistema de media tensión en el parque eólico.

En la cimentación de cada aerogenerador se realiza una red de tierras, la cual se conecta a la armadura de la zapata. La red está formada por dos anillos conductores de cobre desnudo de 50 mm², situados encima de la primera fase de hormigonado de la cimentación del aerogenerador y conectados a la armadura de la zapata en varios puntos de forma circular, con diámetros diferentes.

Ambos anillos concéntricos unidos forman una superficie equipotencial. En la figura 32 se muestra la conexión del cable de tierra a la armadura de la zapata de uno de los aerogeneradores.

Una parte fundamental de este sistema de puesta a tierra es una barra principal colocada en la entrada del cableado en la turbina eólica. Todos los electrodos están conectados a esta barra principal de puesta a tierra. También

se realizan las conexiones equipotenciales de los cables que entran y salen de la turbina eólica.

Figura 32. **Conexión de cable de tierra a la armadura de la zapata del aerogenerador**



Fuente: parque eólico en Guatemala.

Adicionalmente, se cuenta con un conductor de cobre desnudo de 50 mm^2 , en el interior de las zanjas de media tensión, como se indicó al inicio de este capítulo, que recorre todo el parque eólico y que interconecta los sistemas de puesta a tierra de cada aerogenerador.

3.3.6. Subestación eléctrica del parque

Como parte de la infraestructura eléctrica necesaria para la conexión del parque eólico se cuenta con una subestación transformadora 138/34,5 kV para efectuar su interconexión con el Sistema Nacional Interconectado.

La subestación ocupará una extensión aproximada de 6 000 m² y estará equipada con un centro de operaciones que incluye la sala de control, sala de baterías, sala de celdas, sala de servicios auxiliares, almacén, almacén de químicos, sala de protecciones, sala de medida, comedor, cocina y servicios sanitarios; y la estructura de la subestación. Entre los equipos principales instalados en la subestación eléctrica están:

- Transformador de potencia y reactancias
 - Transformador de potencia en baño de aceite con regulación en carga, 138+/-10x1%/34,5kV, 20/25 MVA ONAN/ONAF.
 - Reactancia de puesta a tierra (zigzag).

- Apararmenta de alta tensión
 - Seccionador trifásico con cuchilla de puesta a tierra 145 kV, 1 250 A, 40 kA/1s.
 - Seccionador sin cuchilla de puesta a tierra 138 kV, 1 250 A, 40 kA/1s.
 - Interruptor mono-tripolar 145 kV, 1 250 A, 40 kA/1s.
 - Transformador de tensión inductivo.
 - Transformador de corriente.
 - Pantógrafo 138 kV, 1 250 A, 40 kA/1s.
 - Autoválvula 108 kV.
 - Aislador soporte 31 mm/kV.

- Apararmenta de media tensión
 - Pararrayos 34,5 kV.

- Seccionador monopolar.
- Terminales para conectar los cables de media tensión al transformador de potencia.
- Terminales para conectar los cables de media tensión a la celda del transformador de potencia.

- Servicios auxiliares
 - Armario de servicios auxiliares de corriente continua.
 - Armario de servicios auxiliares de corriente alterna.
 - Transformador de servicios auxiliares 34,5/0,4 kV, 25 kVA, seco, para instalación interior.
 - Rectificador 400 Vac / 110 Vcc.
 - Banco de baterías 100 Ah.
 - Convertidor DC/DC 110 Vcc / 48 Vcc.
 - Generador diesel de emergencia 100 kVA.

- Sistema de protección, control y medida
 - Protección diferencial de línea.
 - Protección diferencial de transformador.
 - Protección de distancia.
 - Sistema de medida para tarificación, compuesto por un panel con dos contadores (principal y de respaldo) para la tarificación de la energía evacuada.

- Sistema de puesta a tierra
 - Conductor de cobre de 95 mm².

- Pararrayos tipo serie T condensador atmosférico UNE 21.186/NF-C 17.102/NP 4.426 en la parte superior del pórtico de salida.
- Accesorios para la puesta a tierra (tuercas, pernos, tornillos, picas, entre otros).

La estructura metálica de la subestación es de acero galvanizado en caliente. Esta fue utilizada para el montaje de los equipos de intemperie de la subestación, así como los accesorios (pernos, plantillas, vainas para pernos, tornillería, entre otros) necesarios para el montaje completo de toda la estructura metálica de la misma. Por último, para el sistema de comunicaciones de la subestación se utilizó fibra óptica, con la finalidad de obtener una correcta comunicación de la subestación con las subestaciones contiguas y el centro de control de operaciones.

4. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DEL PARQUE EÓLICO EN GUATEMALA

Los aerogeneradores son estructuras de grandes dimensiones, ubicadas frecuentemente en configuraciones expuestas a descargas atmosféricas. Debido a esto, los aerogeneradores deben protegerse contra los rayos, como una medida de precaución contra pérdidas económicas, así como el peligro hacia el personal operativo y como un medio para reducir el mantenimiento requerido.

El diseño del sistema de puesta a tierra en el aerogenerador debe brindar una protección contra impacto de las descargas atmosféricas y contra fallas en el sistema de potencia. Si un aerogenerador no cuenta con protección contra el rayo pueden ocasionarse daños en las aspas, partes mecánicas, sistemas eléctricos y de control. Además, las personas que se encuentran dentro y en los alrededores del aerogenerador se encuentran expuestas al riesgo de las tensiones de paso, de contacto, a explosiones y fuegos producidos por los rayos.

Para la realización del sistema de puesta a tierra se considerarán las posibles disposiciones de electrodos recomendadas por la Norma IEC 62305-3, tomando en cuenta las características de cada una de ellas y considerando cuál de estas cumple con los requerimientos técnicos del proyecto a realizar. Se realizará un estudio del suelo presente en el emplazamiento de los aerogeneradores con el fin de determinar el grado de homogeneidad del mismo, sus características de resistividad eléctrica, humedad presente, permeabilidad, entre otros.

Con estos datos y las características constructivas de la cimentación de los aerogeneradores, se procederá al dimensionamiento de los electrodos de puesta a tierra correspondientes, considerando las características de las conexiones eléctricas y mecánicas necesarias. Se especificarán los posibles métodos de conexión entre aerogeneradores y la red de tierras de la subestación, se realizarán recomendaciones para la medición de voltajes de paso y de contacto en las cercanías de las estructuras y aspectos generales de mantenimiento.

Por último, se realizará el dimensionamiento de la red de tierras de las subestación eléctrica, tomando los resultados de la estructura del suelo existente en el proyecto y considerando los parámetros necesarios para el dimensionamiento de una red de tierras segura, manteniendo los gradientes de potencial controlados.

4.1. Generalidades

Con la finalidad de disipar las corrientes de rayo o corrientes de falla, es esencial contar con un sistema eficaz de puesta a tierra. Cuando en la red eléctrica interna del parque se producen fallas o circulan corrientes de este tipo, es necesario mantener las tensiones de paso y contacto en niveles seguros hasta que los equipos de protección actúen liberando la falla.

En cuanto a las descargas atmosféricas, el sistema de puesta a tierra debe ser capaz de conducir y disipar la alta frecuencia y la alta energía de la corriente de rayo en el terreno sin que se generen efectos térmicos y electrodinámicos peligrosos.

El sistema de puesta a tierra debe diseñarse de manera que cumpla con los cuatro requisitos siguientes:

- Garantizar la seguridad de las personas en cuanto a las tensiones de paso y de contacto que puedan aparecer durante las fallas a tierra.
- Debe ser capaz de soportar los esfuerzos térmicos y electrodinámicos a los que estará sometido durante el tiempo que dure la falla.
- Prevenir daños a los equipos.
- Contar con suficiente resistencia mecánica y a la corrosión a largo plazo.

4.1.1. Disposición de electrodos de tierra

La descripción de las disposiciones de los electrodos de puesta a tierra se hace con base en la Norma IEC 62305-3, la cual proporciona los requisitos para la protección contra los daños físicos mediante un sistema de protección contra el rayo en el interior y en los alrededores de la estructura. Estos sistemas permiten interceptar las descargas de los rayos en la estructura, conducir con seguridad la corriente de rayo a tierra y disipar dicha corriente de manera segura. Por esta razón las siguientes especificaciones son basadas en esta norma y permiten la protección de los seres vivos contra lesiones y contra los riesgos debido a las tensiones de paso y de contacto. Dichas disposiciones son de aplicación a los aerogeneradores y se consideran, básicamente, dos sistemas de puesta a tierra.

- Disposición tipo A

Esta disposición consiste en electrodos horizontales o verticales instalados en el exterior de la estructura a proteger y conectados con cada conductor de bajada o electrodo de cimentación sin formar un bucle cerrado.

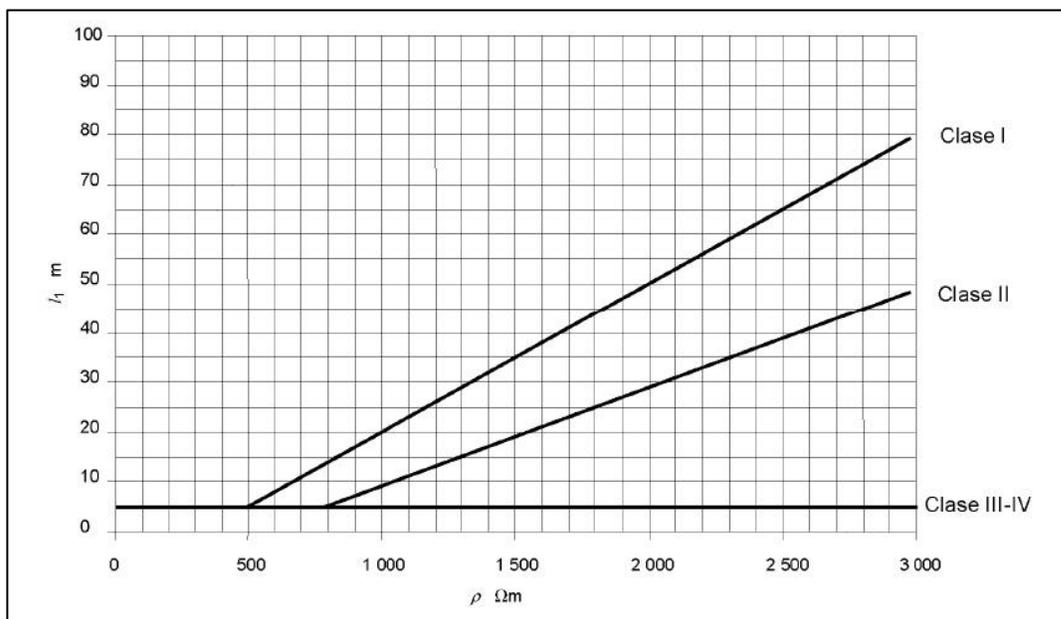
En esta disposición el número de conductores no debe ser inferior a dos y la longitud mínima de cada electrodo de tierra en la base de cada conductor de bajada debe ser:

l_1 : para electrodos horizontales

$0,5 \cdot l_1$: para electrodos verticales o inclinados

Donde l_1 es la longitud mínima de cada electrodo horizontal, la cual depende del nivel de protección contra el rayo (I-IV) y de la resistividad del terreno, dicho valor se obtiene de la figura 33. Las clases III y IV son independientes de la resistividad del terreno.

Figura 33. **Longitud mínima l_1 de cada electrodo de tierra en función de la clase del sistema de protección contra el rayo**



Fuente: Norma IEC 62305-3. p. 85.

Si se utiliza una combinación de electrodos horizontales y verticales, debe considerarse la longitud total. Estas longitudes mínimas de electrodos pueden despreciarse si la resistencia de puesta a tierra del sistema tiene un valor inferior a 10Ω , como lo recomienda la Norma para sistemas aislados. Este valor debe ser medido a una frecuencia diferente de la frecuencia industrial y de sus múltiplos, con la finalidad de evitar interferencias.

Esta disposición no se recomienda para el uso de aerogeneradores, pero puede ser empleada en construcciones menores situadas dentro del parque eólico como construcciones que contengan equipos de medida u oficinas.

- Disposición tipo B

Esta disposición es la recomendable para utilizarse en el sistema de puesta a tierra de aerogeneradores. Está constituida por un anillo conductor exterior a la estructura a proteger, en contacto con el terreno al menos en 80 % de su longitud, o un electrodo de cimentación formando un anillo cerrado. Estos electrodos de tierra también pueden ser mallados.

Para el electrodo de anillo, o de cimentación, el radio medio r_e de la superficie cerrada por el electrodo en anillo no debe ser inferior a l_1 , el cual está indicado en la figura 33.

$$r_e \geq l_1$$

Cuando se requiere un valor superior de l_1 al valor correspondiente de r_e , deben añadirse electrodos horizontales, verticales o inclinados con longitudes individuales según:

$$l_r = l_1 - r_e$$

$$l_v = \frac{l_1 - r_e}{2}$$

Donde

l_r : longitud electrodo horizontal

l_v : longitud electrodo vertical

Estos electrodos horizontales o verticales adicionales deben conectarse al electrodo de anillo en los puntos en los que se conectan los conductores de bajada. Se recomienda que el número de electrodos no sea inferior al número de conductores de bajada y que tenga un número mínimo de dos.

4.1.2. Impedancia del sistema de puesta a tierra

Para reducir la impedancia del sistema de puesta a tierra, en algunos casos se emplean electrodos profundos, los cuales pueden ser efectivos en casos especiales en los que la resistividad decrece con la profundidad y en los terrenos en los cuales las capas de baja resistividad aparecen a profundidades mayores.

Algunas cimentaciones de aerogeneradores utilizan hormigón pretensado, en este caso deben considerarse las posibles consecuencias que puede ocasionar el paso de las corrientes de rayo o de fallas del sistema de potencia, ya que estas pueden producir esfuerzos mecánicos inaceptables, dañando la integridad estructural de la cimentación.

El valor de impedancia del sistema de puesta a tierra no afecta la eficiencia del sistema de captación de rayos ni al sistema de bajada. El sistema

de puesta a tierra debe ser diseñado de manera que el valor de impedancia característica tenga los menores valores posibles, minimizando la elevación de potencial del electrodo, reduciendo el valor de la corriente parcial del rayo que pueda circular en las líneas de servicio conectadas al aerogenerador y reduciendo el riesgo de formación de arco eléctrico sobre otras líneas de servicio que se encuentren próximas al sistema de puesta a tierra.

Para minimizar los efectos de la corrosión y de la sequedad del terreno, se debe seleccionar adecuadamente la profundidad de colocación y el tipo de electrodo. De esta manera se estabiliza el valor de la resistencia de puesta a tierra. En condiciones de hielo se recomienda no considerar como efectivo el primer metro de un electrodo vertical.

4.2. Red de tierras de los aerogeneradores

Debido a las grandes dimensiones de un aerogenerador, la cimentación de los mismos está compuesta por grandes cantidades de acero de grandes proporciones. El acero de la cimentación debe emplearse generalmente con fines de puesta a tierra como un sistema de puesta a tierra de cimentación, disminuyendo de esta manera el valor de resistencia lo más posible.

La red de tierras de un aerogenerador es la encargada, junto con el sistema de protección contra el rayo interno, de impedir que se produzcan por las corrientes del rayo que puedan circular por el sistema externo de protección contra rayo o cualquier otra parte conductora de la estructura, arcos eléctricos o chispas peligrosas en la estructura a proteger.

Es por esta razón que para impedir la formación de arcos eléctricos o chispas entre las instalaciones metálicas, sistemas internos o partes

conductoras externas y líneas conectadas a la estructura, las conexiones equipotenciales deben realizarse de acuerdo a la normativa, así como ser sometidas a pruebas e inspecciones.

4.2.1. Investigación de la estructura el suelo

Actualmente es común encontrar diferentes libros que contienen abundantes datos sobre los rangos de resistividad para varios tipos de suelos y rocas. Sin embargo, realizar estimaciones solamente con la clasificación del suelo conlleva a valores no muy exactos, por lo que es necesario efectuar mediciones de resistividad dentro del parque, para determinar la composición del suelo y el grado de homogeneidad.

Las pruebas de las muestras de excavaciones, investigaciones geológicas y perforaciones brindan información sobre la presencia de varias capas y la naturaleza del suelo. Los resultados de la exploración y análisis de laboratorio del suelo dentro del proyecto sugieren que se encuentra ubicado sobre una serie de estratos variables de pequeño a mediano espesor, con valores de capacidad de soporte baja en los primeros estratos y de valores altos en los estratos más profundos. Los suelos estudiados constituyen suelos muy heterogéneos y muy consistentes, estando compuestos básicamente por estratos de arenas y cenizas volcánicas alternando con pequeños estratos de arcillas limosas, todo esto sobre lava máfica del volcán Pacaya.

Como parte de la medición de resistividad eléctrica en el estudio geofísico del proyecto, se utilizó la metodología geofísica de trincheras eléctricas. Esta consiste en una secuencia de mediciones de resistividad eléctrica a lo largo de un perfil del terreno para investigar las variaciones laterales de resistividad en el subsuelo. El mismo representa un método de investigación horizontal, a

profundidad aproximadamente constante, adecuada para detectar contactos geológicos, estructuras irregulares que se presentan como heterogeneidades de resistividad o para determinar el valor de la resistividad eléctrica del suelo.

Para el estudio se efectuaron dos trincheras de 140 metros y se utilizó la metodología Wenner, la cual consiste en enterrar cuatro electrodos tipo varilla sobre una línea recta a una profundidad de enterramiento “b” y equidistantes una distancia “a”, cuyas especificaciones de funcionamiento y medición se expusieron en el capítulo 1.

Para la medición en campo se utilizó una separación interelectródica inicial “a” de 5,0 metros. Cada trinchera fue realizada cuatro veces a profundidades teóricas de investigación de 5, 10, 15 y 20 metros, correspondientes a aperturas interelectródicas de esas mismas magnitudes.

Los resultados del procesamiento de las mediciones son tomografías y secciones de isoresistividades. Al analizar dichas tomografías, se pudo observar un cambio relevante a una profundidad de 5,73 metros, donde el estrato inmediatamente arriba de esta profundidad, y cuyo valor será el utilizado para el diseño de la subestación eléctrica del parque, tiene una resistividad mayor de 350 ohm-m, y por debajo un valor de resistividad de 125 ohm-m. En cuanto al valor de resistencia para el sistema de puesta a tierra de los aerogeneradores se considerará un promedio de las mediciones realizadas en cada uno de los emplazamientos, obteniendo un valor de resistividad de 320 ohm-m.

Debajo de esta profundidad hay muy poca variación en el resto del perfil, considerando la homogeneidad de los depósitos volcánicos, se interpreta este

cambio como un aumento de la porosidad, permeabilidad de los suelos y humedad presente.

En consecuencia, se considera que los valores de resistividad encontrados se encuentran dentro de los valores normales y concuerdan con los valores típicos del material volcánico característico del altiplano guatemalteco.

4.2.2. Conexiones equipotenciales

Para lograr la equipotencialización del aerogenerador, se debe conectar el sistema de protección contra el rayo a las instalaciones metálicas, sistemas internos, partes conductoras externas y las líneas conectadas a la estructura. Para que parte de la corriente del rayo pueda circular por estos sistemas internos, deben establecerse las conexiones equipotenciales en los mismos tomando en cuenta sus efectos. Los diferentes medios de interconexión pueden ser:

- Conductores equipotenciales, cuando la continuidad eléctrica no la proporciona una conexión equipotencial natural.
- Por medio de dispositivos de protección contra sobretensiones, cuando no es posible realizar conexiones directas con los conductores, estos deben instalarse de tal manera que puedan inspeccionarse.
- Explosores, cuando no se permiten conexiones directas con los conductores equipotenciales.

Las conexiones equipotenciales en instalaciones metálicas deben realizarse en la base o aproximadamente a nivel del terreno. Los conductores

equipotenciales deben conectarse a una barra equipotencial, la cual, a su vez, debe estar conectada al sistema de puesta a tierra.

En estructuras grandes, generalmente más de 20 metros de longitud, puede instalarse una barra equipotencial en anillo o, de ser necesario, más de una barra equipotencial, siempre que estas se encuentren interconectadas. Estas conexiones equipotenciales deben realizarse de la manera más directa y recta posible.

En la tabla V se muestra un detalle de las secciones mínimas de los conductores equipotenciales que conectan las barras equipotenciales y la de los conductores que conectan las barras equipotenciales con los sistemas de puesta a tierra.

Tabla V. **Dimensiones mínimas de conductores entre las diferentes barras equipotenciales o que conectan estas con el sistema de puesta a tierra**

Clase de SPCR	Material	Sección [mm ²]
I a IV	Cobre	16
	Aluminio	25
	Acero	50

Fuente: Norma IEC 62305-3.

Adicionalmente, en la tabla VI se indican las secciones mínimas de los conductores equipotenciales que conectan las instalaciones metálicas internas a las barras equipotenciales.

Tabla VI. **Dimensiones mínimas de conductores que conectan las instalaciones metálicas internas a las barras equipotenciales**

Clase de SPCR	Material	Sección [mm ²]
I a IV	Cobre	6
	Aluminio	10
	Acero	16

Fuente: Norma IEC 62305-3.

En las partes conductoras externas, las conexiones equipotenciales deben establecerse tan cerca como sea posible del punto de entrada a la estructura a proteger. En cuanto a los conductores de los sistemas internos, si no están apantallados ni instalados en conductores metálicos, pueden conectarse equipotencialmente a través de dispositivos de protección contra sobretensiones.

Finalmente, las conexiones equipotenciales para las líneas eléctricas y de telecomunicaciones deben conectarse equipotencialmente, ya sea directamente o bien a través de un DPS. Los conductores activos solo deben conectarse a la barra equipotencial mediante DPS. Las pantallas de los cables o de los conductos deben conectarse equipotencialmente lo más cerca a la entrada de la estructura posible.

4.2.2.1. Conexiones mecánicas

Son todas aquellas que permiten sujetar de manera segura dos o más partes metálicas, con ayuda de herramientas mecánicas. Si el acero de las estructuras de hormigón de la cimentación de los aerogeneradores se conecta externa e internamente para tener continuidad eléctrica, puede obtenerse una

protección efectiva contra los daños físicos, ocasionados por las corrientes de rayo o de falla inyectadas en la misma, ya que se considera que estas circulan por un gran número de caminos en paralelo. Debido a esto, deben preverse conductores equipotenciales o placas de tierra que permitan conexiones eléctricas confiables a la armadura de acero.

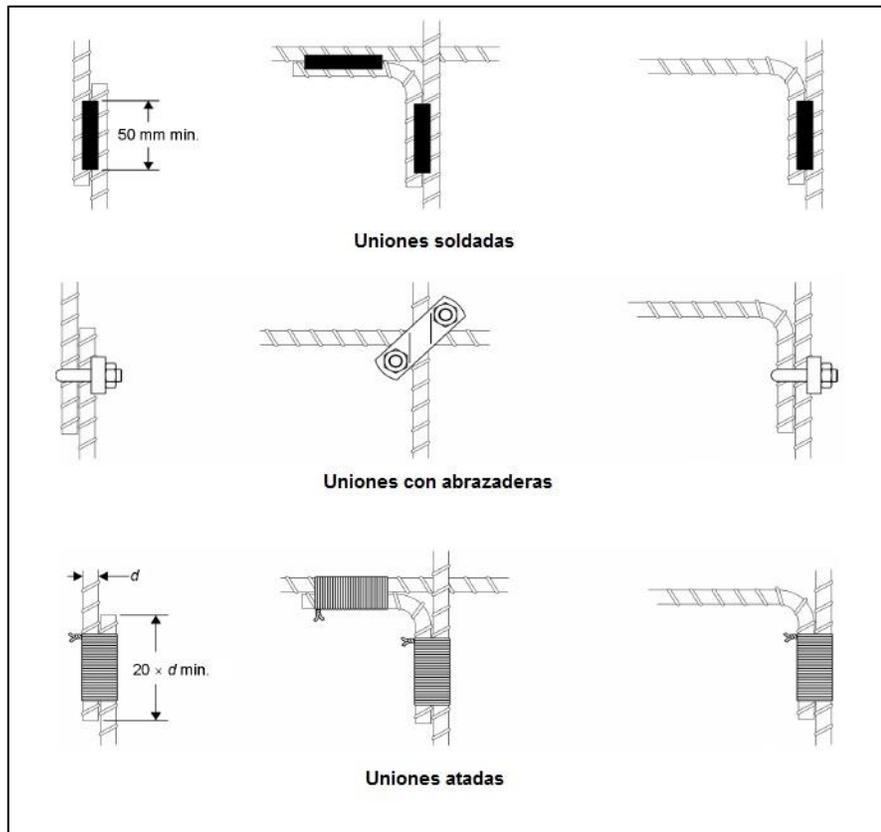
Para garantizar la continuidad de la armadura de acero es necesario realizar soldaduras y abrazaderas. En cuanto a la longitud de las soldaduras en las barras de la armadura, no deben ser inferiores a 50 milímetros. En la figura 34 se muestra un detalle de estas conexiones.

Al momento de realizar la unión de los conductores equipotenciales o del sistema de puesta a tierra con las barras de la armadura por medio de abrazaderas, deben utilizarse dos conductores equipotenciales o uno con dos abrazaderas a diferentes barras de la armadura, debido a que una vez vertido el hormigón no pueden inspeccionarse dichas uniones.

4.2.2.2. Conexiones exotérmicas

El proceso de soldadura exotérmica es un método que consiste en realizar conexiones eléctricas de cobre a cobre o de cobre a acero sin requerir ninguna fuente exterior de calor o energía.

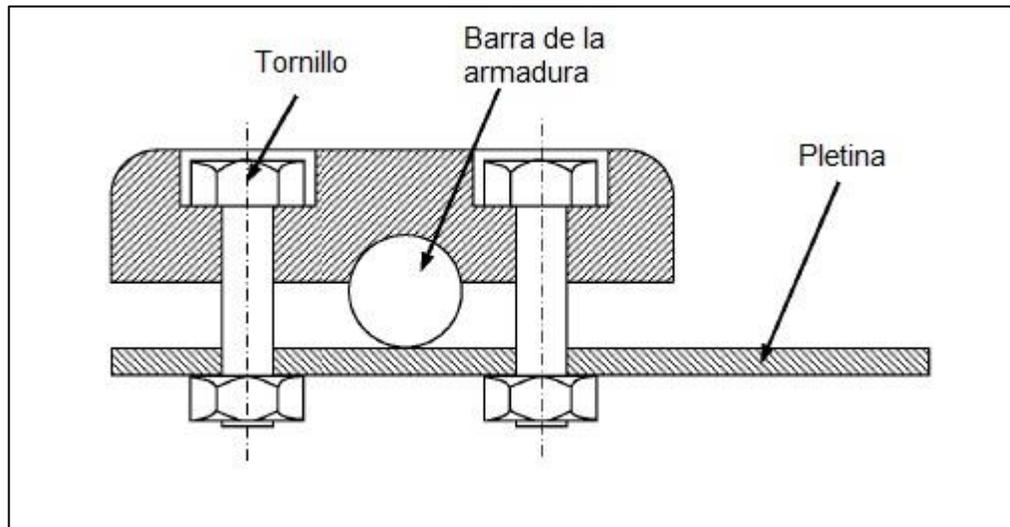
Figura 34. Uniones soldadas y mediante abrazaderas



Fuente: Norma IEC 62305-3.

En este proceso, se enciende un polvo granular metálico en el interior de un molde, en el que previamente se han introducido las piezas a soldar y que genera una alta temperatura a consecuencia de la reacción provocada por la reducción del óxido de cobre por el aluminio. El metal líquido de cobre fluye en la cavidad de la soldadura llenando cualquier espacio disponible.

Figura 35. **Unión de una pletina a una barra de la armadura**



Fuente: Norma IEC 62305-3.

Las conexiones de soldadura exotérmica producen una unión permanente, cuyas características de funcionamiento son superiores comparadas con cualquier conector mecánico, ya que es un proceso que da como resultado una unión molecular de los materiales a soldar. Sin embargo, este tipo de proceso se llevará a cabo únicamente en la conexión de tierra de la subestación debido a la configuración de la armadura metálica de la cimentación de los aerogeneradores.

4.3. Dimensionamiento de los electrodos

Como se expuso al inicio de este capítulo, la longitud mínima l_1 de los electrodos de puesta a tierra está en función del valor de resistividad del terreno y el nivel de protección contra el rayo. Para terrenos con resistividad superior a $500 \Omega\cdot m$, la longitud mínima l_1 aumenta linealmente hasta 80 metros, correspondiente a un valor de resistividad de $3\ 000 \Omega\cdot m$. Ya que el valor de

resistividad del suelo en el proyecto es de $350 \Omega\text{-m}$, el valor correspondiente de l_1 es de 5 metros, por lo que el valor del radio medio (r_e) de la superficie abarcada por el electrodo anular o de cimentación será de 9 metros, con el objetivo de cumplir la condición de diseño $r_e \geq l_1$.

En cuanto a las longitudes mínimas de los electrodos, pueden no tomarse en consideración si la resistencia de puesta a tierra es inferior a 10Ω , medida a un valor de frecuencia diferente al de la red de potencia y con un bajo contenido de armónicos.

Actualmente, para el diseño de las instalaciones de puesta a tierra, es común el uso de programas computacionales debido a su capacidad de hacer análisis precisos, además de la incorporación de múltiples variables y elementos que involucran estos sistemas. Algunos de estos programas poseen la capacidad de analizar la respuesta de los sistemas a corrientes transitorias, como las corrientes de rayo.

El uso de estos programas está fuera de los alcances de este trabajo de graduación, por lo que se utilizarán las siguientes expresiones para el cálculo del valor de la resistencia de puesta a tierra para la configuración de electrodos indicada.

La configuración utilizada para el diseño del sistema de puesta a tierra consiste en dos electrodo anulares interiores combinado con electrodos radiales, como se muestra en la figura 36. Para lo que se calcula el valor de resistencia de cada uno de los elementos por separado y luego el valor de la resistencia combinada.

La resistencia del electrodo anular desnudo enterrado está dado por:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi^2 \cdot D} \ln \frac{4 \cdot D}{\sqrt{2 \cdot a \cdot d}}$$

Donde

ρ : resistividad del terreno, en ohm-metro.

a : radio del cable radial, en metros.

d : profundidad de colocación, en metros.

D : diámetro del electrodo anular, en metros.

Para el cálculo de la resistencia de los n electrodos radiados horizontalmente y dispuestos simétricamente entre sí desde un punto común, se utiliza la siguiente expresión:

$$R_2 = \frac{\rho}{n \cdot \pi \cdot L} \left[\ln \frac{2 \cdot L}{\sqrt{2 \cdot a \cdot d}} - 1 + \sum_{m=1}^{n-1} \ln \left[\frac{1 + \operatorname{sen} \left(\frac{\pi \cdot m}{n} \right)}{\operatorname{sen} \left(\frac{\pi \cdot m}{n} \right)} \right] \right]$$

Donde

n : número de cables radiales

L : longitud de cada cable radial

Para el cálculo de la resistencia mutua entre el electrodo anular y los n electrodos radiados desde un punto común se tiene:

$$R_3 = \frac{\rho}{\pi^2 \cdot D} \ln \frac{4 \cdot D}{\sqrt{\frac{2 \cdot L}{e} \cdot d}}$$

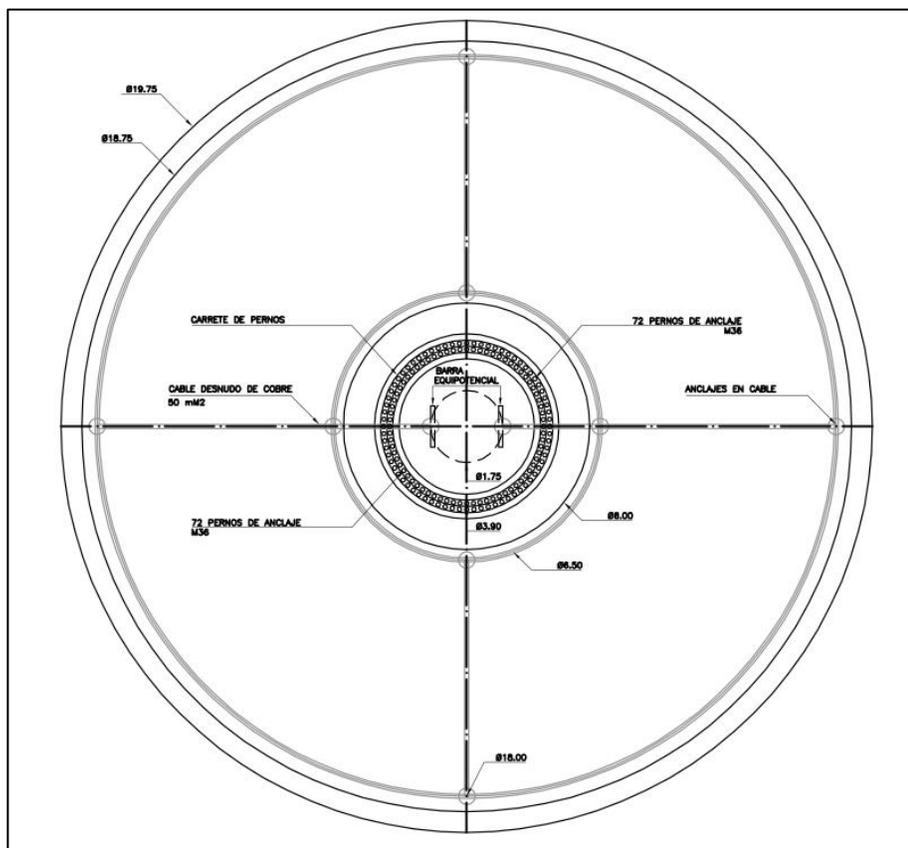
Donde

e : Valor exponencial natural

Finalmente, para el valor de la resistencia combinada en ohms de los elementos que componen la configuración es:

$$R = \frac{R_1 R_2 - R_3^2}{R_1 + R_2 - 2 R_3}$$

Figura 36. Disposición de electrodos de tierra de aerogeneradores



Fuente: elaboración propia, con base en la Norma IEC 61400-24:2010.

La selección de los materiales a utilizar se hará con base en la tabla VII, que especifica los materiales, configuraciones y las dimensiones mínimas de los

electrodos de puesta a tierra que deben cumplir adicionalmente con los requisitos y ensayos de la Norma IEC 62561-1.

Tabla VII. **Materiales, configuraciones y dimensiones mínimas de los electrodos de puesta a tierra**

Material	Configuración	Dimensiones		
		Electrodo Ø mm	Conductor de tierra mm ²	Placa de tierra mm ²
Cobre Placa fina de cobre	Cable trenzado		50	
	Redondo	15	50	
	Pletina		50	500 x 500
	Tubo pletina	20		600 x 600
	Placa mallada			
Acero galvanizado en caliente	Redondo	14	78	
	Tubo	25		
	Pletina		90	
	Pletina			500 x 500
	Placa mallada ^c			600 x 600
	Perfil	^d		
Acero desnudo ^b	Cable trenzado		70	
	Redondo		78	
	Pletina		75	
Cobre recubierto con acero	Redondo	14	50	
	Pletina		90	
Acero inoxidable	Redondo	15	78	
	Pletina		100	
^b Debe embeberse en hormigón una profundidad mínima de 50 mm.				
^c La placa mallada debe construirse con una longitud mínima de conductor de 4,8 m.				
^d Se permiten diferentes perfiles con una sección de 290 mm ² y un espesor mínima de 3 mm, por ejemplo, sección en cruz.				

Fuente: Norma IEC 62305-3.

Para el electrodo anular de puesta a tierra se utilizará cable de cobre trenzado calibre IEC 50 mm² (cuyas especificaciones se muestran en la figura 44), con base en las dimensiones mínimas especificadas por la normativa, tendrá un diámetro de 9 metros y una profundidad enterrada de 2,30 metros. Este se fijará a la armadura de la cimentación por medio de uniones mecánicas, según se estableció en este capítulo.

La armadura metálica de la cimentación debe considerarse siempre como parte del sistema de puesta a tierra y del sistema de protección contra el rayo, ya que siempre participa en el paso de la corriente de falla del sistema de potencia o de la corriente de rayo a tierra, debido a las conexiones mecánicas y eléctricas con la torre. Por esta razón, el espesor mínimo de las varillas de acero de la armadura debe ser el indicado en la tabla VII, que corresponde al valor de 78 mm². Efectuando los cálculos con base en las expresiones anteriores y utilizando los datos de la tabla VIII se tiene:

Tabla VIII. **Especificación de valores de diseño del sistema de puesta a tierra de aerogeneradores**

Descripción	Valor
Resistividad del terreno, (ρ)	320 Ω m
Profundidad de colocación, (d)	2,30 m
Diámetro del electrodo anular, (D)	18 m
Radio del cable radial, (a)	0,0045 m
Número de cables radiales, (n)	4
Longitud de cada cable radial, (L)	5,7 m

Fuente: elaboración propia.

Se procede al cálculo de la resistencia del electrodo anular desnudo enterrado con los valores de diseño:

$$R_1 = \frac{320}{\pi^2 \cdot 18} \cdot \ln \frac{4 \cdot 18}{\sqrt{2 \cdot 0,0045 \cdot 2,3}} = 11,1 \Omega$$

El valor de resistencia correspondiente a los cuatro electrodos radiales horizontales, simétricamente espaciados desde el anillo menor común se tiene:

$$R_2 = \frac{320}{4 \cdot \pi \cdot 5,7} \left[\ln \frac{2 \cdot 5,7}{\sqrt{2 \cdot 0,0045 \cdot 2,3}} - 1 + \sum_{m=1}^3 \ln \left[\frac{1 + \sin \left[\frac{\pi \cdot m}{4} \right]}{\sin \left[\frac{\pi \cdot m}{4} \right]} \right] \right] = 26,0 \Omega$$

El valor de resistencia mutua entre el electrodo anular mayor y los cuatro electrodos radiados desde el anillo menor es:

$$R_3 = \frac{320}{\pi^2 \cdot 18} \cdot \ln \frac{4 \cdot 18}{\sqrt{2 \cdot \frac{5,7}{e} \cdot 2,3}} = 5,7 \Omega$$

Finalmente, la interacción de cada uno de los elementos individuales que componen el sistema de puesta a tierra de cada aerogenerador tiene como resultado una resistencia combinada que se conectará a su vez con los demás aerogeneradores del parque y la subestación eléctrica. Esta resistencia combinada es:

$$R = \frac{11,1(26,0) - (5,7)^2}{11,1 + 26,0 - 2(5,7)} = 9,96 \Omega$$

4.3.1. Instalación de los electrodos

Para la instalación de la disposición tipo A (electrodos de tierra), debe instalarse su extremo superior a una profundidad de al menos 0,5 metros y

colocarse en una configuración distribuida uniforme, tanto como sea posible, con el objetivo de minimizar los acoplamientos eléctricos en el terreno.

Si esta disposición es instalada en el interior de un alojamiento de inspección, que esté situado sobre un pavimento de alta resistividad o cercano a hormigón, el valor de 0,5 metros puede despreciarse.

En cuanto a la disposición tipo B (electrodo en anillo o de cimentación), deben enterrarse preferentemente a una profundidad de al menos 0,5 metros y a una distancia aproximada de 1 metro de las paredes externas. La instalación de los electrodos de tierra debe permitir su inspección durante la construcción. Esta disposición se recomienda también para terrenos de roca viva y estructuras con sistemas electrónicos o con alto riesgo de incendio.

Para garantizar el funcionamiento de la configuración elegida en el diseño de puesta a tierra de los aerogeneradores, las conexiones en la cimentación de hormigón entre las partes de la armadura metálica deberán realizarse según las especificaciones de la Norma IEC 62305-3, la cual indica que dichas conexiones deben realizarse, mediante soldaduras, grapas o mediante una longitud de superposición de al menos 20 veces los diámetros de las barras verticales y atados con hilo conductor de manera segura. Debe tenerse especial cuidado con las interconexiones con el objetivo de prevenir daños en el hormigón, producto de arcos eléctricos formados en contactos débiles.

El sistema de puesta a tierra debe inspeccionarse cuidadosamente durante la instalación, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Daños mecánicos durante el relleno de la cimentación.

- Conexión eléctrica a otras partes mecánicas de acero, por ejemplo, escaleras situadas exteriormente.
- Conexión a sistemas exteriores de puesta a tierra.
- Corrosión galvánica.

4.3.2. Conexión de conductor de tierra de aerogeneradores a la red de tierras de la subestación

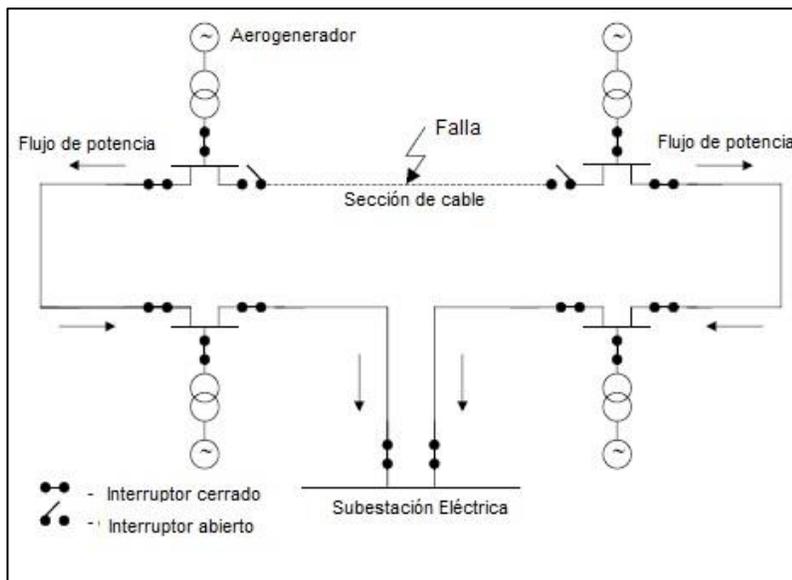
Para la conexión entre cada uno de los aerogeneradores y la subestación eléctrica del parque existen dos alternativas básicas para la disposición del sistema colector o red de media tensión y sus componentes, cable de tierra y fibra óptica. Estas pueden ser como alimentadores en anillo o alimentadores radiales.

El sistema de alimentador en anillo es el concepto más fiable y se basa en el criterio “n-1”. El criterio “n-1” garantiza que se permite la desconexión de cualquier equipo de la red sin representar graves consecuencias para la totalidad de la misma. Esto es válido para dispositivos de la red como cables, transformadores, barras, aerogeneradores, entre otros. En el caso de un fallo en la sección del cable o algún dispositivo de la red, esta sección se desconectará automáticamente y todos los aerogeneradores aún mantendrán la generación de energía en ambas direcciones a través de las secciones de cables operativos, como se muestra en la figura 37.

Sin embargo, la configuración de anillo tiene un costo más elevado que el concepto radial, ya que implica una longitud doble de cable empleándose preferiblemente zanjas separadas, dos seccionadores adicionales para cada sección del cable, entre otros aspectos.

El concepto de alimentador radial es más económico, únicamente es necesario un camino de cable para cada área. En caso del fallo de un aerogenerador o un transformador, el dispositivo correspondiente se desconectará, aislando el elemento y permitiendo que los aerogeneradores restantes permanezcan conectados al alimentador, como se muestra en la figura 38.

Figura 37. **Configuración de alimentador en anillo**



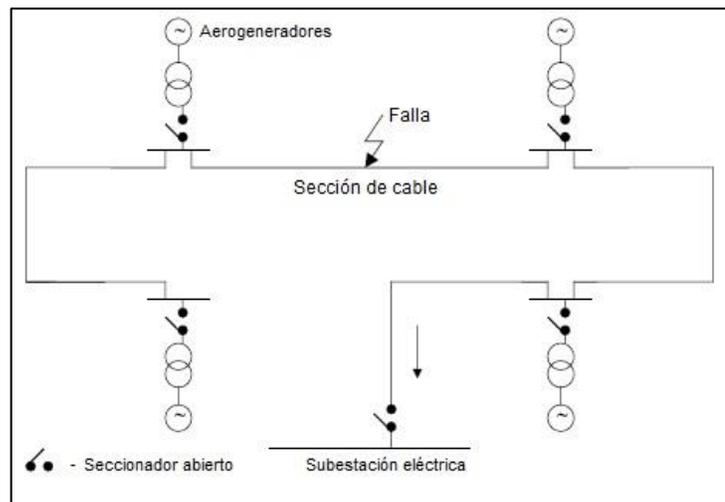
Fuente: *Parque eólico interna cableado.*

www.energypedia.info/wiki/File:Principle_scheme_of_a_ring_concept_Kopie.jpg. Consulta: enero de 2016

La principal desventaja de esta configuración radica en la escasa fiabilidad en caso de un cortocircuito que dañe el alimentador principal, ya que todo el alimentador será desconectado durante un periodo de tiempo para realizar los trabajos de reparación.

Se recomienda realizar un cableado interno con varios alimentadores radiales, con el fin de aumentar la disponibilidad de la generación. La configuración radial es la utilizada en el proyecto, ya que se cuenta con una correcta coordinación de protección para evitar daños en los equipos. En la figura 39 se muestra un ejemplo del método de interconexión del sistema de tierra.

Figura 38. **Configuración de alimentador radial**



Fuente: *Parque eólico interna cableado*. www.energypedia.info/wiki/File:Principle_scheme_of_a_radial_concept.jpg. Consulta: enero de 2016.

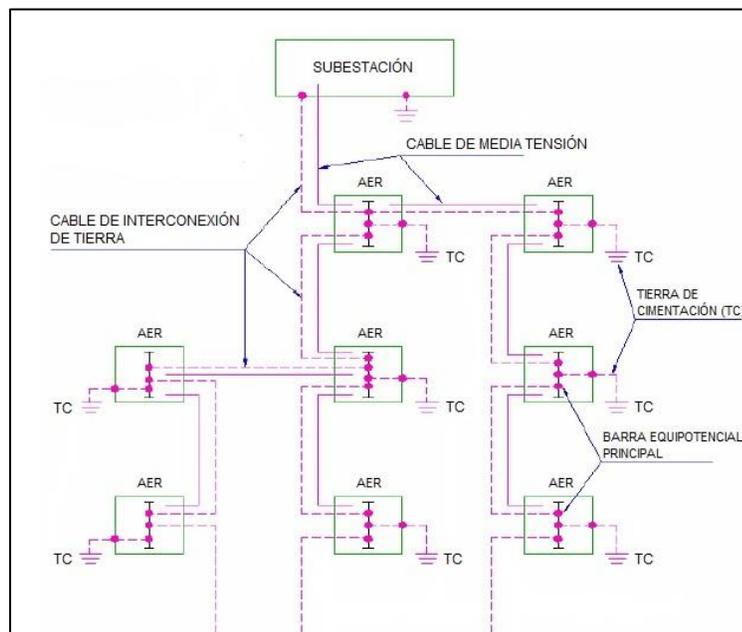
Independientemente de la configuración de conexión utilizada, los aerogeneradores del parque eólico cuentan con una protección eficaz contra los rayos, con el fin de tener un sistema al mismo potencial eléctrico, cada aerogenerador está conectado con, al menos, otro aerogenerador.

La puesta a tierra del parque eólico estará conectada a la red de tierra de la subestación. Las conexiones a la malla de tierra de la subestación se

realizarán por medio de abrazaderas de compresión o conectores atornillados según se especificó en anteriormente.

El terminal de la torre debe estar siempre conectado a la malla de tierra de la subestación. En la figura 40 se muestra un esquema de la conexión de puesta a tierra de los aerogeneradores con la subestación eléctrica, a través de conductores de cobre.

Figura 39. **Interconexión del sistema de puesta a tierra y media tensión de un parque eólico**



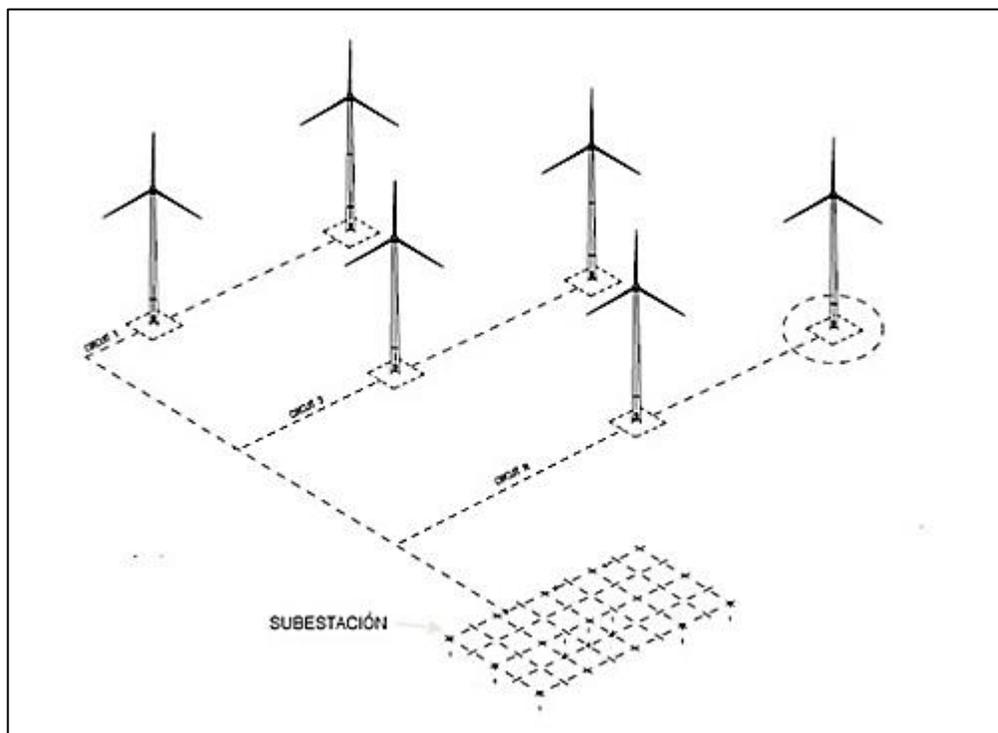
Fuente: *Parque eólico interna cableado*. www.Saylors-Wind_Farm_Collector_System_Grounding.pdf. Consulta: enero de 2016.

La razón para la conexión del terminal de la torre a la malla de tierra de la subestación es para obtener una impedancia muy baja en dicho terminal, con el fin de evitar una reflexión de la onda de corriente en el caso de una descarga

atmosférica en la torre, que pueda ocasionar un flameo inverso por la suma de la onda incidente y reflejada.

Si el terminal de la torre no puede ser conectado a la malla de tierra de la subestación, la resistencia al pie de la torre, por sí sola, debe ser reducida a menos de 10 ohmios con el fin de prevenir aún el retorno de la onda de corriente, en el caso de ser impactado por un rayo.

Figura 40. **Conexión de la red de tierra de los aerogeneradores con la malla de tierra de la subestación**



Fuente: *Parque eólico interna cableado.*

www.ewh.ieee.org/r3/atlanta/ias/Wind%20Farm%20Electrical%20Systems.pdf. Consulta: enero de 2016.

4.3.3. Técnicas para la medición de voltajes de paso y de contacto en las cercanías de los aerogeneradores

Un parque eólico, como cualquier otro sistema eléctrico, debe estar conectado a tierra para proporcionar una conexión de baja impedancia entre los equipos eléctricos y la red de tierra general de la planta, para proporcionar un potencial de referencia para los equipos eléctricos con el fin de garantizar el funcionamiento eficaz de los dispositivos de protección, evitar sobretensiones excesivas y gradientes de potencial que pueden causar daños al equipo o poner en peligro la vida humana.

Por esta razón, las tensiones de paso y de contacto deben comprobarse antes de la puesta en servicio de los aerogeneradores y de la subestación de alta tensión, para verificar que estos valores estén dentro de los límites admitidos. Para estas mediciones se deben seguir los criterios y recomendaciones de la Norma IEEE 81.2, la cual presenta métodos de instrumentación prácticos para medir las características de la corriente alterna en grandes sistemas de puesta a tierra o sistemas que se encuentran interconectados. Muestra los lineamientos para las mediciones de impedancia de tierra remota, voltajes de paso y de contacto y las variaciones de las distribuciones de corriente que se presentan en los sistemas de puesta a tierra según la complejidad del mismo, determinada por el número de cables neutrales conectados, pantallas de los cables, conductores de conexión a la red, tuberías metálicas, entre otros.

La metodología de la medición consiste en la aplicación de una corriente de prueba que simula la inyección de una corriente de falla. Esta corriente primaria varía entre 0 y 50 amperios a frecuencia de la red (60 Hz) entre un punto de la red de tierra del aerogenerador y un punto alejado de la red de tierra

(tierra remota). La corriente aplicada aumenta el potencial de la red de tierra y permite realizar mediciones de voltajes de paso y contacto sobre la cimentación del aerogenerador y en la periferia, lugares donde estarán expuestas las personas a riesgos de electrocución.

Para la medición de los voltajes se utilizan dos electrodos de medición circulares de acero de 200 cm² (16 cm de diámetro) y se utilizará como valor de resistencia del cuerpo humano 1 000 ohm. Los electrodos de medición deben ejercer una fuerza vertical hacia debajo de 250 N, equivalente aproximadamente a 25 kg, los cuales simulan los pies de una persona parada sobre el suelo, tal como se especifica en la Norma IEEE Std 81.2.

Deben emplearse fuentes de alimentación de potencia adecuadas con el fin de simular la falla, de forma que la corriente inyectada sea lo suficientemente alta; adicionalmente debe emplearse el método de inversión de polaridad para evitar que las medidas sean alteradas por corrientes parásitas que podrían circular en el terreno.

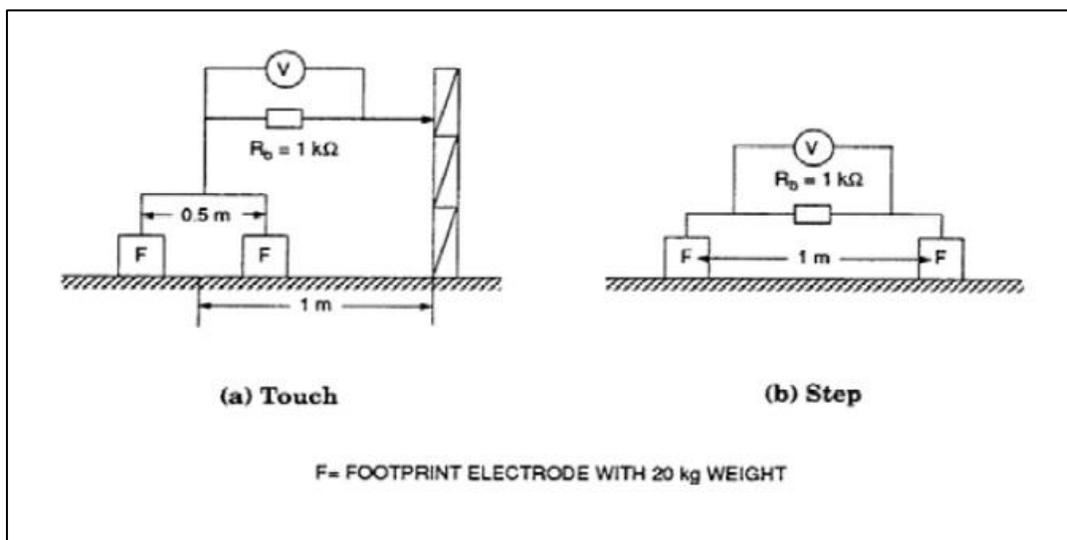
Debe procurarse que la corriente inyectada sea de al menos 1 % de la corriente para la cual ha sido dimensionado el sistema de tierra, y preferiblemente, valores de corrientes mínimas de 50 amperios con una variación de voltaje entre 600 y 1 000 V para sistemas de tierra de alta tensión, y 5 amperios y voltajes entre 400 y 600 V para sistemas de media tensión, debido a los valores bajos de resistencia de tierra y corrientes de falla elevadas que se presentan.

Los electrodos de inyección de corriente deben colocarse a una longitud de 6,5 veces el diámetro del electrodo de cimentación de tierra de donde se medirán los voltajes, aproximadamente 120 metros.

4.3.3.1. Medición de voltaje de paso

En el área donde se realizaran las mediciones del voltaje de paso, colocar los dos electrodos de medición de 25 kg separados una distancia de un metro, simulando los pies de una persona y conectarlos entre sí por una resistencia R_c de 1 000 ohm, en la figura 41 se muestra un esquema de esta medición.

Figura 41. Disposición de electrodos para la medición de voltajes de paso y contacto



Fuente: IEEE. *Standard. 81.2 1991*. p. 97.

Este valor de resistencia equivalente de $1\,000 \Omega$ es utilizado también para determinar la máxima tensión de contacto que puede ser aplicada al ser humano. Este valor está en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla. En la tabla IX se muestran los valores máximos de soportabilidad del ser humano a la circulación de corriente sin que se presenten perforaciones o daños en la piel y sin considerar el efecto

de resistencias externas adicionales involucradas entre la persona y la estructura puesta a tierra.

En cuanto a los valores, según la norma IEC, son obtenidos de la Norma IEC 60479-1 la cual proporciona especificaciones técnicas sobre los efectos de la corriente de choque en los seres humanos, con el objetivo de establecer los requisitos mínimos de seguridad eléctrica tomando en cuenta que los valores de impedancia corporal depende de una serie de factores, mencionando entre ellos el camino de la corriente, la tensión de contacto, la duración del flujo de la corriente, la frecuencia, el grado de humedad de la piel, la superficie de contacto que ejerce presión, entre otros, para estos valores se considera una probabilidad de fibrilación del 5 %.

En cuanto a los valores admisibles, según la norma IEEE, son aplicables a instalaciones de media, alta y extra alta tensión, donde el personal que se encuentra dentro de las instalaciones es consciente del riesgo al que está expuesto y cuenta con equipo de protección personal adecuada.

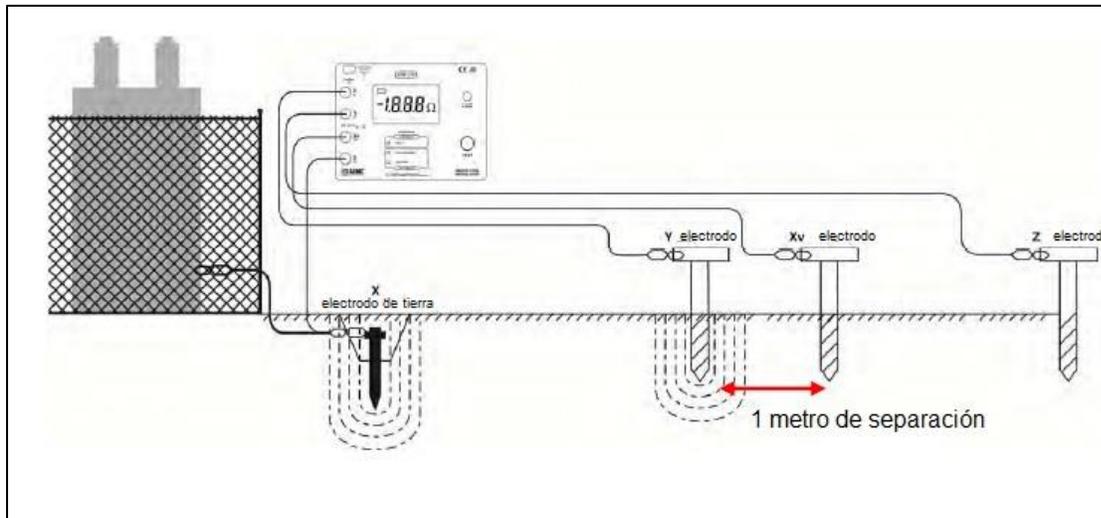
Tabla IX. **Máxima tensión de contacto admisible para el cuerpo humano**

Tiempo de despeje de falla	Máxima tensión de contacto admisible según IEC para 95 % de la población (Público en General)	Máxima tensión de contacto admisible según IEEE para personas de 50 kg (Ocupacional)
Mayor a dos segundos	50 voltios	82 voltios
Un segundo	55 voltios	116 voltios
700 milisegundos	70 voltios	138 voltios
500 milisegundos	80 voltios	164 voltios
400 milisegundos	130 voltios	183 voltios
300 milisegundos	200 voltios	211 voltios
200 milisegundos	270 voltios	259 voltios
150 milisegundos	300 voltios	299 voltios
100 milisegundos	320 voltios	366 voltios
50 milisegundos	345 voltios	518 voltios

Fuente: *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*. p. 85.

En cuanto a la medición de dicho voltaje, se aplica la corriente mínima de prueba gradualmente hasta alcanzar la corriente nominal para la prueba. Esta corriente es aplicada entre el electrodo de tierra a medir y el electrodo de tierra auxiliar, como se muestra en figura 42. Esta corriente debe controlarse con la lectura del amperímetro del instrumento.

Figura 42. Esquema de medición de voltaje de paso



Fuente: *Touch and step potential testing.*

www.aemc.com/techinfo/appnotes/Ground_Resistance_Testers/StepTouchPotential.pdf.

Consulta: enero de 2016

Entre los electrodos de medición que simulan los pies de una persona se conectan los terminales del voltímetro del instrumento, realizando la medición del voltaje V_m . Este voltaje obtenido debe ser corregido en función de la corriente de cortocircuito monofásica, con el objetivo de obtener el valor real del voltaje de paso que estará presente durante la falla. Esta corrección se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$V_p = \frac{I_f}{I_m} \cdot V_m$$

Donde

V_p : voltaje de paso

I_f : corriente de falla monofásica, tomada del diseño de la red.

I_m : corriente nominal para la prueba (5 A, 20 A)

V_m : voltaje de la medición realizada

Es recomendable realizar varias mediciones en los alrededores de los aerogeneradores, principalmente en el área de las plataformas, por ser el área destinada para la colocación de materiales y equipo de mantenimiento. También, debe realizarse esta metodología en las cercanías de la subestación eléctrica.

4.3.3.2. Medición del voltaje de contacto

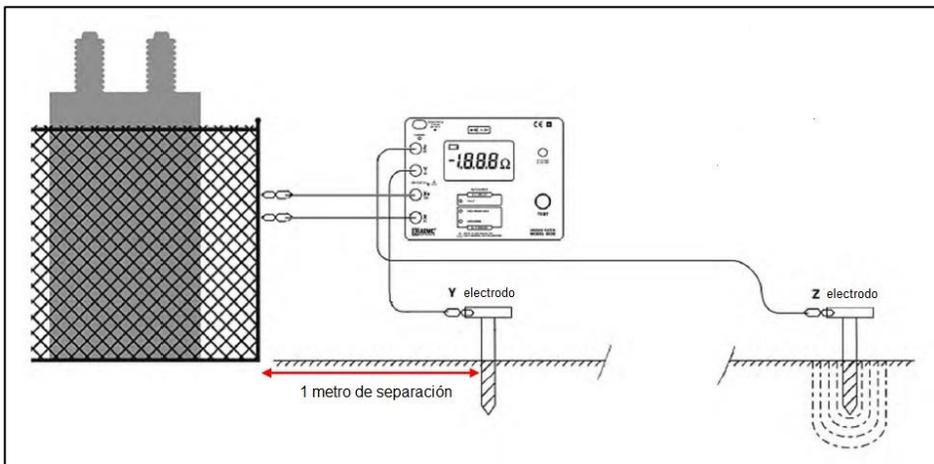
Las mediciones de tensiones de contacto se realizan entre todas las superficies metálicas de la base de la torre y las escaleras de acceso al interior del aerogenerador con el suelo circundante.

La metodología empleada es similar al de la medición del voltaje de paso, con la variante que los electrodos de medición se sitúan juntos, a un metro de la estructura energizada y se conectan a la misma a través de una resistencia de 1 000 ohm. En la figura 43 se muestra la conexión del equipo de medición.

Todos los valores de voltajes de paso y de contacto deben ser ajustados debido a la posible presencia de tensiones parasitas o vagabundas en los electrodos de medición. Esta corrección o ajuste se realiza registrando dos

medidas del voltaje V_m , una con polaridad normal y la otra mediante la inversión de polaridad en todas las mediciones.

Figura 43. **Esquema de medición de voltaje de contacto**



Fuente: *Touch and step potential testing.*

www.aemc.com/techinfo/appnotes/Ground_Resistance_Testers/StepTouchPotential.pdf

Consulta: enero de 2016

Posterior a esto, se mide el voltaje V_m sin la aplicación de corriente en los electrodos de inyección. Si el voltaje V_m es 0 V queda descartada la presencia de corriente o tensiones erráticas. Los valores corregidos se obtienen mediante:

$$V_k = \sqrt{\frac{(V_{10^\circ})^2 + (V_{2180^\circ})^2}{2}} - V_0^2$$

Donde

V_k : voltaje de paso o de contacto ajustado

V_{10° : voltaje medido con polaridad normal

V_{2180° : voltaje medido con la polaridad invertida

V_0 : voltaje errático, medido sin aplicar corriente en los electrodos inyectoros.

4.4. Mantenimiento e inspección de un sistema de protección contra el rayo

La efectividad de cualquier sistema electromecánico depende de su instalación, mantenimiento y los métodos de ensayo empleados. En los aerogeneradores estas inspecciones, ensayos o mantenimientos no deben hacerse mientras exista amenaza de tormentas.

En los sistemas de protección contra el rayo de aerogeneradores, el objetivo de las inspecciones es comprobar que el diseño del sistema esté basado en la Norma IEC 61400-24. Según la normativa, todos los componentes del sistema de protección contra el rayo deben estar en buenas condiciones, deben ser capaces de llevar a cabo su cometido, que no exista corrosión y que cualquier servicio añadido recientemente o en construcción esté incorporado a dicho sistema.

Por último, es conveniente que dentro de las inspecciones mecánicas que se realice a los componentes estructurales del aerogenerador, se inspeccione el deterioro y la corrosión de los elementos captadores, conductores y conexiones, el valor de resistencia de puesta a tierra, el estado de las conexiones equipotenciales y el de las fijaciones.

4.5. Red de tierra de la subestación

La red de tierra de la subestación debe suministrar la adecuada protección al personal y al equipo, dentro y fuera de la subestación, ya que pueden quedar expuestos a tensiones peligrosas cuando se presentan fallas a tierra en la instalación o corrientes de rayo producto de descargas atmosféricas en los aerogeneradores.

Es importante considerar que la dependencia en gran parte de las características, composición física del terreno y las condiciones ambientales existentes en determinada región, origine que el diseño de una malla de tierra nunca sea de iguales características entre una subestación y otra, aún teniendo en común la misma capacidad y dimensiones.

En un parque eólico, las puestas a tierra de cada aerogenerador y de la subestación de alta tensión deben conectarse, de ser posible, mediante cables horizontales, con el fin de formar un único sistema de puesta a tierra. Esto es muy beneficioso en el caso que sea difícil obtener un valor de resistencia de puesta a tierra adecuado en cada aerogenerador.

4.5.1. Datos de partida

El sistema de puesta a tierra de un parque eólico es muy importante para la protección de los sistemas eléctricos, debido a que un valor bajo de la resistencia de puesta a tierra reduce las diferencias de potencial entre las diferentes estructuras y, por lo tanto, reduce las interferencias que se producen en las conexiones eléctricas.

Por esta razón, es necesario que el sistema de puesta a tierra, tanto de los aerogeneradores como el de la subestación eléctrica, esté correctamente dimensionado. Para tal efecto se tomarán los valores de la tabla IX para el diseño del mismo.

Tabla X. **Valores empleados en el diseño**

Descripción	Valor
Capacidad instalada, en MW, 3 ϕ	23,1
Voltaje, en kV	138/34,5
Corriente de cortocircuito, en kA, 3 ϕ	4,8
Temperatura ambiente, en °C	25 °C
Profundidad de la malla de tierra, en m	0,50
Ancho del terreno, en m	50
Largo del terreno, en m	120
Tiempo de duración de la falla, en segundos	0,30
Ciclos	18
Factor de crecimiento	1,25

Fuente: elaboración propia.

4.5.2. Selección del tamaño del conductor

El material más utilizado para los conductores y electrodos de las mallas de tierra es el cobre, debido a su alta conductividad y su resistencia a la corrosión cuando está enterrado. Puede presentar algunos problemas de corrosión galvánica en materiales con algún compuesto de plomo, como las pantallas de los cables de control y fuerza.

Para calcular el área transversal mínima del conductor requerido para el diseño de la malla de tierra se utilizara la fórmula de Sverak, la cual evalúa la capacidad de corriente de cualquier conductor para el cual se conocen las características del material, el valor de la corriente de falla y el tiempo de

duración de esta. Para dicho cálculo se tomarán en cuenta los valores de la tabla XI que contiene las constantes del cobre comercial.

Tabla XI. **Constantes del cobre comercial**

Cobre comercial estirado en frío	
T_r	20 °C
T_m	1 084 °C
T_a	40 °C (temperatura máxima ambiente)
t_c	0,33 s
α_r	0,00381
ρ_r	1,78 $\mu\Omega$ cm
TCAP	3,42 J/(cm ³ °C)

Fuente: elaboración propia, con base en *Comisión Federal de Electricidad, NRF-011-2004*.

Para determinar el conductor adecuado empleando la ecuación del área en milímetros cuadrados, se encuentra primero el valor de K_0 según:

$$K_0 = \frac{1}{\alpha_r} - T_r \text{ (}^\circ\text{C)}$$

$$K_0 = \frac{1}{0,00381} - 20 = 242 \text{ }^\circ\text{C}$$

Con el valor de K_0 y el valor de la corriente de cortocircuito de diseño expresada en kA, se procede a calcular el área mínima de conductor, como se especificó en el capítulo 1.

$$A_{\text{mm}^2} = I \frac{1}{\sqrt{\frac{\text{TCAP} \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \ln \left[\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right]}} \text{ (mm}^2\text{)}$$

Con los valores definidos en la tabla X se tiene:

$$A_{\text{mm}^2} = 4.8 \frac{1}{\sqrt{\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{0,30 \cdot 0,00381 \cdot 1,78} \ln \left[\frac{242 + 1\,084}{242 + 40} \right]}} = 9,41 \text{ (mm}^2\text{)}$$

Al buscar el resultado anterior en tablas de propiedades de conductores eléctricos y aproximando a un valor superior, el conductor correspondiente sería calibre Núm. 6 (13,30 mm²). La norma ANSI/IEEE Std 80-2000 recomienda, como calibre mínimo, el conductor número 4/0 AWG de cobre, pero se utilizará un equivalente menor en nomenclatura IEC que corresponde al conductor número 95 IEC de cobre, esto por congruencia de escalas con los conductores de tierra de los aerogeneradores, las características de los conductores se muestra en la figura 44.

4.5.3. Tensiones de paso y de contacto admisibles

Uno de los aspectos fundamentales en todo diseño de puesta a tierra de una subestación eléctrica consiste en velar por la seguridad de las personas, evitando que una cantidad de energía determinada sea absorbida antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado.

Figura 44. **Características físicas de cables de cobre desnudo**

Calibre		Sección [mm ²]	Nº de hilos	Diámetro [mm]
IEC [mm ²]	Americana [AWG o kCM]			
35	-	34,4	7	7,50
-	1	42,4	19	8,45
50	-	48,3	19	9,00
-	1/0	53,5	19	9,45
-	2/0	67,4	19	10,65
70	-	69,0	19	10,75
-	3/0	85,0	19	11,95
95	-	93,3	19	12,50
-	4/0	107,2	19	13,40
120	-	119,8	37	14,21
-	250	126,7	37	14,63
150	-	147,1	37	15,75

Fuente: FELIPE RÁMIREZ, Carlos. *Subestación de alta y extra alta tensión*. p. 154.

Para calcular las tensiones máximas permitidas de paso y de contacto para una persona de 50 y 70 kg, se toma en cuenta principalmente las corrientes máximas permitidas por el cuerpo humano y el circuito equivalente que forma el cuerpo cuando se encuentra de pie o toca un objeto. Para ello se encuentra primero el factor de reducción C_s :

$$C_s = 1 - \frac{0,09 [1 - (\rho/\rho_s)]}{2 h_s + 0,09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09[1 - (350/2\ 500)]}{(2 * 0,10) + 0,09} = 0,73$$

Donde

$$h_s = 0,10 \text{ m}$$

Posteriormente, se calcula el valor del voltaje de paso para una persona de 50 y 70 kg, respectivamente.

$$E_{p-50\text{kg}} = \frac{[0,116 (1\ 000 + 6 C_s \rho_s)]}{\sqrt{t_c}} \text{ (V)}$$

$$E_{p-70\text{kg}} = \frac{[0,156 (1\ 000 + 6 C_s \rho_s)]}{\sqrt{t_c}} \text{ (V)}$$

- El voltaje de paso permisible es:
 - Para una persona de 50 kg:

$$E_{p-50} = \frac{0,116[1\ 000 + (6 \cdot 0,73 \cdot 2\ 500)]}{\sqrt{0,30}} = 2\ 530,8\ \text{V}$$

- Para una persona de 70 kg:

$$E_{p-70} = \frac{0,156[1\ 000 + (6 \cdot 0,73 \cdot 2\ 500)]}{\sqrt{0,30}} = 3\ 403,5\ \text{V}$$

De igual forma, se calcula el valor del voltaje de contacto que experimentaría una persona de 50 y 70 kg, respectivamente.

$$E_{c-50\text{kg}} = \frac{0,116 (1\ 000 + 1,5 C_s \rho_s)}{\sqrt{t_s}} \text{ (V)}$$

$$E_{c-70\text{kg}} = \frac{0,156 (1\ 000 + 1,5 C_s \rho_s)}{\sqrt{t_s}} \text{ (V)}$$

- El voltaje de contacto permisible es:
 - Para una persona de 50 kg:

$$E_{c-50} = \frac{0,116[1\ 000 + (1,5 * 0,73 * 2\ 500)]}{\sqrt{0,30}} = 791,6\ V$$

- Para una persona de 70 kg:

$$E_{c-70} = \frac{0,157[1\ 000 + (1,5 * 0,73 * 2\ 500)]}{\sqrt{0,30}} = 1\ 071,3\ V$$

Para el cálculo de la corriente simétrica de falla I_g , según la norma IEEE Standar 80, se debe determinar el factor de división de corriente S_f , el cual es la relación entre la corriente que debe disipar la malla de tierra y la corriente total a ser disipada, tanto por la malla de tierra, como por otras mallas y cable de guarda conectados a éstas.

Se considerara la subestación del proyecto como una planta generadora con una contribución de corriente 25 % remoto y 75 % local con una resistencia de puesta a tierra de las torres de 100 Ω .

$$I_g = I_f \cdot S_f$$

Donde

I_g : valor eficaz de la corriente simétrica de malla, en amperios.

I_f : valor eficaz de la corriente simétrica de falla a tierra, en amperios.

S_f : factor de división de corriente de falla

En el anexo 1 se muestra el gráfico para la determinación del factor de división de corriente el cual tiene un valor de 0,25 considerando que se tendrán dos líneas de transmisión y ninguna línea de distribución.

$$I_g = 4,8 * 0,25 = 1,2 \text{ kA}$$

El valor de la corriente simétrica de falla se obtuvo utilizando un software de simulación de flujo de carga y cortocircuito, considerando el parque eólico en condiciones nominales conectado al sistema eléctrico nacional.

4.5.4. Cálculo de la resistencia de la malla de tierra

Para calcular la resistencia de la malla de tierra, primero se encuentra la longitud total efectiva del sistema y se procede de la siguiente manera:

- La malla se instalara a una profundidad de 0,50 metros.
- El diseño considera una malla en forma de “L” de 120 metros de largo por 50 metros de ancho, como se muestra en la figura 45, con una separación de cables paralelos de 5 metros.
- Se considera el uso de 50 varillas de 1,6 centímetros (5/8”) de diámetro y 2,4 metros de longitud.

$$\text{Conductores longitudinales: } 7(120 \text{ m}) + 4(65 \text{ m}) = 1 \text{ 100 m}$$

$$\text{Conductores transversales: } 14(50 \text{ m}) + 11(30 \text{ m}) = 1 \text{ 030 m}$$

$$\text{Longitud total del conductor: } L_c = 2 \text{ 130 m}$$

$$\text{Longitud total de varillas enterradas: } L_R = 50(2,40 \text{ m}) = 120 \text{ m}$$

$$\text{Area: } A = (120)(50) - (55)(20) = 4 \text{ 900 m}^2$$

La longitud efectiva del conductor de la malla de tierra comprende la suma de la longitud total del conductor y la longitud total de las varillas enterradas.

$$L = L_c + L_R = 2\,226\text{ m}$$

Por lo tanto la resistencia de la malla de tierra es la siguiente:

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

$$R_g = 350 \left[\frac{1}{2,226} + \frac{1}{\sqrt{20} * 4,900} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.50\sqrt{20/4,900}} \right) \right] = 2.35\ \Omega$$

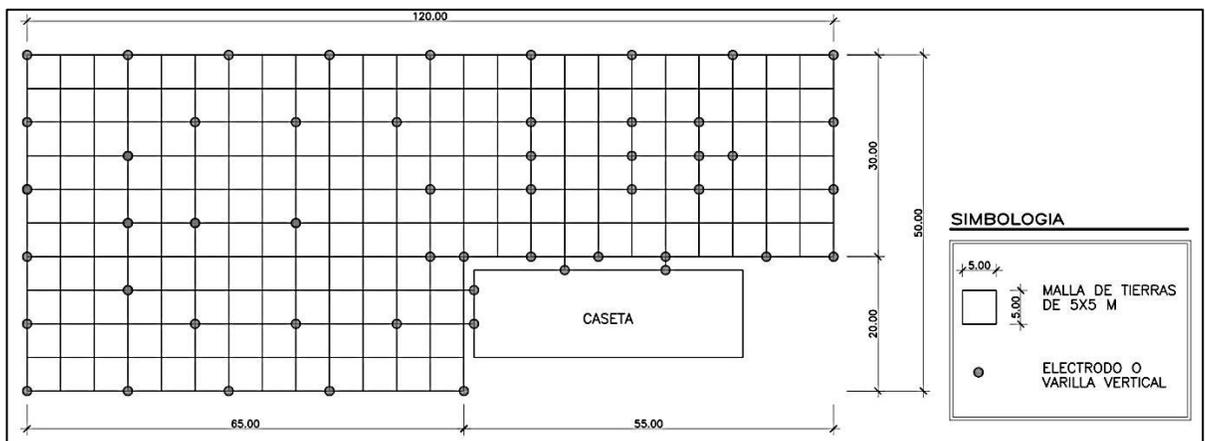
Las operaciones defectuosas de los relés de protección o errores humanos pueden resultar en excesivos tiempos de interrupción de fallas, debido a esto se utilizan esquemas de protección redundantes con valores típicos de liberación de fallas entre 0,25 y 1,0 segundos. Para determinar la corriente máxima de la malla I_G , debemos considerar el factor de decremento (D_f) el cual determina la atenuación de las corrientes transitorias directa y alterna junto con el efecto de desplazamiento de la componente de corriente directa. En el anexo 2, se muestra el valor de este factor para diferentes tiempos de duración de falla y la relación entre la corriente simétrica y asimétrica de cortocircuito X/R. Para el diseño se tomara en la columna X/R=20, el valor del factor de decremento 1,0850 correspondiente a una duración de falla de 18 ciclos (0,30 segundos).

Adicionalmente, se utiliza un factor de proyección de (C_p) de 1,25 ya que se debe contar con un margen adecuado para estimar los aumentos futuros de

las corrientes de falla debido a un aumento de la capacidad del sistema eléctrico o por interconexiones posteriores.

$$I_G = D_f \cdot I_g \cdot C_p = 1.085 \cdot 1,2 \cdot 1,25 = 1\,627,5 \text{ kA}$$

Figura 45. Disposición de la subestación eléctrica del parque



Fuente: elaboración propia, con base en IEC 61400-24: 2010.

Se eligió el valor de resistencia al pie de la torre más alto con el objetivo de que la mayor parte de la corriente de falla sea drenada a la red de tierras de la subestación.

Con el valor de resistencia y de la corriente máxima de la malla se procede a calcular la elevación del potencial de tierra (EPT), en la subestación. Este valor de diseño nos da una idea de la tensión máxima que se puede obtener con relación a un punto de tierra distante, asumiendo que este se encuentre al potencial de tierra remota. Este valor no debe exceder el máximo voltaje de contacto tolerable por el cuerpo humano y no debe ser mayor a 5 000 V.

El valor de la elevación de potencial se calcula de la siguiente manera:

$$EPT = I_G \cdot R_g = 1\,628 \cdot 2,35 = 3\,825 \text{ V}$$

Como el potencial de la malla de tierra con respecto a la tierra remota EPT (3 825 V) es mayor que el valor de la máxima tensión de contacto tolerable E_{c-70} (1 071,3 V) es necesario determinar las tensiones de malla y de paso que se presentan en la subestación.

4.5.5. Cálculo de la tensión máxima de la malla

Para calcular el voltaje de malla y voltaje de paso se toman en consideración los siguientes factores:

- Al instalar la malla de tierra, se conectarán los electrodos verticales a la misma.
- Se instalarán 50 electrodos de varilla de 1,6 cm (5/8") de diámetro y 2,40 metros de longitud.
- Los electrodos se instalarán en el perímetro de la malla de tierra y en lugares donde se desee reducir los gradientes de potencial.

La tensión de malla se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$E_m = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_M}$$

Donde

K_m : factor de geometría.

K_i : factor de corrección por geometría en forma de malla.

I_G : corriente máxima de malla, en amperios.

ρ : resistividad del suelo, en ohm-metro.

L_M : longitud efectiva de cable y varillas enterradas, para tensión de malla, en metros.

Los factores de la anterior ecuación se obtienen con las siguientes expresiones:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left[\frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right] \right]$$

Para mallas con varillas a lo largo del perímetro, o para mallas con varias varillas en las esquinas, así como para ambas:

$$K_{ii} = 1$$

El término K_h es un factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de profundidad de la malla, está dado por:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0,50}{1}} = 1,22$$

El factor n se calcula según lo especifica la Norma IEEE Std 80-2000 de la siguiente manera:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = \frac{2 \cdot 2\,130}{340} = 12,50$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{340}{4\sqrt{4\,900}}} = 1,10$$

$$n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} = \left[\frac{120 \cdot 50}{4\,900} \right]^{\frac{0,7 \cdot 4\,900}{120 \cdot 50}} = 1,12$$

$$n_d = 1 \text{ para mallas en "L"}$$

$$n = 12,50 \cdot 1,10 \cdot 1,12 \cdot 1 = 15,40$$

Con esto se procede a calcular el factor K_i de la siguiente manera:

$$K_i = 0,656 + 0,172 \cdot n = 0,644 + 0,148 \cdot 15,40 = 2,92$$

Cuando se tienen varillas en las esquinas o en el perímetro, la longitud efectiva de cable y varillas enterradas para la tensión de malla se calcula de la siguiente manera:

$$L_M = L_c + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot L_R$$

Donde

L_r : longitud promedio de cada varilla, en metros.

Para una longitud total de varillas enterradas de 120 metros y una longitud de varilla de 2,40 metros se tiene:

$$L_M = 2\,130 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{2,40}{\sqrt{120^2 + 50^2}} \right) \right] \cdot 120 = 2\,318,7$$

Por lo tanto, el voltaje de malla es:

$$E_m = \frac{350 \cdot 1\,627,5 \cdot 0,59 \cdot 2,92}{2\,318,7} = 423,2 \text{ V}$$

Ahora para un enterramiento normal de la malla, en donde $0,25 \text{ m} < h < 2,5 \text{ m}$ el valor real del voltaje de paso se calcula mediante:

$$E_s = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_s \cdot K_i}{L_s}$$

Para mallas con o sin varillas, la longitud efectiva de cables y varillas para la tensión de paso se define como:

$$L_s = 0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot L_R$$

El valor del factor K_s correspondiente es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{(n-2)}) \right]$$

Para una profundidad de enterramiento habitual de $0,25 \text{ m} < h < 2,5 \text{ m}$ tenemos:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{5 + 0,5} + \frac{1}{5} (1 - 0,5^{15,4-2}) \right] = 0,44$$

Finalmente el voltaje de paso se calcula de la siguiente manera:

$$E_s = \frac{350 \cdot 1\,627,5 \cdot 0,44 \cdot 2,92}{0,75 \cdot 2\,130 + 0,85 \cdot 120} = 430,6 \text{ V}$$

Las condiciones de una red son seguras, si los voltajes de paso y contacto calculados con las disposiciones del espaciamiento de la cuadrícula e instalación de electrodos verticales brindan valores menores a los tolerables o permisibles por el cuerpo humano. Esta comparación se realiza en la tabla X, ya que estas condiciones se cumplen, se establece que se ha obtenido un diseño seguro.

Tabla XII. **Comparación de voltajes tolerables con máximos permitidos**

Voltajes de paso y de contacto tolerables	Voltajes de malla y de paso máximos permitidos
$E_{c\,50\text{kg}} = 791,6 \text{ V}$	$E_m = 423 \text{ V}$
$E_{c\,70\text{kg}} = 1\,071,3 \text{ V}$	
$E_{p\,50\text{kg}} = 2\,530,8 \text{ V}$	$E_s = 430 \text{ V}$
$E_{p\,70\text{kg}} = 3\,403,5 \text{ V}$	

Fuente: elaboración propia, con base en cálculos realizados.

Las especificaciones y consideraciones de este diseño cumplen con las condiciones de seguridad, por lo que no deben hacerse modificaciones en el mismo, de no cumplirse alguna de las condiciones se requiere de la revisión del diseño. Dentro de las modificaciones puede mencionarse contar con un menor espaciamiento entre conductores, un mayor número de varillas, reducir el valor

de resistividad del terreno por medio de la aplicación de pozos de tierras con mezclas naturales, entre otros.

CONCLUSIONES

1. El diseño del sistema de puesta a tierra de un parque eólico debe realizarse con base en dos aspectos. En primer lugar, su rendimiento durante un fallo en el sistema de potencia. En segundo lugar, su rendimiento como parte de un sistema de protección contra el rayo.
2. El correcto dimensionamiento del sistema de puesta a tierra permite que los componentes del sistema de protección contra el rayo garanticen que los valores de los parámetros de la corriente máxima de rayo no excederán el nivel de protección recomendado.
3. El valor de resistencia de puesta a tierra de cada aerogenerador se reduce junto con el voltaje de paso y contacto al interconectar cada sistema individual de tierra entre sí y, a su vez, con la subestación eléctrica, por medio del conductor de cobre desnudo.
4. El valor de diseño de la resistencia de puesta a tierra de los aerogeneradores cumple con lo establecido por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), cuyo valor debe ser menor o igual a 10 ohm antes de conectarse el aerogenerador al resto del sistema.

RECOMENDACIONES

1. De ser necesario, puede emplearse un diseño de electrodo anular externo alrededor de la base de cimentación como medida de control de elevación de potencial, dependiendo si las tensiones de paso y de contacto deben reducirse aún más, debido a que los electrodos internos de cimentación no hayan sido suficientes.
2. Las mediciones y estudios del suelo deben realizarse durante la época seca del año, con el objetivo de obtener valores críticos de resistividad; en Guatemala la estación adecuada es de noviembre a abril.
3. De ser posible, deben realizarse las mediciones del sistema de puesta a tierra en alta frecuencia, debido al comportamiento de alta frecuencia del rayo. La impedancia que presentan los electrodos de puesta a tierra puede ser mayor o menor a los valores de resistencia medidos a baja frecuencia.
4. Tomar mediciones de resistividad y características del suelo en cada una de las ubicaciones de los aerogeneradores y ajustar el diseño individualmente de ser necesario, para cumplir con los requerimientos de un sistema de puesta a tierra eficiente.

BIBLIOGRAFÍA

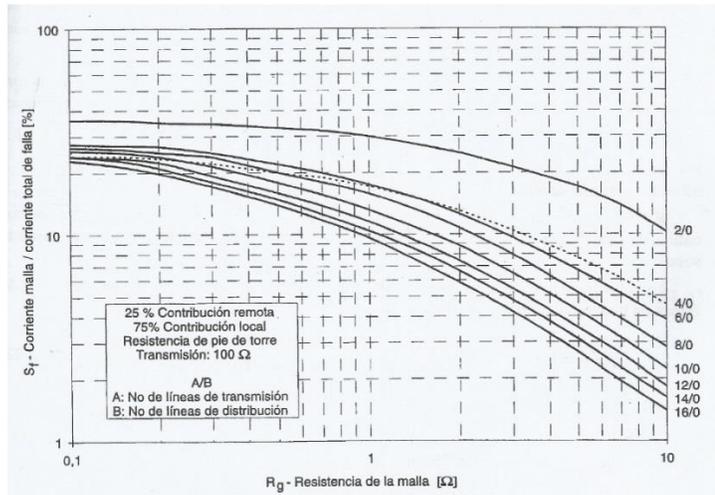
1. ÁLVAREZ MARIVELA, Nieves, *Proyecto de diseño, construcción y explotación de un parque eólico*. España: Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior, 2009. 357 p.
2. American National Standards Institute. *Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system. Std. 81-1983*. New York: ANSI/IEEE, 1983. 200 p.
3. BURTON, Tony et al. *Wind energy handbook*. Inglaterra: John Wiley & Sons, 2001. 536 p.
4. CAM, Ernst. et al. *Wind power plant collector system design consideration. IEEE PES wind plant collector system design working group*. Tennessee: IEEE, 2009. 7 p.
5. Formación de Energías Renovables y TESICNOR. *Guía de buenas prácticas para la prevención y protección contra el rayo en parques eólicos*. [en línea]. <http://www.tesicnor.com/wp-content/uploads/2014/06/GBP_Guia_prevention_rayos_parques_eolicos.pdf>. [Consulta: 15 septiembre de 2015].
6. HASSANZADEH, Manouchehr. *Cracks in onshore wind power foundations*. Estocolmo: Elforsk, 2012. 172 p.

7. Institute of Electric and Electronic Engineers. *Guide for safety in AC substation grounding, Std 80-2000*. New York: IEEE, 2000. 197 p.
8. International Electrotechnical Commission. *Protection against lightning, part 3: physical damage to structure and life hazard. IEC 62305-3*. Suiza: IEC, 2006. 297 p.
9. _____. *Wind turbines- part: 1, design requirements. IEC 61400-1*. Suiza: IEC, 2005. 92 p.
10. _____. *Wind turbines – part 24: lightning protection. IEC 62400-24*. Suiza: NEN-EN-IEC, 2010. 168 p.
11. DHN+SÖHNE. *Lightning and surge protection for wind turbines*. [en línea]. <[https://www.dehn.international.com/sites/default/files/uploads/dehn/pdf/protection_concepts /sv08wind-e .pdf](https://www.dehn.international.com/sites/default/files/uploads/dehn/pdf/protection_concepts_sv08wind-e.pdf)>. [Consulta: agosto de 2015].
12. LEUTRON. *Surge protection wind turbines*. [en línea]. <[http://www.leutron.de/uploads/ media/980138_Surge_Protection_Wind_Turbines_v01_en.pdf](http://www.leutron.de/uploads/media/980138_Surge_Protection_Wind_Turbines_v01_en.pdf)>. [Consulta: septiembre de 2015].
13. MARTÍN, José Raúll. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: McGraw-Hill, 1992. 556 p.
14. National Fire Protection Association. *National Electrical Code. NEC 2011*. Massachusetts: NFPA, 2011. 185 p.

15. RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. *Protección de sistemas eléctricos*. Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2010. 638 p.
16. *Safety and protection for wind turbines*. [en línea]. <https://www.lowvoltage.siemens.com/infocenter/doc/02_ds_Safetyandprotectionforwindturbines_EN_2951.pdf>. [Consulta: agosto de 2015].
17. SANZ, Jorge, et al. *Aterrizaje del neutro para sistemas eléctricos*. *Scientia et Technica*. 2007. 126 p.
18. *Vestas wind system A/S. Catálogo*. [en línea]. <<https://www.vestas.com/en/products/turbines/3-mw-platform>>. [Consulta: enero 2016]

ANEXOS

Anexo 1. Gráfica de factor de distribución



Fuente: FELIPE RAMÍREZ, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 577.

Anexo 2. Gráfica factor de decremento D_f para diferentes relaciones de X/R

Duración de la falla t_f		Factor de decremento D_f			
[s]	[ciclos (60 Hz)]	$X/R = 10$	$X/R = 20$	$X/R = 30$	$X/R = 40$
0,0033	0,5	1,576	1,648	1,675	1,688
0,05	3	1,232	1,378	1,462	1,515
0,10	6	1,125	1,232	1,316	1,378
0,20	12	1,064	1,125	1,181	1,232
0,30	18	1,043	1,085	1,125	1,163
0,40	24	1,033	1,064	1,095	1,125
0,50	30	1,026	1,052	1,077	1,101
0,75	45	1,018	1,035	1,052	1,068
1,00	60	1,013	1,026	1,039	1,052

Fuente: FELIPE RAMÍREZ, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 580.

Anexo 3. **Valores máximos de los parámetros del rayo en función del nivel de protección contra rayo**

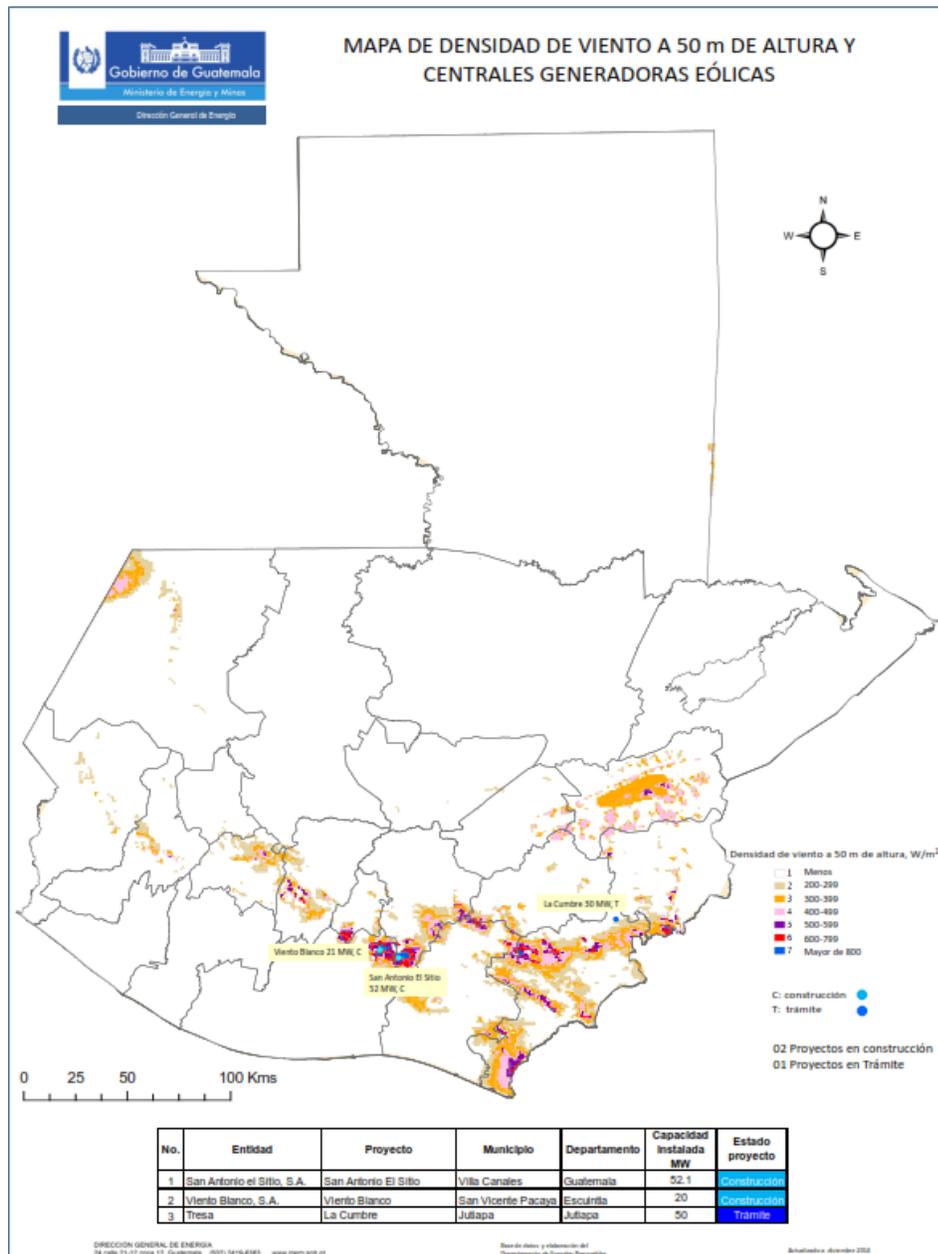
**Table 1 – Maximum values of lightning parameters according to LPL
(Table 5 in IEC 62305-1)**

First short positive stroke			LPL			
Current parameters	Symbol	Unit	I	II	III	IV
Peak current	I	kA	200	150	100	
Short stroke charge	Q_{short}	C	100	75	50	
Specific energy	W/R	MJ/Ω	10	5,6	2,5	
Time parameters	T_1 / T_2	μs / μs	10/350			
First short negative stroke ^a			LPL			
Peak current	I	kA	100	75	50	
Average steepness	di/dr	kA/μs	100	75	50	
Time parameters	T_1 / T_2	μs / μs	1/200			
Subsequent short stroke ^a			LPL			
Peak current	I	kA	50	37,5	25	
Average steepness	di/dr	kA/μs	200	150	100	
Time parameters	T_1 / T_2	μs / μs	0,25 / 100			
Long stroke			LPL			
Current parameters	Symbol	Unit	I	II	III	IV
Long stroke charge	Q_{long}	C	200	150	100	
Time parameter	T_{long}	s	0,5			
Flash			LPL			
Current parameters	Symbol	Unit	I	II	III	IV
Flash charge	Q_{flash}	C	300	225	150	

^a The use of this wave shape concerns only calculations and not testing.

Fuente: Norma IEC: 61400-24: 2010.

Anexo 4. **Mapa de densidades de viento a 50 m de altura y centrales generadoras eólicas**



Fuente: *Mapa de densidad de viento*. www.mem.gob.gt/.../2012/04/Mapa-eolico.pdf. Consulta: agosto de 2015.

Anexo 5. Constantes de materiales conductores

Descripción	Conduc-tividad [%]	α_r a 20 °C [1/°C]	K_0 a 0 °C [°C]	Temperatura de fusión, T_m [°C]	ρ_r 20 °C [$\mu\Omega\text{cm}$]	factor TCAP [J/(cm ³ °C)]
Cobre recocido	100,0	0,00393	234	1 083	1,72	3,42
Cobre estirado en frío	97,0	0,00381	242	1 084	1,78	3,42
Acero cobrizado	40,0	0,00378	245	1 084	4,40	3,85
Acero cobrizado	30,0	0,00378	245	1 084	5,86	3,85
Aluminio comercial EC	61,0	0,00403	228	657	2,86	2,56
Aleación de aluminio 5005	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,60
Aleación de aluminio 6201	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,60
Acero aluminizado	20,3	0,00360	258	657	8,48	3,58
Acero galvanizado	8,6	0,00320	293	419	20,1	3,93
Acero inoxidable	2,4	0,00130	749	1 400	72,0	4,03

Fuente: FELIPE RAMÍREZ, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 552.